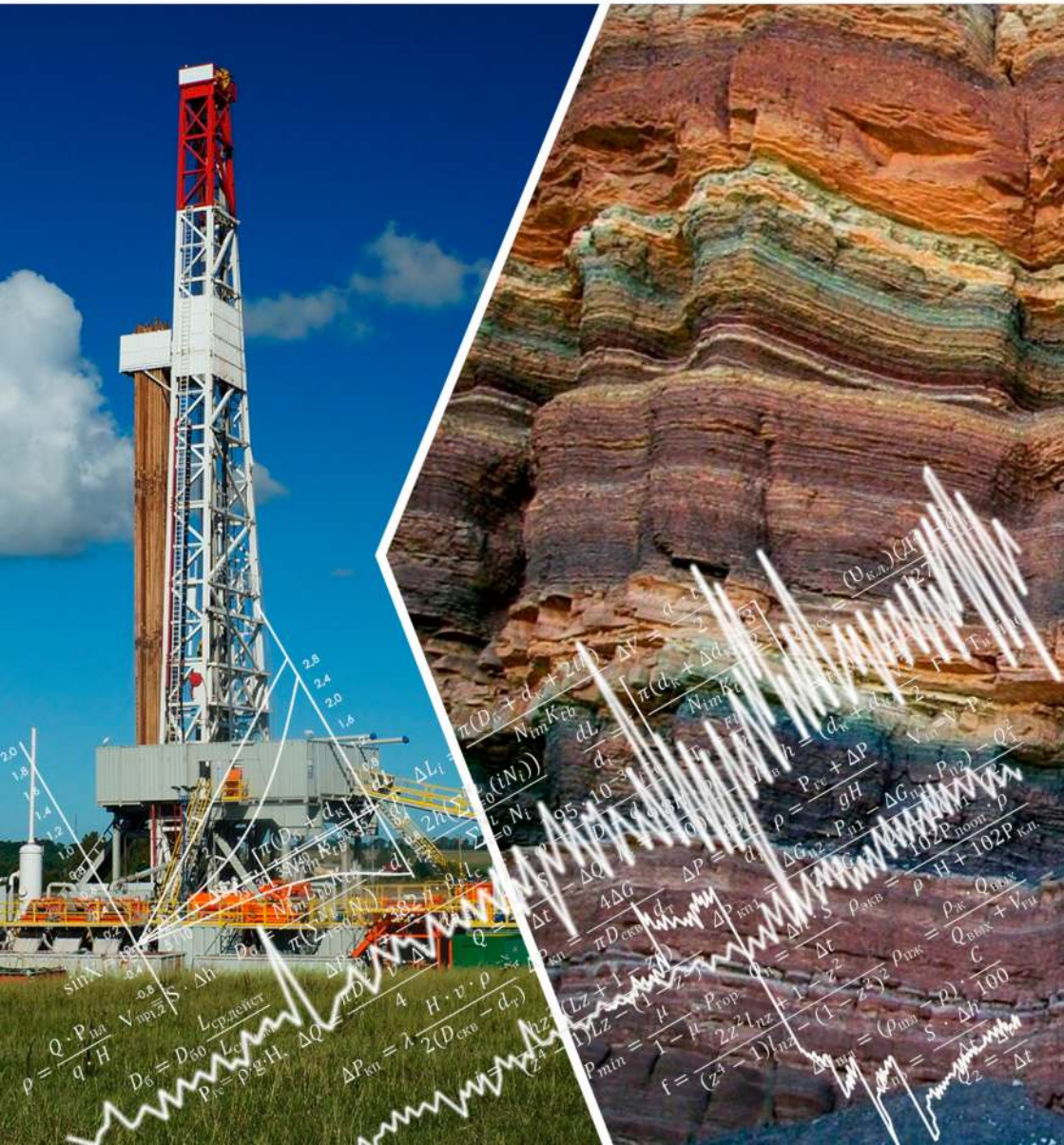
П.П. Муравьев, И.П. Осипчук, Ю.П. Казанцев

Геолого-геохимические и технологические исследования

в процессе бурения нефтяных и газовых скважин



П.П. Муравьев, И.П. Осипчук, Ю.П. Казанцев

Геолого-геохимические и технологические исследования
в процессе бурения нефтяных и газовых скважин

Тверь
2024

Книга издана при содействии ООО НПК "Геоэлектроника сервис" и ООО «ГИРС-Сервис».

Муравьев П.П., Осипчук И.П., Казанцев Ю.П.

«Геолого-геохимические и технологические исследования в процессе бурения нефтяных и газовых скважин»

В книге изложено современное состояние технических, методических и программных средств геолого-геохимических и технологических исследований.

Дано подробное описание приборов и оборудования для анализа проб бурового шлама и керна, газоаналитической аппаратуры, технологических датчиков, пультов бурильщика и станций ГТИ.

Подробно описаны физические основы методов геолого-геохимических и технологических исследований.

На практических примерах показано различие основных геологических задач по литолого-стратиграфическому расчленению разреза в процессе бурения, выделению пластов-коллекторов и оценке характера их насыщения.

Рассмотрены проблемы, возникающие в процессе бурения: поглощение промывочной жидкости, нефтегазоводопроявления и рапопроявления, осложнения, связанные с неустойчивостью ствола скважины, типовые виды аварий. Описаны действия операторов-геологов и операторов-технологов при возникновении поглощений, нефтегазоводопроявлений, осложнений и аварий.

Рассмотрены методы выделения и оценки аномально высоких поровых и пластовых давлений в процессе бурения.

Показаны особенности проведения геолого-геохимических и технологических исследований при бурении горизонтальных скважин.

Книга предназначена для инженерно-технических работников геологических, геофизических и нефтедобывающих предприятий нефтяной и газовой промышленности, сотрудников научно-исследовательских институтов, преподавателей и студентов нефтегазового профиля, а также слушателей курсов ГТИ.

Содержание

Введение

1. Цели и задачи геолого-геохимических и технологических исследований.
2. Технология проведения исследований бурового шлама и керна
   2.1 Отбор и привязка проб бурового шлама к глубине
   2.2 Подготовка проб бурового шлама и образцов керна к исследованиям

3. Методы анализа и исследований проб бурового шлама и образцов керна.
   3.1. Фракционный анализ проб бурового шлама.
   3.2. Макро- и микроскопия горных пород
   3.3 Определение карбонатности горных пород
   3.4 Определение плотности пород по шламу и керну
   3.5. Люминесцентно-битуминологический анализ горных пород и проб промывочной жидкости.
   3.6 Инфракрасная спектрометрия горных пород
   3.7. Экстракционно-дистилляционной метод исследования бурового шлама и керна.
   3.8. Метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) пород.

4. Перспективные методы исследования бурового шлама и керна.
   4.1. Пиролиз горных пород.
   4.2. ЭПР-спектроскопия горных пород.
   4.3. Рентгенодифракционный анализ горных пород.
   4.4. Рентгенофлуоресцентный анализ горных пород.

5. Прочие методы анализа горных пород.
   5.1. Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для анализа горных пород.
   5.2. Газометрия горных пород по шламу и керну.
   5.3. Гамма-спектрометрия горных пород.
   5.4. Фотоколориметрия горных пород.

6. Пути повышения эффективности и совершенствования геолого-геохимических исследований шлама и керна.
   6.1. Выбор оптимального комплекса исследований.
   6.2. Совершенствование технико-методических и программных средств анализа бурового шлама и керна.

7. Газовый каротаж.
   7.1. Цели и задачи газового каротажа.
   7.2. Краткая история развития газового каротажа.
   7.3. Природные газы – источник геохимической информации.
   7.4. Процессы газообогащения и изменения состава углеводородных газов при вскрытии пласта и движения промывочной жидкости от забоя до устья скважины.
   7.5. Природа газовых аномалий
   7.6. Модификации газового каротажа. Регистрируемые и расчетные параметры.
   7.7. Аппаратура и оборудование для проведения газового каротажа.
      7.7.1 Дегазаторы.
      7.7.2. Газовоздушные линии.
      7.7.3. Анализаторы суммарного газосодержания и метана.
      7.7.4. Хроматографы.
      7.7.5. Масс-спектрометры.
      7.7.6. Дегазаторы проб промывочной жидкости.

8. Перспективы развития газового каротажа.

9. Оперативные исследования проб промывочной жидкости и пластового флюида.
   9.1. Отбор и привязка проб промывочной жидкости к глубине
   9.2. Глубокая дегазация проб промывочной жидкости
   9.3. Определение физико-химических свойств промывочной жидкости и пластового флюида
   9.4. Отбор и анализ проб пластового флюида.

10. Технологические исследования.
   10.1. Цели, задачи и контролируемые параметры при технологических исследованиях.
   10.2. Датчики, применяемые для измерения технологических параметров процесса бурения.

10.2.1. Датчики измерения глубины скважины и механической скорости проходки.
10.2.2. Датчики измерения веса бурильного инструмента.
10.2.3. Датчики контроля давления ПЖ.
10.2.4. Датчики измерения крутящего момента на роторе.
10.2.5. Датчики измерения расхода ПЖ на входе и на выходе из скважины.
10.2.6. Датчики измерения уровня промывочной жидкости в приемной и доливочной емкостях.
10.2.7. Датчики измерения плотности промывочной жидкости.
10.2.8. Датчики измерения электропроводности промывочной жидкости.
10.2.9. Датчики измерения температуры промывочной жидкости.
10.2.10. Датчики силоизмерительные.
10.2.11. Датчики положения клиньев стола ротора.
10.2.12. Датчики ходов поршня бурового насоса и частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении.
10.2.13. Блок управления работой датчиков.
10.3. Комплекс оборудования систем автоматического контроля долива бурового раствора в скважину (СКД-1Е).
10.4. Пульты бурильщика.
10.5. Станции геолого-геохимических и технологических исследований (ГТИ).
10.6. Методическое и программное обеспечение геолого-геохимических и технологических исследований.
10.6.1. Методическое обеспечение.
10.6.2. Программное обеспечение.
10.7. Метрологическое обеспечение геолого-геохимических и технологических исследований скважины.
10.7.1. Станции геолого-технологических исследований (ГТИ).
10.7.2. Испытательное оборудование, применяемое при выполнении калибровочных работ на измерительных каналах систем автоматизации и контроля технологических параметров процесса бурения скважин на нефть и газ.

10.7.3. Мобильные калибровочные лаборатории.

11. Ранняя диагностика и предупреждение осложнений в процессе бурения с использованием геолого-геохимической и технологической информации.
    11.1. Поглощение промывочной жидкости.
    11.2. Нефтегазоводопроявления.
        11.2.1. Нефтегазоводопроявления в процессе бурения, когда забойное давление равно пластовому или ниже его.
        11.2.2. Нефтегазоводопроявления при наращивании бурильного инструмента и СПО.
        11.2.3. Нефтегазопроявления при свабировании.
        11.2.4. Нефтегазопроявления, связанные с рециркуляционными и примесными газами.
        11.2.5. Нефтегазопроявления, вызванные выделением УВГ из ранее пройденных пластов.
        11.2.6. Водорапопроявления.
        11.2.7. Нефтегазопроявления в зонах аномально высоких поровых и пластовых давлений.
    11.3. Предупреждение и диагностика осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

12. Предупреждение и диагностика аварий в процессе строительства скважин.

13. Классификация и диагностика прихватов бурильной колонны.

14. Аномально высокие поровые (АВПоД) и пластовые (АВПД) давления.
    14.1. Давления в скважине.
    14.2. Методы прогнозирования и выделения зон АВПоД и АВПД.
        14.2.1. Выделение пластов с аномально высоким поровым давлением.
        14.2.2. Выделение пластов с аномально высоким пластовым давлением.
        14.2.3. Выделение зон аномально высоких давлений методами ГИС.

15. Оперативная интерпретация геолого-геохимической и технологической информации.
15.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
15.2. Выделение пластов коллекторов.
15.2.1. Общие сведения о породах-коллекторах.
15.2.2. Прогнозирование и определение вскрытия кровли пласта-коллектора.
15.2.3. Выделение пластов-коллекторов по геолого-геохимической и технологической информации.
15.3. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов.
15.3.1. Общие сведения о залежах нефти и газа.
15.3.2. Оценка характера насыщения пласта-коллектора.

16. Комплексная интерпретация геолого-технологической, геофизической информации и результатов ИПТ.

17. Особенности проведения геолого-геохимических и технологических исследований при бурении горизонтальных скважин.

Заключение

Введение

На начальном этапе все исследования скважин, бурящихся на нефть и газ, проводились обычно после окончания бурения приборами на кабеле, которые измеряли различные физические параметры, косвенно свидетельствующие о свойствах горных пород

В 30-е годы, благодаря работе советских и зарубежных ученых и специалистов Фока В.А., Альшене Л.М., братьев Шлюмберже и других, геофизические исследования стали обязательными при проводке скважин.

В связи с тем, как уже было отмечено выше, что геофизические исследования дают косвенную информацию о литологических особенностях вскрываемого разреза и нефтегазонасыщенности пород, возникла необходимость поиска прямых методов исследования, таких как газовый каротаж, люминесцентно-битуминологический анализ, каротаж по шламу и др.

В 1933 году советскими учеными Соколовым В.А. и Абрамовичем М.В. было предложено измерять газы, содержащиеся в промывочной жидкости, выходящей из скважины.

В 1934 году под руководством Соколова В.А. были проведены практические работы на скважине, которые заключались в эпизодическом отборе проб ПЖ и анализе их газовой составляющей.

В середине 30-х годов в СССР впервые были проведены работы по газометрии керна, а в 1938-1939 годах под руководством Могилевского Г.А. было проведено непрерывное исследование газовых смесей, выделяющихся из ПЖ в процессе бурения.

В это же время, Флоровская В.Н. предложила метод люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) промывочной жидкости при бурении нефтегазовых скважин.

В 1938 году наркоматом нефтяной промышленности СССР было принято решение о непосредственном участии геологической службы в технологическом процессе бурения скважин (Приказ №№92, 98). Это дало право геологической службе не только контролировать процесс бурения, но и оперативно вмешиваться в его ход и корректировать в целях достижения максимальной геологической эффективности.

Совершенствование прямых методов исследования скважин возобновилось с окончанием войны.

В 1949 году появились разработанные ВНИИГеофизикой полуавтоматические станции газового каротажа ГКС-3, серийное производство которых освоил завод "Нефтеприбор".

На качественно новый уровень газовый каротаж перешел с разработкой и запуском автоматических газокаротажных станций АГКС-55/59, АГКС-65 и АГКС-4АЦ с хроматографами ХТ-2М и ХГ-1Г (разработчики Померанц Л.И, Эпштейн Г.И., Владимиров В.В., Симонгауз С.Э. и др.).

Большой вклад в развитие газокаротажных исследований в эти годы внесли Черемисинов О.А., Левин А.М., Юровский Ю.М., Левшунов П.А., Чекалин Л.М., Галкин Л.А. и многие другие.

Возрождение геологических исследований на новом, более современном уровне было начато в объединении "Белоруснефть" (Котельников К.Е., Бабушкин Е.В. и др.), в объединении "Нижневолжскнефть", (Новиков А.А., Бархатов А.В. и др.), в геофизическом тресте г. Саратов (Чекалин Л.М., Толчинский А.И., Головин Б.А., Кожевников С.Н. и др.).

Геологические исследования на данном этапе включали в себя газовый и механический каротаж, люминесцентно-битуминологический анализ, исследование под микроскопом отбираемого бурового шлама и керна, определение карбонатности пород.

По результатам исследования строилась фактическая литологическая колонка и выделялись перспективные на нефть и газ интервалы.

Следующим важным этапом стало использование для решения геологических задач технологических параметров бурения.

Работы, проведенные в 1968-1972 годах в тресте "Тюменьнефтегеофизика" под руководством Лукьянова Э.Е., показали возможность и необходимость дооснащения газокаротажных станций датчиками измерения технологических параметров бурения и создания новой службы - контроля параметров бурения.

Для этого был освоен выпуск станций контроля параметров бурения АСПБ.

В 1975 году в г. Грозный прошло объединенное заседание секций геологии, нефтепромысловой и полевой геофизики, бурения нефтяных и газовых скважин НТС Миннефтепрома НТО "Горное", которое определило дальнейшее развитие технических и методических средств ГТИ.

В конце 1975 года институтом ВНИИнефтепромгеофизика, ВНИИ буровой техники, трестами "Тюменьнефтегеофизика" и "Саратовнефтегеофизика" были разработаны технические требования

на автоматизированную систему сбора и обработки геолого-технологической информации в процессе бурения скважин (НИР и ОКР на период 1975-1980 годов).

В 1978 году в тресте "Саратовнефтегеофизика" была разработана станция геолого-технологических исследований "СТАРТ-1", которая непродолжительное время выпускалась на заводе "Сейсмоаппарат" в г. Саратов.

В 1979 году во ВНИИнефтепромгеофизике была разработана станция "Геотест-1" (Славнитский Б.Н., Марков В.Н. и др.), которая стала серийной станцией ГТИ, выпускаемой на заводе геофизического приборостроения (г. Москва) с 1981 года.

С 1984 года геолого-технологические исследования были включены в обязательный комплекс исследований поисково-разведочных скважин Миннефтепрома.

Успешное применение ГТИ стимулировало многие исследовательские, конструкторские и производственные организации к поиску новых методов исследования бурового шлама, керна, параметров промывочной жидкости, пластового флюида, датчиков параметров бурения, газоаналитической аппаратуры.

В тресте "Саратовнефтегеофизика" широко использовались методы элементного и минерального анализа шлама (Чекалин Л.М., Головин Б.А., Кожевников С.Н. и др.), в тресте "Татнефтегеофизика" и ВНИИЯГГ для исследования бурового шлама использовался метод ядерного магнитного резонанса (Кузьмин В.М., Неретин В.Д., Белорай Я.Л. и др.)

Во ВНИИнефтепромгеофизике проводились работы по исследованию бурового шлама и керна методом электронного парамагнитного резонанса, пиролиза и окислительно-восстановительного потенциала (Муравьев П.П., Сидорович С.Н. и др.).

Во второй половине 90х годов в НПО "Союзпромгеофизика" был разработан компьютеризированный комплекс "Разрез" (Лукьянов Э.Е., Шерстнев С.Н., Быстров Ю.П. и др.).

Во ВНИИнефтепромгеофизика был разработан первый нормативный документ в области методического руководства по ГТИ "Геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения" РД39-0147716-102-87 (Лаптев В.В., Муравьев П.П., Нестерова Т.Н. и др.).

Заводами Минприбора был освоен выпуск станций ГТИ (СГТ) и комплектов датчиков СКУБ.

В Центральной геофизической экспедиции треста "Саратовнефтегеофизика" началась подготовка кадров ГТИ для предприятий Миннефтепрома СССР.

В 1997 году в издательстве "Нефть и газ" (г. Москва) выходит в свет книга "Геолого-технологические исследования в процессе бурения" (авторы Э.Е. Лукьянов, В.В. Стрельченко), которая явилась логическим продолжением монографии Лукьянов Э.Е. "Исследование скважин в процессе бурения", в которой подробно рассматривались задачи, решаемые в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, и пути дальнейшего развития службы ГТИ.

В 2000-х годах продолжалось развитие технических, методических и программных средств геолого-геохимических и технологических исследований. Были разработаны автоматизированные хроматографы, позволяющие с высокой точностью и за минимально короткое время (60-90 секунд) проводить измерение состава углеводородных газов от CH4 до C6H14.

В ОАО НПП "ГЕРС" был разработан хроматограф ГХ-П001 (Лукьянов Э.Е., Цыглеев Л.Я. и др.), во ВНИИнефтепромгеофизике - хроматографы ХГ-1ГМ и Рубин (Махмутов Ш.Я., Муравьев П.П., Артемов Д.В.), в НПП "Геосфера" - хроматограф "Петротест-01" (Шерстнев С.Н., Дьяков В.Н. и др.).

В ОАО НПП "ГЕРС" был разработан первый автоматизированный комплекс для оперативных геологических исследований разреза бурящихся скважин (Муравьев П.П., Наймушин В.Н., Чебанов С.Н., Донец АА). В состав комплекса входили: оптическая микрофотоустановка ОМФ-1, люминоскоп с фотоприставкой Луч-1Ф, карбонатомер микропроцессорный КУМ-1, анализатор нефтесодержания АН-1, анализатор плотности и пористости АП-1, малогабаритный термовакуумный дегазатор ДТМ-1, иономер микропроцессорный, устройство сбора информации, блок пробоподготовки, набор вспомогательных устройств для отбора, сушки и измельчения образцов, сита фракционные, весы электронные. Комплекс входил в состав станций "Разрез" и позволял оперативно решать целый ряд геологических задач.

В это же время в ОАО НПП «ГЕРС» был разработан ряд датчиков для контроля параметров бурения и промывки: датчики крутящего момента на роторе, измерители расхода жидкости (РУД),

вибрационный измеритель плотности ПЖ (ВИП), ультразвуковой измеритель уровня жидкости (ДУУ) и другие (Андреев А.А., Плющев Д.Ю., Рыбкин В.Г.)

В 2009 году коллективом ведущих специалистов в области ГТИ под руководством Лукьянова Э.Е. был разработан национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 53375-2009 "Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования" [1]. В национальном стандарте впервые регламентирован перечень обязательных и дополнительных методов комплекса ГТИ.

В последние годы интенсивно ведется разработка технических, методических и программных средств для геолого-геохимических и технологических исследований. Появляется целый ряд компьютеризированных станций ГТИ, изготовленных с учетом современных требований: СГТИ "КАМА" (ООО НППГА "Луч", г. Новосибирск), СГТИ "Разрез-5В" (ООО НПК "Геоэлектроника сервис", г. Тверь), Геотест-7 (ООО "Геотехсервис", г. Уфа), "Геотек" (ООО "Ойлпромсервис", г. Саратов) и "КЕДР" (ООО "Геофизмаш", г. Саратов).

Все станции ГТИ комплектуются наборами технологических датчиков, газоаналитической аппаратурой и приборами для анализа проб бурового шлама.

Так, станции ГТИ "Разрез-2В" и "Разрез-5В" комплектуются современными цифровыми датчиками контроля параметров бурения и циркуляционной системы, хроматографами с возможностью измерять водород и углеводородные газы, полным комплексом приборов и оборудования для анализа проб шлама, керна и пластового флюида. В последнее время в компании ООО НПК "Геоэлектроника сервис" разработан двухканальный хроматограф ГХ-П Кварц-2К, позволяющий сократить время одного цикла анализа в 2 раза, а также хроматограф ГХ-П Кварц-ПИД с использованием пламенно-ионизационного детектора.

Разработано также метрологическое оборудование и стенды для калибровки технологических датчиков.

За рубежом в последние годы много внимания уделяется как техническим, так и методическим средствам для геолого-технологических исследований [2].

Компания Geoservices, являющаяся отделением Schlumberger, разработала систему FLAIR, в которой извлечение газа из ПЖ осуществляется комплектом аппаратуры Flex путём подогрева до

определенной температуры при постоянно заданном давлении фиксированных по объему проб ПЖ.

Экстрагированные углеводородные газы (УВГ) подаются в анализатор, где определяется суммарное содержание УВГ и проводится компонентный анализ газа на хроматографе и масс-спектрометре.

Анализ состава УВГ от метана до пентана производится за 30 с, а расширенный анализ до октана (C_8H_{18}) - за 85-90 с.

На масс-спектрометре измеряются неуглеводородные газы: водород, углекислый газ, гелий и сероводород.

Для исключения фоновых значений УВГ измеряется и состав газа на входе в скважину.

При анализе проб бурового шлама и керна широко используется метод пиролиза, для определения содержания нефти, битумов и степени зрелости органического углерода.

Для определения элементного состава породы используется метод флуоресцентного анализа, а для определения минерального состава пород – метод рентгеновской дифрактоскопии.

Комплексное использование методов газового каротаж и анализа проб бурового шлама показывает хорошие результаты в практике работ по ГТИ [3].

Дальнейшее развитие геолого-геохимических методов исследования в процессе бурения связано с внедрением в практику работ новых инструментальных методов, совершенствованием методических и программных средств, позволяющих повысить геологическую эффективность и достоверность получаемой информации.

Дальнейшее развитие технологических исследований связано с повсеместным внедрением в практику работ датчиков с цифровым выходом для контроля параметров бурения и циркуляционной системы, метрологического оборудования для поверок и калибровки датчиков, современного программного обеспечения, позволяющего решать все основные технологические задачи, в том числе и при использовании интегрированных комплексов ГТИ, ГИС, ИПТ.

Авторы книги выражают благодарность за подготовку рукописи к изданию сотрудникам ООО НПК "Геоэлектроника сервис" Наймушину В.Н., Ганопольской О.А., Илюшкиной О.В., Вихиревой Е.В., Зуеву А.М., Рудневу Л.Н., Лалачкину И.А.

1. Цели и задачи геолого-геохимических и технологических исследований.

Цель геолого-геохимических и технологически исследований - выявление всех потенциально перспективных нефтегазоносных пластов в разрезе и обеспечение безаварийной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями бурения.

Комплексное использование геологической, геохимической и технологической информации позволяет оперативно решить целый ряд задач: геологических, технологических, информационных, научно-исследовательских, экономических и др. К геологическим задачам относятся следующие:

Построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины.

- Выделение опорных пластов-реперов.
- Проведение стратиграфического расчленения разреза.
- Выделение зон аномально высоких пластовых и поровых давлений.
- Прогнозирование вскрытия кровли пластов-коллекторов.
- Выделение пластов-коллекторов.
- Ощенка фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.
- Выбор и корректировка интервалов отбора керна и образцов грунта.
- Выбор и корректировка интервалов проведения ГИС и ИПТ.
- Построение прогнозных разрезов для разбуриваемой площади или месторождения.
- Раннее обнаружение нефтеводогазопроявлений.

Технологические исследования должны обеспечивать решение следующих задач:

- Контроль за соответствием режима бурения геолого-техническому наряду (ГТН) и режимно-технологической карте (РТК).
- Выбор оптимального режима бурения.
- Идентификация и определение продолжительности технологических операций.
- Контроль скорости спуско-подъёмных операций (СПО).
- Контроль за доливом скважины при СПО.

- Расчет и контроль гидродинамических давлений в скважине.
- Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.
- Прогнозирование и выявление зон аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых (АВПД) давлений.
- Раннее обнаружение нефтегазоводопроявлений в процессе строительства скважин.
- Раннее обнаружение поглощений промывочной жидкости в процессе бурения.
- Определение физико-механических свойств разбуриваемых горных пород с качественной оценкой из пористости и проницаемости.

Информационные задачи включают в себя:

- Сбор, обработку и накопление (создание базы данных) геологической, геохимической и технологической информации.
- Определение продолжительности различных технологических операций (бурение, остановки бурения, проработка, наращивание инструмента, СПО и т.д.).
- Формирование отчетов и сводных диаграмм для выдачи их Заказчику.
- Обеспечение удаленного мониторинга за получаемой геологической, геохимической и технологической информацией в функции времени и глубины в процессе бурения.

К научно-исследовательским задачам относятся оказание помощи в проведении экспериментальных и научных исследований, опытно-методических работ, испытаний новой техники, новых методов геолого-технических исследований, программного обеспечения и т.д.

В зависимости от целей бурения, применяемой технологии проводки скважины, технико-методической возможности применяемой аппаратуры и оборудования, а также ряда других причин, перечень перечисленных выше задач может изменяться и дополняться.

Особенностями геолого-геохимических и технологических исследований по сравнению с рядом геофизических методов являются следующие:

Объекты исследования (керн, буровой шлам, промывочная жидкость) являются источниками прямой геологической информации об исследуемом разрезе.

Исследования проводятся непосредственно в процессе бурения скважины.

Исследования невозможно повторить в каком-либо интервале, после его разбуривания.

Перечисленные выше особенности придают особую важность и высокую достоверность полученной информации, но требуют и высокой степени надежности применяемой аппаратуры и оборудования, и современных методических и программных средств.

2. Технология проведения исследований бурового шлама и керна

Для получения достоверной и качественной информации оперативные геолого-геохимические исследования необходимо проводить в определенной последовательности с соблюдением целого ряда правил и требований. Это относится как к отбору бурового шлама и керна, так и к проведению анализов, т.е. исследования должны осуществляться по единой технологической схеме.

Технологическая схема включает в себя следующие этапы: отбор проб бурового шлама и образцов керна - привязка шлама и керна к глубине - пробоподготовка - проведение анализов - обработка информации.

Технологическая схема исследования шлама и керна с использованием аппаратурно-методического геологического комплекса приведена на рис. 2.1.

Наиболее высокое значение, определяющее получение достоверной информации, имеет соблюдение правил отбора проб бурового шлама и правильная привязка отобранных проб к глубине скважины.

Важным моментом является и время между отбором пробы бурового шлама и образцов керна и исследованиями каменного материала. Чем меньше этот отрезок времени, тем более достоверными будут полученные результаты. Особенно это важно для следующих методов: термовакуумной дегазации (ТВД), измерения окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), экстракционной дистилляции, люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) и инфракрасной (ИК) спектрометрии.

Очень важно выбрать оптимальный комплекс исследований, т.к. продолжительность одного анализа различна и изменяется в широких пределах от нескольких минут до двадцати минут и более.

Наиболее трудоемкими являются методы термовакуумной дегазации, ОВП и экстракционной дистилляции.

Выбор оптимального комплекса исследований проб бурового шлама и керна зависит от целого ряда факторов:

- перечня решаемых задач;
- категории, глубины и конструкции скважины;
- применяемой технологии бурения;

- литологического состава пород в разрезе исследуемой скважины;
- горно-геологических условий района работ;
- физико-химических свойств промывочной жидкости;
- наличия добавок нефтепродуктов и химреагентов в промывочную жидкость.

Наиболее широкий спектр измеряемых параметров и методов исследования обычно применяется в опорно-параметрических, глубоких поисковых и разведочных скважинах. Ограниченный набор методов применяется обычно при исследовании эксплуатационных скважин.

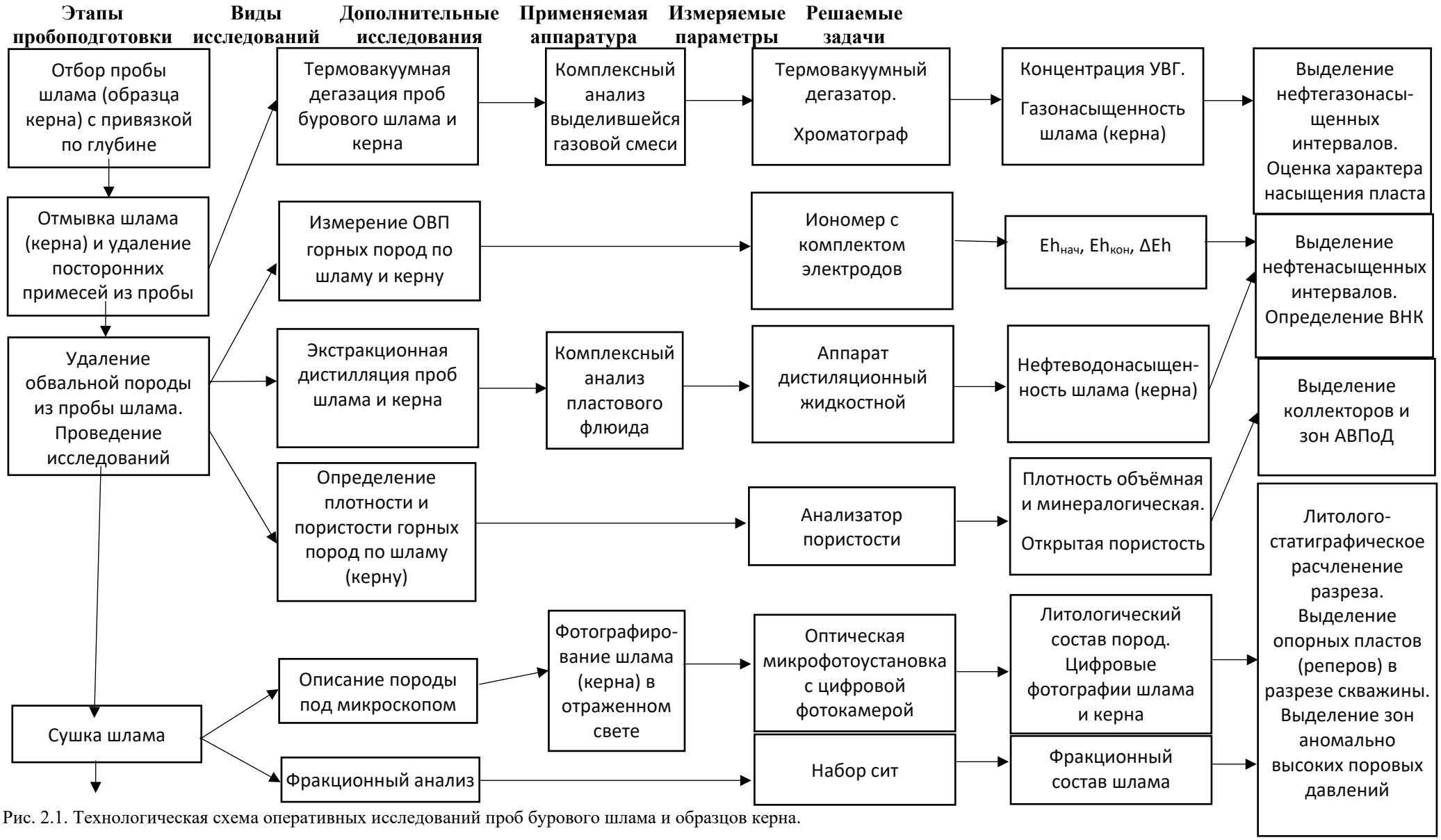


Рис. 2.1. Технологическая схема оперативных исследований проб бурового шлама и образцов керна.

Этапы пробоподготовки
Виды исследований
Дополнительные исследования
Применяемая аппаратура
Измеряемые параметры
Решаемые задачи

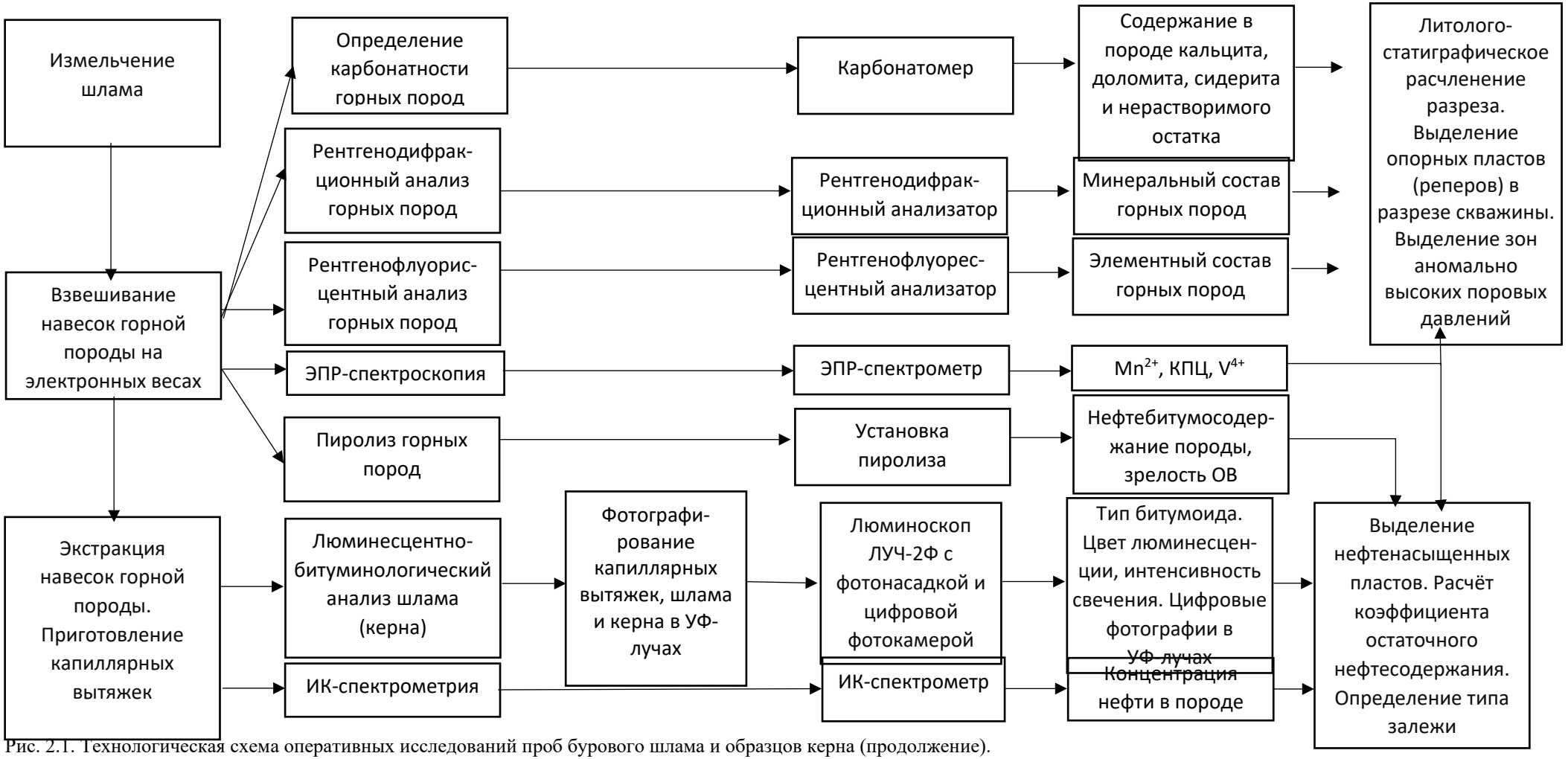


Рис. 2.1. Технологическая схема оперативных исследований проб бурового шлама и образцов керна (продолжение).

Немаловажное значение имеет выбор аппаратуры и оборудования для проведения исследований, их технические характеристики, а также квалификация исполнителей, т.е. операторов-геологов станции ГТИ. Наибольшую сложность представляет изучение разрезов со сложно построенными коллекторами, а также при наличии в разрезе скважины зон аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых (АВПД) давлений.

Важное значение имеют соблюдение определенных правил отбора проб бурового шлама и образцов керна и их пробоподготовка.

2.1 Отбор и привязка проб бурового шлама к глубине

При отборе проб бурового шлама необходимо соблюдать следующие требования:

- шлам отбирать по всему исследуемому интервалу в строго определенном месте участка желобной системы;
- шлам отбирается одним и тем же способом с использованием однотипных технических средств.

Отрицательно влияющими факторами качественного отбора проб бурового шлама являются:

- режим промывки, не обеспечивающий подъем всего объёма выбуренного шлама с забоя скважины на поверхность;
- применение долот истирающего типа, приводящее к сильному измельчению шлама (до 1 мм);
- обваливание стенок скважины, приводящее к большому объёму (>90%) обвальной породы в шламе;
- растворение бурового шлама в промывочной жидкости до выхода на поверхность.

Отбор проб бурового шлама необходимо производить в желобной системе у устья скважины в потоке выходящей промывочной жидкости с применением шламоотборника.

Если площадь ячейки шламоотборника не превышает 4 мм^2 и размер частиц шлама основной породы больше 2 мм, отбор шлама иногда производится с вибросита и интервал отбора обычно составляет 3-5 м по всему разрезу скважины и 1-2 м на перспективных участках. Продолжительность отбора шлама выбирается такой, чтобы обеспечить получение шлама с интервала проходки не менее 0,5 м.

Частота отбора увеличивается в случае появления признаков нефтегазонасыщенности разбуриваемого интервала или входа в зону высоких поровых или пластовых давлений.

Для привязки проб шлама к истинным глубинам рассчитывается время отставания шлама в минутах, т.е. время движения выбуриваемого шлама от забоя скважины до шламоотборника по формуле:

$$t_{\text{ш}} = \frac{H}{60(\upsilon_{\text{к.п}} - \alpha\upsilon_{\text{с.ш}})}, \qquad (2.1)$$

Где $\upsilon_{\text{к.п}}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве, м/с,

$$\upsilon_{\text{к.п}} = \frac{4Q \cdot 10^3}{\pi(D^2 - d_H^2)}, \qquad (2.2)$$

α- коэффициент, зависящий от площади кольцевого пространства, вращения бурильных труб, состояния ствола скважины (при роторном бурении α=1,14 при турбинном α=1);

$\upsilon_{\text{с.ш}}$- скорость седиментации частиц шлама в буровом растворе под действием силы тяжести, м/с,

$$\upsilon_{\text{с.ш}} = 10^{-2}\text{к}_{\text{р}}\sqrt{l_{\text{ш}} \cdot \frac{\gamma_{\text{ш}} - \gamma_{\text{р}}}{\gamma_{\text{р}}}}, \qquad (2.3)$$

Где $\text{к}_{\text{р}}$- коэффициент, зависящий от формы частиц (для кубической $\text{к}_{\text{р}}$=30, для частиц в форме параллелепипеда $\text{к}_{\text{р}}$=20);

$l_{\text{ш}}$ – средний размер частиц шлама, см.

$\gamma_{\text{ш}}$, $\gamma_{\text{р}}$ – плотность шлама и промывочной жидкости, г/см^3.

При сложной компоновке бурильной колонны расчет времени отставания шлама производится отдельно для каждой секции

$$t_{\text{ш}i} = \frac{l_i}{60(\upsilon_{\text{к.п}i} - \alpha\upsilon_{\text{с.ш}})}, \qquad (2.4)$$

где l_i – длина і-й секции бурильных труб, м;

$\upsilon_{\text{к.п}i}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве для і-й секции бурильных труб, м/с.

Время отставания шлама в этом случае определяется как сумма $t_{шi}$ i-х секций:

$$t_{ш} = \sum_{i=1}^{n} t_{шi} \ , \qquad (2.5)$$

где n – количество секций.

Если в процессе подъёма шлама с забоя скважины на поверхность произошло углубление забоя на величину ΔH, время отставания шлама рассчитывается по формуле

$$t_{ш} = \frac{H + \Delta H}{60(\upsilon_{к.п} - \alpha\upsilon_{с.ш})} \ , \qquad (2.6)$$

При остановках циркуляции бурового раствора необходимо учитывать оседание частиц шлама во время её перерыва.

Более надёжным является индикаторный метод, при котором в скважину (в бурильную колонну) перед наворачиваем квадратной штанги (квадрата) засыпается 0,5 – 1,0 кг зёрен кукурузы, риса, овса и 100-200 г красителя или карбида кальция.

Карбид кальция при взаимодействии с ПЖ образует горючий газ-ацетилен т.е.

$$CaC_2+2H_2O \rightarrow C_2H_2+Ca(OH)_2 \qquad (2.7)$$

Через время полного цикла отставания ацетилен можно зарегистрировать суммарным анализатором УВГ или хроматографом. Одновременно наблюдаем выход окрашенной порции ПЖ, а спустя некоторое время с помощью шламоотборника (диаметр ячеек не более 1 мм) улавливаются и засыпанные в бурильную колонну семена.

Время полного цикла отставания рассчитывается по формуле:

$$T_{ц}=T_{инд}-T_{н.ц.} \qquad (2.8)$$

Где $T_{инд}$ – время появления индикатора (зёрна кукурузы, овса) на устье скважинных, мин.

$T_{н.ц.}$- время начала циркуляции ПЖ, мин

Время отставания (запаздывания) индикатора от забоя скважины до устья ($T_{отст.}$) будет определяться как разность между временем полного

цикла отставания и временем движения индикатора внутри бурильной колонны ($T_{тр}$)

Время $T_{тр}$ определяется по формуле:

$$T_{тр.} = \frac{H}{60\left(\upsilon_{тр} - \alpha\upsilon_{с.ш.}\right)}. \quad (2.9)$$

Время отставания определяется перед началом проведения ГТИ, при изменении конструкции скважины, при вскрытии перспективного интервала или при резком изменении параметров ПЖ.

Окончательная привязка шлама к истинным глубинам производится путём корреляции литологических колонок, построенных по шламу, и данных промыслово-геофизических исследований.

2.2 Подготовка проб бурового шлама и образцов керна к исследованиям

Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора холодной водой непосредственно на буровой или в станции ГТИ. При бурении на известково-битумных растворах шлам промывается сначала дизельным топливом, потом теплой (40-60°С) водой.

После промывки производится первый визуальный просмотр шлама под лупой. Ископаемые органические остатки (микрофауна и флора, мелкие обломки моллюсков и т.п.) извлекают из шлама и направляют на специальные определения с целью уточнения стратиграфического разреза в петрофизические лаборатории.

Следующим важным этапом является выделение в пробе шлама основной породы, которое производится тремя способами: с помощью шламограмм, эталонно-прогнозных моделей и фракционного анализа шлама.

Шламограмма составляется по результатам визуального определения вещественного состава. В неё заносится процентное содержание каждой из зафиксированных литологических разностей в пробе шлама, рассчитываемых по формуле

$$x = \frac{m_i}{m_ш} \cdot 100, \quad (2.10)$$

где m_i – масса породы данной литологической разности, г;

$m_{ш}$ – общая масса пробы шлам, г.

Шламограмма строится в масштабе глубин.

Выделение основной породы с помощью шламограмм базируется на использовании зависимостей между типом разреза и особенностями в строении шламограмм (рис 2.2)

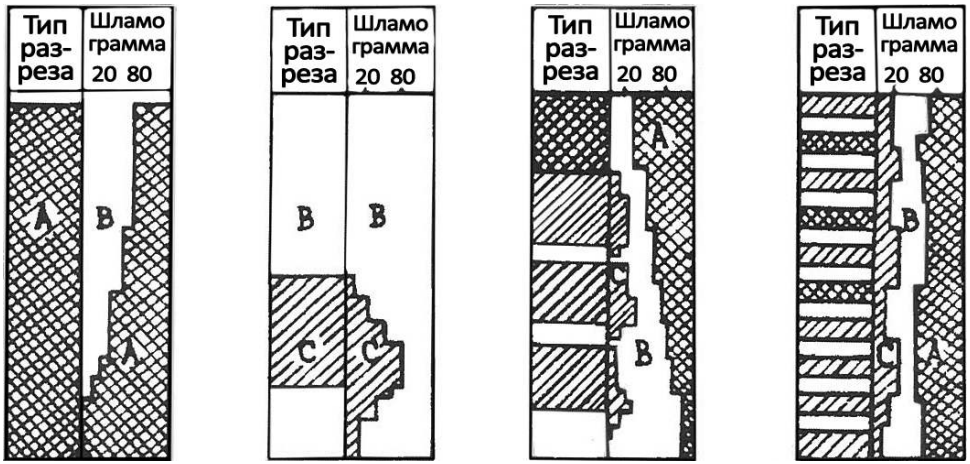


Рис. 2.2 Типы шламограмм в зависимости от типа разреза.

Различают четыре типа разреза.

1 тип (см. рис. 2.2, а) – это литологически однородная толща карбонатных или терригенных пород, достигающая по мощности десятков и сотен метров. Как правило, такому разрезу соответствует шламограмма, представленная на 80-100% основной породой А. Обвальная порода В составляет небольшой процент (до 20%) и равномерно колеблется по всему разрезу. Если описываемый тип разреза только что вскрыт, обвальная порода в составе шламограммы может быть значительной (до 80-90%) и по мере углубления забоя количество её снижается, а основной постепенно увеличивается до 80-100%.

2 тип (см. рис. 2.2, б) – чередование литологически однородных пластов средней мощности (15-40 м). На шламограмме наблюдается резкое увеличение (до 60-70%) концентраций отдельных литологических разновидностей пород С. Первое появление данной

литологической разности в пробе отмечается как её кровля. Нижней границей является глубина, с которой концентрации исследуемой породы начинают снижаться.

3 тип (см. рис 2.2, в) представлен частым чередованием литологически разнородных пластов небольшой мощности (от 3-5 до 10-12м). Обычно это чередование песчаников (реже известняков) с глинами, аргиллитами. Начало разбуривания различных пластов фиксируется появлением новой литологической разности. Как правило, это песчаники, содержание их с углублением скважины сравнительно невелико (не более 10-20%). Подошва пластов отмечается по уменьшению поступления в шламовую смесь соответствующей литологической разновидности.

4 тип (см. рис.2.2, г) представлен литологически разнородным разрезом (с 3-4 литологическими разностями), сложенным рыхлыми породами, которые обуславливают образование значительных объёмов обвальных пород (песчаников, известняков, глин и т.д.). Данный тип характеризуется наличием в пробе шлама примерно одинаковых концентраций нескольких литологических разностей. Выделение основной породы и определение типа разреза по шламограмме становится практически невозможным.

Для всех типов при выделении в пробах шлама основной и обвальной породы используются следующие дополнительные признаки:

А) обвальная порода чаще всего представлена аргиллитом с размером шламинок >7 мм;

Б) шламинки обвальной породы обычно имеют неправильную вытянутую форму с острыми краями.

Выделение основной породы с помощью эталонно-прогнозных моделей базируется на идентификации прогнозного геологического разреза с фактическим [4]. Эталонно-прогнозные модели составляются по каждой исследуемой площади и должны состоять из прогнозного геологического разреза и эталонной коллекции горных пород. Прогнозный геологический разрез строится по результатам промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований по одной или нескольким скважинам, пробуренным на данной площади.

В прогнозном геологическом разрезе обычно представляются следующие данные: глубина, стратиграфия, литология, шламограмма, последовательность расположения слоев с идентичными признаками,

карбонатность, литологическое описание пород по шламу и керну, среднее значение плотности пород для каждого интервала, границы кровли и подошвы коллектора, средняя величина скорости проходки (υ) для каждого интервала, коэффициент изменения механической скорости ($К_{мех}$) по отношению к опорному пласту; интервалы возможных поглощений и водонефтегазопроявлений, относительное содержание метана в газовоздушной смеси, геофизическая характеристика.

Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза приведен на рис. 2.3.

Эталонная коллекция горных пород составляется из образцов керна и шлама (после привязки их по глубине по промыслово-геофизическим исследованиям), отобранных при бурении скважин на данной площади. Для этого в каждом слое отбирается несколько (в крайнем случае одна) проб шлама, из которых выбирают кусочки основной породы 3-5 мм. При наличии керна последний измельчается до кусочков размеров 3-5 мм. Объём пробы одного эталона 10-15 см3. Каждая эталонная проба помещается в пробирку, на которой указывается номер слоя, из которого отобран шлам. К эталонной коллекции прилагается подробное описание представленных в ней горных пород.

Отобранный и приведенный по глубине шлам тщательно анализируется и сравнивается со шламом эталонной коллекции. После идентификации шлама с помощью прогнозного геологического разреза производится ориентировка в разрезе и определение его слоёв, из которых были отобраны исследуемые пробы шлама.

Выделенная из пробы шлама основная порода является исходным материалом для дальнейшего изучения: макро- и микроскопии, карбонатометрии, люминесцентно-битуминологического анализа и т.д.

При отборе образцов керна необходимо предварительно осмотреть весь поднятый и извлеченный из колонкового снаряда керн, оценить степень его сохранности, коэффициент выноса. Для исследования необходимо отбирать образцы массой 10-15 г из каждой литологической разности. Керновый материал нередко загрязнён с поверхности, поэтому перед отбором образцов его необходимо очистить тряпкой или бумагой от глинистого раствора. Отобранные образцы промываются водой комнатной температуры и исследуются согласно технологической схеме 2.1.

Отбор образцов керна бывает невозможен при отборе изолированного (герметизированного) керна с применением стеклопластиковых или алюминиевых керноприемных труб.

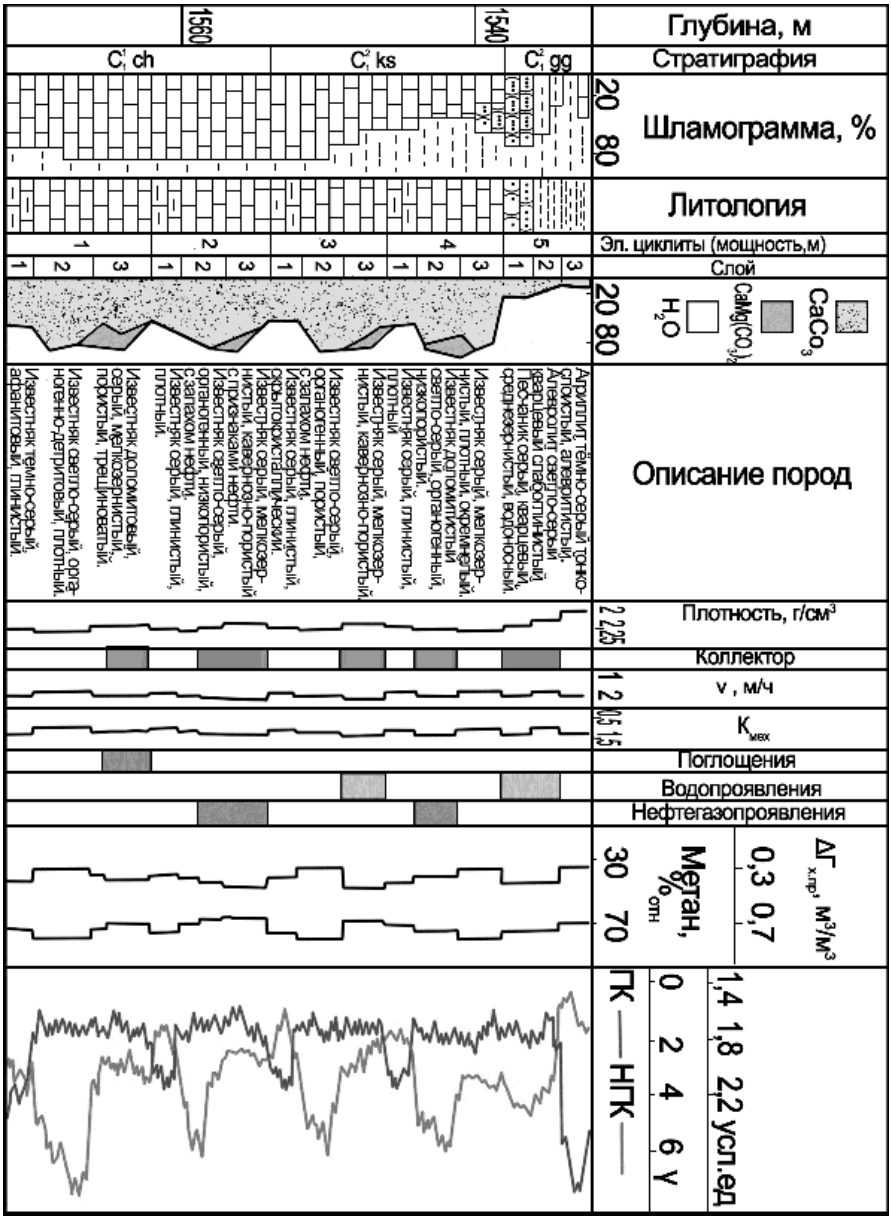


Рис. 2.3. Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза

3. Методы анализа и исследований проб бурового шлама и образцов керна.

3.1. Фракционный анализ проб бурового шлама.

Основан на изучении размеров частиц, составляющих пробы шлама. Получаемая информация используется для решения следующих задач: литологического расчленения разреза, выделения зон аномально высоких поровых давлений, привязки отбираемого шлама к глубине, разделения основной и обвальной породы

Физическая сущность метода заключается в том, что форма и размер частиц шлама зависят от режимно-технологических параметров бурения, литологии разбуриваемых пород, порового давления и их физико-механических свойств (твердости, плотности, трещиноватости и т.д.). С учетом факторов бурения получаемая информация позволяет изучать строение и свойства вскрываемого разреза.

Фракционный анализ проводится обычно по всему исследуемому разрезу. Для анализа используются почвенные сита СП-100, СП-200 и другие с диаметром отверстий 1,0; 3,0; 5,0; 7,0мм. Высушенный шлам просеивается через сита и разделяется на четыре фракции: Ф1 – с размером частиц от 1,1 до 3,0 мм; Ф2 – от 3,1 до 5,0 мм; Ф3 – от 5,1 до 7,0 мм; Ф4 – более 7,0 мм. Каждая из выделенных фракций взвешивается, процентное содержание её в пробе шлама определяется по формуле:

$$C_i = \frac{m_{\text{ш}i}}{m_{\text{ш}}} \cdot 100, \qquad (3.1)$$

Где $m_{\text{ш}i}$ – масса шлама i-й фракции, г;

$m_{\text{ш}}$ – общая масса четырех фракций анализируемого шлама, г.

По результатам фракционного анализа в масштабе глубин строятся графики изменения Ф1-Ф4.

При интерпретации кривых Ф1-Ф4 необходимо учитывать, что изменение фракционного состава шлама зависит от различных факторов: физико-механических свойств разбуриваемых пород, применяемой технологии бурения, режима промывки, свойств промывочной жидкости, состояния ствола скважины и т.д. Особенно большое влияние на изменение фракционного состава шлама оказывают режим бурения и тип применяемых буровых долот. Выход из скважины шлама с размерами частиц менее 3 мм может быть обусловлен следующими причинами: недостаточной нагрузкой на

долото, в результате которой происходит не объемное разрушение пород, а их поверхностное истирание; низким расходом бурового раствора, что приводит к зашламлению забоя скважины; применением долот истирающего типа.

При бурении долотами, оснащенными синтетическими алмазами (так называемыми БИТовыми), буровой шлам измельчается на забое скважины до 1 мм. В этом случае комплекс методов исследования шлама может быть сокращен ввиду невозможности получить достоверную информацию из-за малых размеров шламинок.

В некоторых случаях (при бурении галогенных пород, рыхлых песчаников, плывунов, глин) выбуренный шлам растворяется в буровом растворе до его выхода на поверхность.

Присутствие в буровом растворе шлама с размерами частиц более 7 мм часто бывает обусловлено механическим или гидравлическим разрушением стенок скважины, в результате чего в затрубное пространство попадает большое количество обвальной породы. В этом случае частицы шлама обычно имеют прямоугольную форму и представлены глинистыми породами.

Литологическое расчленение разреза по изменению фракционного состава базируется на том, что при неизменяющемся режиме бурения, обеспечивающем объемное разрушение пород, размер частиц выбуренного шлама зависит от литологии разбуриваемых пород.

Мягкие породы (рыхлые песчаники и известняки, глины, гипс, каменные угли) обычно представлены шламом фракции Ф1.

Породы средней твердости (песчаники с глинистым цементом, пористые известняки и доломиты, алевролиты и аргиллиты) чаще всего представлены шламом фракций Ф2 и Ф3.

Очень твердые породы (окремненные и метаморфизованные известняки, доломиты и песчаники, основные изверженные породы, ангидриты, окремненные глинистые сланцы) чаще всего представлены шламом фракций Ф3 и Ф4.

Использование фракционного анализа для литологического расчленения разреза показано на рис. 3.1., из которого видно, что фракционный состав шлама существенно изменяется в зависимости от литологии пород.



Рис. 3.1. Литологическое расчленение разреза по результатам фракционного анализа.

Известняки характеризуются преобладанием в шламе фракций Ф2 и Ф3. При разбуривании аргиллитов в шламе увеличивается более чем в 2 раза процентное содержание фракции Ф4, а при проходке песчано-алевролитовой толщи резко возрастает в пробах доля частиц шлама фракции Ф1. В нижней части разреза, после прохождения известняков, вновь увеличивается процент шлама фракции Ф4. Наиболее информативными при литологическом расчленении разреза являются фракции Ф1 и Ф4.

Выделение обвальной породы производится после визуального просмотра шлама фракций Ф3 и Ф4. Обвальная порода бывает обычно представлена шламом с размерами частиц 7-10 мм прямоугольной формы, из дальнейших анализов она исключается.

Выделение зон аномально высоких поровых давлений основано на том, что при бурении в переходной зоне поровое давление увеличивается, в результате чего снижается дифференциальное давление на забой, механическая скорость бурения возрастает и размер частиц шлама увеличивается до 7-10 мм и более. При превышении порового давления над противодействующим ему гидростатическим наблюдается обрушение глинистых пород в скважину. Частицы шлама при этом обычно более 7 мм, вытянутой формы, плоские с острыми краями. При выделении зон аномально высоких поровых давлений

графики изменения Ф1-Ф4 необходимо интерпретировать в комплексе с кривыми изменения плотности шлама.

Привязка отбираемого шлама по глубине обеспечивается тем, что расчет отставания производится для всех фракций шлама, а исследования физико-химических свойств шлама проводятся с одной фракцией. Это необходимо потому, что при подъеме выбуренного шлама с забоя скважины происходит его оседание в промывочной жидкости под действием гравитационных сил, причем скорость перемещения частиц шлама различных фракций неодинакова и прямо пропорциональна их габаритам.

3.2. Макро- и микроскопия горных пород

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну.

Описание пород производится по схеме, представленной в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Схема описания пород

Признак	Характеристика или пример описания
Название породы	По табл. 3.2
Цвет (во влажном состоянии)	Серый, буровато-серый, тёмно-серый с зеленоватым оттенком и т.д.
Структура породы	По табл. 3.3
Текстура породы	Слоистая, массивная, чешуйчатая, оскольчатая
Твердость, степень уплотненности породы	Твёрдые, сильно уплотненные породы кварцевого и кремнистого состава, при царапании оставляют след на стекле; менее твердые и уплотненные породы (карбонатные, гипс, ангидрит, соли) царапаются стеклом
Крепость породы	По крепости породы делятся на 4 группы: крепкие (с трудом колются молотком), средней крепости (колются молотком), слабой крепости (разламываются рукой) и рыхлые или сыпучие

Состав цемента	Глинистый, карбонатный, кремнистый, железистый, гипсовый
Тип цемента	По таблице 3.4
Тип коллектора	По таблице 3.5
Пористость и кавернозность	По таблице 3.6
Трещиноватость	По таблице 3.7
Битуминозность, нефтенасыщенность	Признаки: - выделение битума или нефти по порам, кавернам, трещинам; - пропитка породы нефтью; - окрашенность породы нефтью в бурый цвет; - запах нефти на свежем изломе породы.
Наличие минеральных включений, органичес-ких остатков	Включения пирита, гипса, ангидрита, кальцита и др., остатков фауны и флоры, обломков и галек других пород

Таблица 3.2

Основные типы осадочных пород (по Е.М. Смехову, М.С.Швецову и др.)

Основные разности пород	**Размер слагающих частиц, мм**	**Состав**
Обломочные породы		
Брекчии, конгломераты, галечники Пески, песчаники Алевролиты Песчаники алевритистые Песчаники алевритовые	10-1,0 и более 1,0-0,10 0,10-0,01 Алевритовых до 25% Алевритовых 25%	Мономинеральный (преимущественно кварцевый – SiO_2), полиминеральный, аркозовый (кварцево-полевошпатовый), граувакковый (кварц, полевые шпаты, обломки пород)

Глинистые породы		
Глины Аргиллиты Глинистые сланцы Глины алевритистые Глины алевритовые	Пелитовых-менее 0,01, глинистые минералы- менее 0,001 Алевритовых до 25% Алевритовых 25-50%	Наиболее распространенный: гидрослюдистый, каолинитовый, монтмориллонитовый, гидрохлоритовый, смешанный
Карбонатные породы (химические и биохимические)		
Известняки Доломиты Мел Мергели Известняки доломитистые Доломиты известковистые	Разнокристаллические - Менее 0,10 - разнокристаллические	$CaCO_3$ (кальцит) – 95-100% $CaMg(CO_3)_2$ (доломит) – 95-100% $CaCO_3$ – 95-100% $CaCO_3$ – 50-75%; глинистый материал – 25-50% $CaCO_3$ – 75-95% $CaMg(CO_3)_2$ – 5-25% $CaMg(CO_3)_2$ – 75-95%, $CaCO_3$ – 5-25%
Сульфатные (химические)		
Гипс Ангидрит Каменная соль (галит)	Разнокристаллические - -	$CaSO_4\ 2H_2O$ $CaSO_4$ NaCl
Кремнистые, фосфатные (химические)		
Кремни Опоки Фосфаты	Менее 0,01 - -	SiO_2 SiO_2 $H_2OCa_{10}P_6O_{21}F_2$ и др.

Таблица 3.3

Структура пород (по Е.М. Смехову, М.С.Швецову, В.Н. Киркинской)

Диаметр частиц (обломков, зёрен, кристаллов), мм	**Структура**
Обломочные породы	
>1,0	Грубообломочная (псефитовая)
1,0 – 0,5	Крупнозернистая песчаная
0,5 – 0,25	Среднезернистая песчаная
0,25 – 0,10	Мелкозернистая песчаная
0,10 – 0,01	Алевритовая
<0,01	Пелитовая
Карбонатные и другие химические породы	
>1,0	Грубокристаллическая (грубозернистая)
1,0 – 0,5	Крупнокристаллическая
0,5 – 0,25	Среднекристаллическая
0,25 – 0,10	Мелкокристаллическая
0,10 – 0,01	Скрытокристаллическая или меловая
<0,01	Афанитовая
Неоднороднозернистая	Оолитовая, сферолитовая, сгустковая, комковатая, органогенная, ораногенно-обломочная и др.

Таблица 3.4

Типы цемента (по М.С. Швецову)

Тип цемента	**Взаимоотношение обломочных зёрен и цемента**
Базальный (основной)	Зёрна не соприкасаются друг с другом, они как бы вкраплены в цемент. Прочная цементация
Поровый	Зерна соприкасаются друг с другом, все пространство между ними заполнено цементом. Прочность цементации различна
Порово-базальный	Часть зерен касаются друг друга, часть не касаются. Прочность цементации различна
Контактовый	Зерна соприкасаются друг с другом и в местах их соприкосновения развит цемент. Непрочная цементация
Коррозионный (разъедания)	Цемент заполняет все пространство между зернами и частично внедряется в них вследствие растворения зерен. Очень прочная
Сгустковый (пятнистый)	Цемент развит неравномерно, пятнами. Прочность цементации различна

Таблица 3.5

Схема классификации коллекторов (по В.Н. Киркинской, Е.М. Смехову)

Классы	**Тип**	**Условия аккумуляции нефти в коллекторах**
Простые коллекторы	Поровый	В основном в порах и кавернах, сходных по строению с порами
	Трещинный	В основном в пустотах (поры, каверны), развитых в блоках породы
Сложные (смешанные коллекторы)	Трещинно-поровый, порово-трещинный	В основном в трещинах и в развитых по ним пустотах расширения

Таблица 3.6

Пористость и кавернозность пород (по Г.И. Теодоровичу и др.)

Диаметр пустот, мм	Характеристика породы
<0,01	Тонкопористая
0,01-0,25	Мелкопористая
0,25-0,5	Среднепористая
0,5-2,0	Крупнопористая
>2,0	Кавернозная

Таблица 3.7

Трещиноватость пород (по М.К. Калинко)

Морфология трещин	**Размеры, мм**
Субкапиллярные	<0,0002
Микротрещины	0,0002-0,001
Волосные	0,001-0,01
Тонкие	0,01-0,05
Очень мелкие	0,05-0,1
Средние	0,1-0,5
Крупные	0,5-1,0
Грубые	1,0-2,0
Макротрещины	2,0-5,0
Широкие макротрещины	5,0-20,0 и более

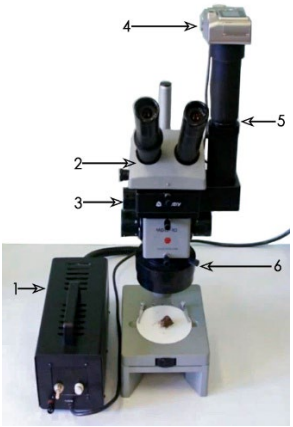
Буровой шлам исследуется под микроскопом с целью более детального изучения литологического состава пород, уточнения вещественного состава основной части породы и цемента, формы и размера зерен, структуры порового пространства. По возможности определяются стратиграфические границы и маркируются опорные пласты. Особенно тщательно исследуются породы-коллектора.

Керн, поднятый и уложенный в специальные ящики, подвергается визуальному просмотру с помощью лупы и проводится описание непосредственно на буровой.

Производится также фотографирование поднятого керна в цветном изображении.

Фотографирование проб бурового шлама и образцов керна в станции ГТИ производится с помощью различного типа микрофотоустановок.

На рис.3.2 показан общий вид микрофотоустановки ОМФ-2, разработанной в ООО НПК «Геоэлектроника сервис».



1 – осветительный блок;
2 – микроскоп МБС-10;
3 – микрофотоустановка МФУ-1;
4 – цифровая фотокамера;
5 – фотонасадка;
6 – кольцевой волоконный осветитель

Рис. 3.2. Общий вид микрофотоустановки ОМФ-2

Микрофотоустановка ОМФ-2 состоит из микроскопа МБС-10, микрофотоустройства МФУ-1, кольцевого волоконного осветителя с осветительным блоком, фотонасадки и цифровой фотокамеры.

Для получения яркого, бестеневого и равномерного освещения исследуемого объекта применяется кольцевой волоконный осветитель, для чего с объектива микроскопа откручивается кольцо, снимается кронштейн для крепления обычного осветителя, устанавливается кольцевой волоконный осветитель, который жёстко закрепляется на объективе с помощью крепёжного винта.

Микрофотоустройство МФУ-1 устанавливается между корпусом с барабаном и бинокулярной насадкой микроскопа. На втулку МФУ-1 устанавливается окуляр 8^x, а на окуляр - цилиндрическая насадка с гнездом для объектива фотоаппарата.

Фотографирование образца производится в следующей последовательности:

- исследуемый шлам или керн помещается на предметную круглую пластину;
- включается волоконный осветитель и устанавливается необходимый уровень освещённости;
- просматривая шлам, (керн) через окуляры микроскопа устанавливается необходимая степень увеличения и ракурс

исследуемого объекта таким образом, чтобы на фотоизображении наиболее полно отображались цвет, текстура и структура породы, наличие и характер расположения минеральных включений, характер трещиноватости и др.;
- объект исследования располагается так, чтобы он чётко отображался в центральной части дисплея фотокамеры;
- проводится фотосъёмка и проверяется качество сделанного фотоснимка при различном увеличении;
- через кабель USB проводится копирование сделанного фотоснимка в персональный компьютер.

Примеры фотоизображений пробы шлама при различном увеличении показаны на рис. 3.3.

а б

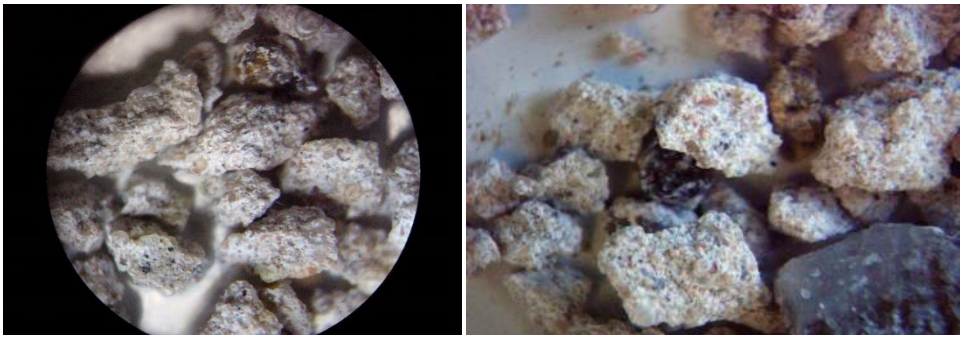


Рис. 3.3. Фотографии шлама в обычном освещении
а – снимок сделан при 12^x увеличении;
б – снимок сделан при 20^x увеличении

Фотография шлама (керна) сопровождается необходимыми пояснениями (наименование площади, месторождения, куста, номера скважины, глубины отбора шлама, керна, а также, литологическое описание пород с указанием признаков наличия углеводородов).

По данным макро- и микроскопии пород строится литологическая колонка, отображающая фактический разрез исследуемой скважины.

Аппаратура для фотографирования проб шлама и керна в настоящее время представлена довольно широко и отличается большим диапазоном технических характеристик.



Рис. 3.4. Бинокулярный комбинированный цифровой светодиодный стереомикроскоп AmScope с USB-камерой.

На рис 3.4. представлены цифровая микрофотоустановка с USB камерой

Технические характеристики:
Увеличение: 3,5x – 90x
Оптическая система: Widefield
Освещение: кольцевой светодиодный осветитель
Мощность увеличения зума 26:1
Рабочее расстояние 200 мм

Цифровая камера фиксирует изображение и транслирует видеоизображение на персональный компьютер. Входящий в комплект объектив 0,5x дает на экране ПК то же изображение, что и в окуляре микроскопа. Можно обрабатывать изображение так же, как в Photoshop.

3.3 Определение карбонатности горных пород

Карбонотометрия определяет минеральный состав (кальцит, доломит, сидерит) горных пород.

Для определения карбонатности применяются различные методы: химический – метод химического титрования, массовый (весовой) – определение по разнице массы навески породы до и после вымачивания её в соляной кислоте, объемный – газометрический, основанный на определении объема выделяющегося углекислого газа при реакции породы с соляной кислотой (HCl), барометрический – основан на измерении давления углекислого газа при взаимодействии HCl с породой.

В последнее время для определения карбонатных минералов применяется рентгенодифракционный метод анализа [2,4]

Наибольшее распространение в практике оперативных геологических исследований получил барометрический метод.

Принцип работы карбонатомера, в этом случае, основан на измерении давления углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии измельченного образца горной породы с разбавленной соляной кислотой.

При взаимодействии кальцита ($CaCO_3$) с разбавленной соляной кислотой, при температуре 20°С, реакция протекает в течение 30 с по схеме:

$$CaCO_3+2HCl \rightarrow CaCl_2+CO_2\uparrow+H_2O. \quad (3.2)$$

При взаимодействии доломита $CaMg(CO_3)_2$ реакция протекает при температуре 20°С в течение 15-20 мин по схеме:

$$CaMg(CO_3)_2+4HCl \rightarrow CaCl_2+MgCl_2+2CO_2\uparrow+2H_2O. \quad (3.3)$$

При взаимодействии сидерита ($FeCO_3$) реакция протекает при температуре 40^0 С в течение 20 мин по схеме:

$$FeCO_3+2HCl \rightarrow FeCl_2+CO_2\uparrow+H_2O. \quad (3.4)$$

Величина избыточного давления углекислого газа, выделяющегося при реакции с карбонатными минералами, будет прямо пропорциональна их количеству в исследуемом образце горной породы.

Диагностика пород производится по количественному соотношению в породе кальцита, доломита и нерастворимого остатка. В зависимости от содержания в породе $CaCO_3$ и $CaMg(CO_3)_2$ наблюдается переход от чистых известняков к чистым доломитам. По величине нерастворимого остатка судят о величине терригенной составляющей.

Для диагностирования карбонатных пород следует придерживаться классификаций, приведённых в табл. 3.8-3.11.

Таблица 3.8

Классификация карбонатных пород известняк – доломит - глина (по Г.И. Теодоровичу)

Порода	Содержание, %		
	Глинистый материал	$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$
Глинистый известняк	30-10	35-90	0-45
Слабоглинистый доломитовый известняк	5-10	90-45	5-45
Слабоглинистый известняк	5-10	95-85	0-5

Известняк	0-5	100-90	0-5
Слабодоломитовый известняк	0-5	95-80	5-20
Доломитовый известняк	0-5	80-65	15-35
Сильнодоломитовый известняк	0-5	65-45	30-50

Таблица 3.9

Классификация известково-доломитовых пород (по С.Г. Вишнякову)

Порода	**Содержание, %**	
	$CaCO_3$	**$CaMg(CO_3)_2$**
Известняк	95-100	0-5
Известняк доломитистый	75-95	5-25,
Известняк доломитовый	50-75	25-50
Доломит известняковый	25-50	50-75
Доломит известковистый	5-25	75-95
Доломит	0-5	95-100

Таблица 3.10

Классификация терригенно-карбонатных пород (по И.В. Хворовой)

Порода	**Карбонатные минералы, %**	**Терригенная составляющая, %**
Известняк (доломит)	95-100	0-5
Известняк (доломит) алевритистый	75-95	5-25
Известняк (доломит) алевритовый	50-75	25-50
Песчаник (алеврит) известковистый (доломитистый)	5-25	75-85
Песчаник (алеврит)	0-5	95-100

Таблица 3.11

Классификация карбонатно-глинистых пород (по С. Г. Вишнякову)

Содержание глинистого материала, %	Известковый ряд		Доломитовый ряд	
	Порода	$CaCO_3$, %	Порода	$CaMg(CO_3)_2$, %
0-5	Известняк	95-100	Доломит	95-100
5-25	Известняк глинистый	75-95	Доломит глинистый	75-95
25-50	Мергель	50-75	Мергель доломитовый	50-75
50-75	Мергель глинистый	25-50	Мергель глинистый доломитовый	25-50
75-95	Глина известковистая	5-25	Глина доломитовая	5-25
95-100	Глина	0-5	Глина	0-5

По результатам карбонатометрии определяется минеральный состав карбонатных пород и проводится литологическое расчленение разреза.

Пример литологического расчленения по результатам определения карбонатности в интервале исследований 3920-4010 м на одной из скважин месторождения Тенгиз приведен на рис. 3.5.

Интерпретацию данных определения карбонатности необходимо проводить в комплексе с визуальными методами диагностики и результатами механического каротажа.

Важное значение при проведении карбонатометрии имеет выявление и измерение сидерита ($FeCO_3$).

Измерение концентрации сидерита в горных породах позволяет существенно расширить область применения карбонатометрии, особенно в районе Западной Сибири при проведении исследований в продуктивных толщах юрского периода, характеризующихся присутствием сидерита в рассеянном виде и в прослоях.

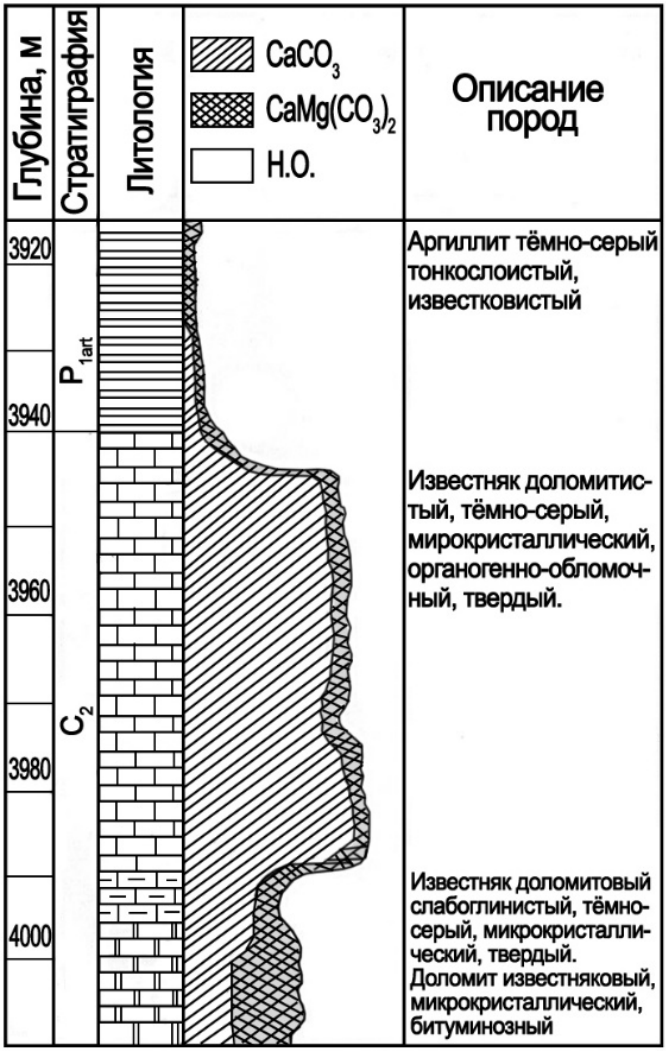


Рис.3.5. Пример литологического расчленения разреза по результатам определения карбонатности

Его содержание меняется в широких пределах [5] и оказывает существенное влияние на показания ряда методов ГИС и, особенно, нейтронных [6].

В таблице 3.12 приведены результаты измерения кальцита, доломита и сидерита в пробах бурового шлама, отобранного на горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии баженовской свиты на Галяновской площади в Западной Сибири.

Таблица 3.12

Результаты количественного определения карбонатных минералов в пробах бурового шлама (Галяновская площадь)

№ п/п	Глубина, м	Литология пород	Содержание, %			
			$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$	$FeCO_3$	Нерастворимый остаток
1	2670	Глинисто-известковистая порода темно-серого цвета с незначительным содержанием доломита и сидерита, битуминозная	39,5	5,7	4,3	50,5
2	2700	--------- " ---------	44,1	2,8	7,4	45,7
3	2780	--------- " ---------	22,9	20,8	7,0	49,3
4	2800	--------- " ---------	21,6	7,1	4,0	62,8
5	2900	--------- " ---------	40,8	8,5	7,0	50,7
6	2940	Аргиллит известковистый темно-серый до черного с незначительным содержанием сидерита, нефтенасыщенный	15,6	3,1	3,8	79,5
7	2960	--------- " ---------	12,2	0,5	3,4	83,9
8	2980	--------- " ---------	16,9	2,5	3,8	76,8
9	3020	--------- " ---------	15,0	1,8	4,2	79,0
10	3050	--------- " ---------	13,5	0,2	5,1	81,2
11	3070	--------- " ---------	20,1	4,0	4,4	71,5
12	3080	Глинисто-известковистая порода с незначительными включениями сидерита и доломита, битуминозная	34,2	4,3	5,8	55,7

Карбонатометрия проводится с использованием карбонатомеров различных конструкций с различными техническими характеристиками

Для примера рассмотрим работу с карбонатомером КУМ-2, разработанном в ООО НПК «Геоэлектроника сервис» на основе карбонатомера КУМ-1 [7].

Внешний вид карбонатомера показан на рис. 3.6.

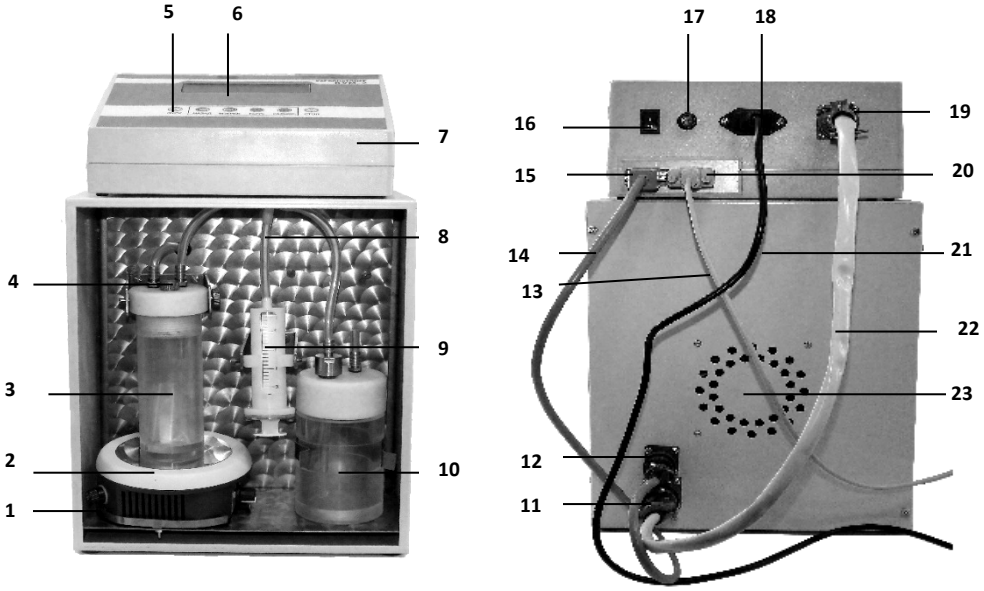


Рис.3.6 Общий вид карбонатомера КУМ-2:

1 – корпус реакционного блока;
2 – магнитная мешалка;
3 – реакционная камера;
4 – винт сброса давления газа;
5 – кнопки управления режимами работы;
6 – жидкокристаллический индикатор (ЖКИ);
7 – электронный блок;
8 – трубка соединительная;
9 – дозатор;
10 – ёмкость для кислоты;
11, 12, 15, 19 – разъёмы для соединительных кабелей;
13 – компьютерный кабель;
14, 22 – соединительные кабели;
16 – выключатель питания;
17 – сетевой предохранитель;
18 – разъём для сетевого кабеля питания;
20 – разъём для компьютерного кабеля (порт RS-232);
21 – сетевой кабель питания;
23 – вытяжной вентилятор.

Карбонатомер состоит из двух блоков: электронного (7) и реакционного (1), выполненных в двух отдельных корпусах.

Принцип работы карбонатомера основан на измерении давления углекислого газа (CO_2), выделяющегося при взаимодействии измельчённого образца горной породы (керн, буровой шлам) с разбавленной соляной кислотой (HCl).

Функциональная схема карбонатомера КУМ, поясняющая принцип его работы, показана на рис. 3.7

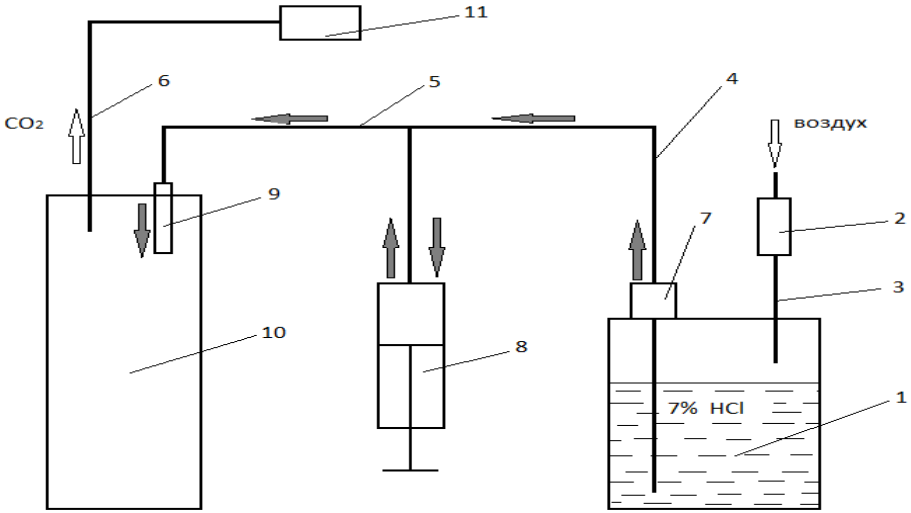


Рис. 3.7 Функциональная схема карбонатомера КУМ-2:

1 - емкость с раствором кислоты;
2, 7, 9 - обратные клапаны;
3, 4, 5, 6 - трубки ПВХ;
8 - дозатор;
10 - реакционная камера;
11 - датчик избыточного давления

Избыточное давление, которое создаётся в реакционной камере в результате реакции соляной кислоты с карбонатными минералами в образце, передаётся на датчик давления.

Преобразование сигналов с датчика давления осуществляется аналого-цифровым преобразователем (АЦП). Основным узлом электронного блока является микропроцессор. В соответствии с записанной в его постоянную память программой, микропроцессор принимает данные с АЦП, воспринимает нажатие кнопок на клавиатуре, выдаёт сообщение на жидкокристаллический индикатор, а

также взаимодействует с ПК через соответствующую схему интерфейсов RS-232.

Определение карбонатности горных пород по шламу и керну проводится в следующей последовательности. Из шлама или керна приготавливается мелкоизмельчённая (0,25мм) навеска горной породы массой 0,5*г*, которая помещается на дно реакционной камеры. Дозатором из ёмкости отбирается 10см^3 разбавленной соляной кислоты, после чего нажимается пусковая кнопка на клавиатуре электронного блока карбонатомера. После звукового сигнала (через 3-5*с*) соляная кислота из дозатора подаётся в реакционную камеру. На ЖК-индикаторе в верхней строке начинается отсчёт времени с начала реакции (через 1*с* до 30*с* и далее через 30*с* до 25*мин*), а в нижней строке появляется информация о содержании кальцита и доломита в исследуемом образце.

В течение первых 30*с* производится измерение содержания кальцита, причём обновление информации происходит через каждую секунду. С 31*с* начинается измерение содержания доломита с обновлением информации через 30с. Отсчёт времени и обновление информации на ЖК-индикаторе происходит до 25*мин*, после чего отсчёт времени прекращается. Если через 15*мин* после начала анализа в течение двух минут процентное содержание доломита не изменится, то прибор автоматически переходит в режим «СТОП».

Определение сидерита производится в следующей последовательности. Приготавливаются две навески измельчённой горной породы массой по 0,5*г*. Первая из навесок используется для измерения содержания кальцита и доломита в исследуемой породе. Вторая навеска используется для определения сидерита в данной породе. При анализе второй навески горной породы используется подогретая до 40-45^{0}С разбавленная соляная кислота. Реакция взаимодействия породы с соляной кислотой длится 25*мин*. В течение этого промежутка времени измеряется суммарное содержание в образце доломита и сидерита. Разность между показаниями первого и второго цикла анализов даёт процентное содержание $FeCO_3$ в исследуемом образце.

При измерении содержания кальцита и доломита в нефтенасыщенных породах необходимо предварительно проэкстрагировать анализируемый образец. Для этого на лист фильтровальной бумаги наносится в виде конуса тонкоистёртая (0,25мм) порода в необходимом количестве (1*г*) и обрабатывается

хлороформом. Через 10 *мин* породу переносят на чистый лист фильтровальной бумаги и операция повторяется. Разовый расход хлороформа – 20 капель. После проведения экстракции взвешивается навеска исследуемого шлама массой 0,5*г*. Приготовленный таким образом образец используется для проведения карбонатометрии.

Экстрагирование породы, а также измерение карбонатности необходимо проводить в вытяжном шкафу.

Диагностика пород производится по количественному соотношению в породе кальцита, доломита и нерастворимого остатка. В зависимости от содержания в породе $CaCO_3$ и $CaMg(CO_3)_2$ наблюдается переход от чистых известняков к чистым доломитам. По величине нерастворимого остатка судят о величине терригенной составляющей.

Отображение результатов измерения производится в цифровой и графической форме на карбонатограмме (рис. 3.8).

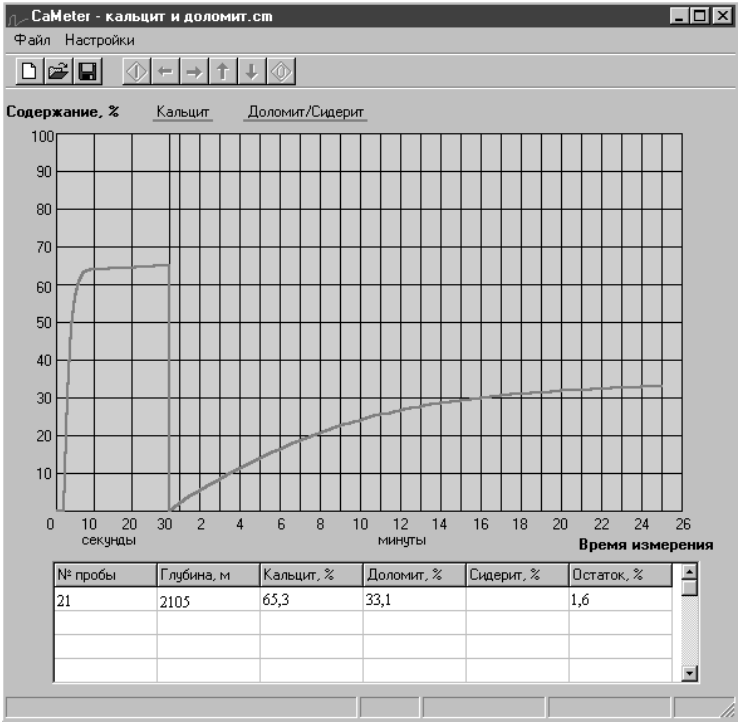


Рис. 3.8 Пример отображения карбонатометрии

К прибору прилагается программное обеспечение на компакт-диске.

Другие применяемые карбонатомеры используют также принцип измерения карбонатности по изменению давления CO2 при реакции HCl с измельченной горной породой.



Рис. 3.9. Внешний вид карбонатомера КМ-04

На рис 3.9 показан карбонатомер КМ-04, выпускаемый в ООО НПП «Геосфера».

Технические характеристики КМ-04.

Масса исследуемого образца, мг, не более 1000

Диапазон измерений массовых долей кальцита и доломита, % , мг от 1 до 100

Предел допускаемой погрешности измерения давления, % ± 0,5

Интерфейс взаимодействия RS-232 / USB

Габаритные размеры, мм 235 × 295 × 340

Масса, кг 7,5

Карбонатомер КМ-1А, разработанный в фирме ООО «Геотехсервис», показан на рис. 3.10.



Рис. 3.10 Внешний вид Карбонатомера КМ-1А

Технические характеристики карбонатомера КМ-1А.

Анализируемые составляющие	**кальцит, доломит, нерастворимый остаток**
Диапазон измерения, %	0,1 - 99,9
Продолжительность анализа, мин.	не более 25
Погрешность измерения, % отн.	± 2,5
Масса навески породы, г	0,40
Питание, В/Гц	220/50
Масса прибора, кг	3
Габариты, мм	590x165x227

3.4 Определение плотности пород по шламу и керну

Определение плотности и пористости горных пород по шламу и керну проводится с целью выявления коллекторов, оценки их ёмкостно-фильтрационных свойств и выделения зон аномально высоких поровых давлений.

При проведении оперативных геологических исследований производится обычно измерение объемной и минералогической плотности, открытой пористости пород по шламу и керну.

Пористость, объемная и минералогическая плотность горных пород изменяется в широких пределах в зависимости от литологии пород и их минерального состава.

Пределы изменения плотности обломочных, глинистых и химических горных пород, наиболее часто встречающихся в практике оперативных геологических исследований приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Плотность осадочных горных пород (г/см^3)

Порода	Пределы изменения	Наиболее часто встречающиеся значения	Минеральная плотность		
			$\delta_{м\ ср}$	$\delta_{м\ min}$	$\delta_{м\ max}$
Обломочные породы					
Брекчия	1,60-3,00	-	-	-	-
Конгломерат	2,10-3,00	-	-	-	-
Песок	1,30-2,00	1,50-1,70	-	-	-
Песчаный сланец	2,30-3,00	2,60-2,70	-	-	-
Алевролит	1,80-2,80	2,30-2,50	2,69	2,62	2,76
Песчаник	2,00-2,90	2,50-2,65	2,67	2,58	2,76
Глинистые породы					
Глина	1,20-2,40	-	2,68	2,58	2,78
Аргиллит	1,70-2,90	2,30-2,40	2,68	2,60	2,78
Глинистый сланец	2,30-3,0	2,40-2,60	-	-	-
Химические породы					
Известняк	1,80-2,90	2,60-2,70	2,72	2,62	2,80
Доломит	1,90-3,00	2,60-2,80	2,80	2,76	2,88
Мел	-	-	2,69	2,56	2,80
Мергель	1,50-2,80	2,20-2,40	2,70	2,58	2,80
Гипс	2,10-2,50	2,40-2,50	2,37	2,31	2,48
Ангидрит	2,40-2,90	2,50-2,60	2,96	2,92	3,00
Соль каменная	2,15-2,30	-	2,16	2,12	2,22
Опока	1,00-1,60	-	3,00	2,10	2,50
Кремень	2,32-2,60	-	2,59	2,46	2,75

С глубиной плотность осадочных горных пород возрастает, так как она обусловлена главным образом пористостью. Такая закономерность наиболее характерна для глинистых пород.

Наиболее простым способом определения объемной плотности горных пород является взвешивание образца в воздухе и в воде. На этом принципе построен прибор для измерения плотности – денситометр.

Также для измерения плотности используется пикнометр, иногда наборы эталонных жидкостей с известной плотностью и др.

Пористость горной породы – это наличие в ней незаполненных твердым веществом пор. Емкостные свойства пород-коллекторов обусловлены наличием в них пустотного пространства, способного заполняться нефтью, газом или водой.

Пустоты бывают трёх видов: поры, каверны и трещины. Соответственно, и коллекторы образуют три основных типа: поровый, кавернозный и трещинный, а также различные сочетания этих типов. Различают полную, эффективную и открытую пористость.

Коэффициент полной пористости равен:

$$K_{\text{п.п.}} = \frac{V_{\text{п.п.}}}{V_{\text{обр}}} \tag{3.5}$$

Коэффициент открытой пористости равен:

$$K_{\text{о.п}} = \frac{V_{\text{о.п.}}}{V_{\text{обр}}} \tag{3.6}$$

Где $К_{п.п.}$ и $К_{о.п.}$ – соответственно коэффициенты полной и открытой пористости;

$V_{п.п.}$ и $V_{о.п.}$ – объемы полной и открытой пористости;

$V_{обр.}$ – объем образца породы.

Коэффициент пористости измеряется в долях единицы (например $К_п$=0,15) или в процентах ($К_п$=15%).

Эффективная пористость представляет собой объем пор, по которым пластовый флюид (нефть, вода, газ) может быть извлечен из пласта при его разработке. Значение эффективной пористости обычно меньше значений открытой пористости.

В нефтегазопромысловой геологии наиболее важными являются коэффициенты открытой и эффективной пористости, так как они характеризуют объем углеводородов, содержащийся в породе и извлекаемый из нее.

В стационарных петрофизических лабораториях открытая пористость определяется обычно по методу Преображенского. Метод Преображенского основан на насыщении пористого образца керосином под вакуумом. Определив объём керосина, заполнившего поры, и объем всего образца, получаем возможность расчета коэффициента открытой пористости.

При проведении оперативных геологических исследований наибольшее распространение получил термогравиметрический метод, который позволяет с высокой точностью за короткое время измерять плотность пород (объемную и минералогическую) и открытую пористость.

В качестве примера рассмотрим работу анализатора пористости АП-2, разработанного в ООО НПК «Геоэлектроника сервис». В состав анализатора входят: термовесовой анализатор, устройство для гидростатического взвешивания и устройство насыщения.

Внешний вид анализатора АП-2 показан на рис. 3.11.



Рис. 3.11. Внешний вид анализатора плотности и пористости горных пород АП-2:

1 - термовесовой анализатор;
2 - устройство для гидростатического взвешивания;
3 - малогабаритное устройство насыщения

Электронные весы анализатора позволяют взвешивать образцы до 80 г с точностью ±5 мг. Инфракрасный нагреватель мощностью 400 Вт с программным управлением режима нагрева позволяет сушить образец при температуре от 85 до 145^0C с основным режимом нагрева 105^oC.

Устройство для гидростатического взвешивания предназначено для определения объёма влажного образца, путём последовательного взвешивания образца в воздухе и в воде. Устройство гидростатического взвешивания (рис. 3.12) состоит из проволочного каркаса 1 и 2, к верхней части которого с помощью тонкой проволоки 3 прикрепляется контейнер 4. При взвешивании в воде контейнер с образцом помещается в прозрачный стеклянный или пластиковый цилиндр 5 объёмом 250 мл. Цилиндр устанавливается на опорную пластину 6, которая, в свою очередь, устанавливается на неподвижную платформу весов термовесового анализатора. Круглое проволочное основание 1 помещается на алюминиевую чашку измерительной части электронных весов анализатора.

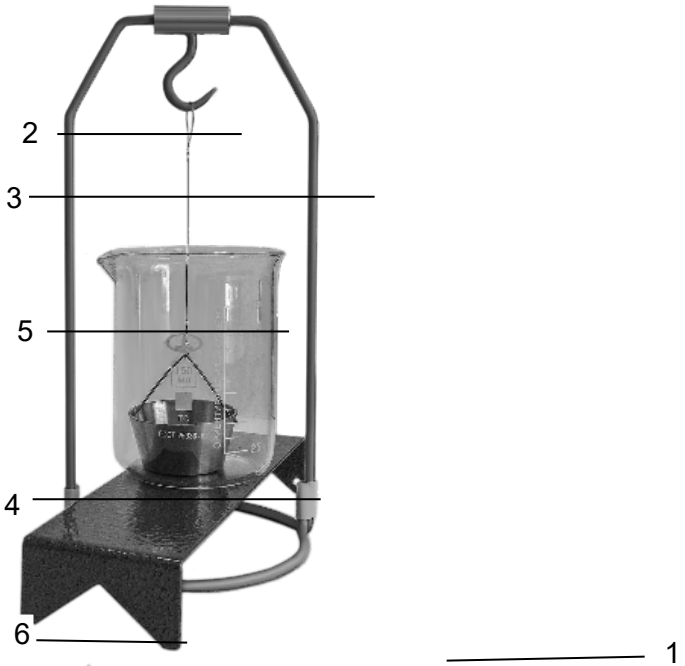


Рис. 3.12 Устройство для гидростатического взвешивания

Устройство насыщения предназначено для насыщения образцов горных пород (шлам, керн) водой под вакуумом. Насыщение образцов производится, если после их отбора прошло значительное количество времени и они потеряли часть влаги или стали сухими. Если исследования производятся сразу же после отбора шлама или подъёма керна, то насыщение водой не производится.

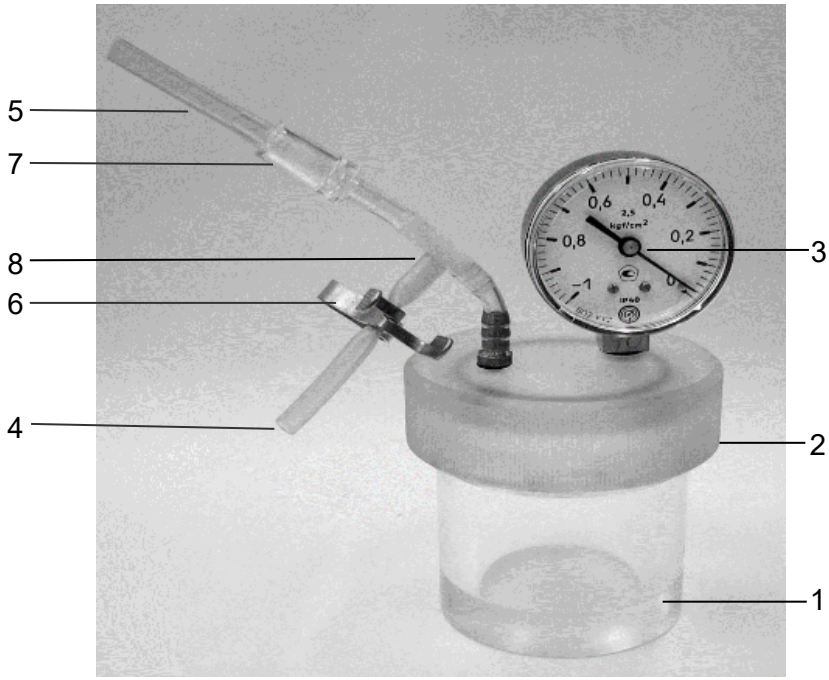


Рис. 3.13. Внешний вид устройства насыщения

Устройство насыщения (рис. 3.13) состоит из рабочей камеры 1 с завинчивающейся крышкой 2, на которой установлены малогабаритный вакуумметр 3 и тройник 8 с двумя трубками 4, 5 из ПВХ. Трубка 5 с обратным клапаном 7 служит для создания вакуума в рабочей камере, а трубка 4 с зажимом 6 - для заполнения рабочей камеры водой.

Насыщение образца производится следующим образом. Контейнер с недонасыщенным или сухим образцом помещается в рабочую камеру 1 устройства насыщения. Трубка 4 зажимается пружинным зажимом 6. С помощью пластикового шприца объёмом 150 см^3, входящего в комплект устройства насыщения, через трубку 5 в рабочей камере

создаётся разряжение 0,06МПа. Через трубку 4 с помощью того же шприца, предварительно наполненного водой, в рабочую камеру, после открытия зажима 6, подаётся вода в таком объёме, чтобы исследуемый образец был полностью покрыт водой. Зажим 6 закрывается и в рабочей камере с помощью шприца через трубку 5 снова создаётся разряжение 0,06МПа и начинается процесс насыщения образца. Время насыщения образца зависит в основном от его размеров и обычно колеблется от 10*мин* (буровой шлам) до 30*мин* (образец керна объёмом до 10 $см^3$).

Для определения плотности и пористости горных пород на анализаторе АП-2 отбираются насыщенные водой образцы керна или бурового шлама массой до 30*г* (оптимальная масса ~10*г*). Высота образца не должна превышать 25мм, во избежание повреждения нагревательного элемента и датчика температуры. Перед проведением измерений керн и буровой шлам промывается водой, излишки влаги удаляются фильтровальной бумагой. Из пробы шлама удаляется обвальная порода.

Работы по определению открытой пористости и минералогической плотности проводятся в следующей последовательности:

- из пробы шлама отбирается буровой шлам основной породы во влажном состоянии с максимальными размерами шламинок массой от 2г до 30г, а при исследовании керна - влажный образец керна такой же массы (оптимальная масса образца 10г);
- в стеклянный химический стакан при комнатной температуре наливается ~ 200 мл чистой воды;
- влажный образец помещается в контейнер;
- на электронные весы анализатора устанавливается устройство гидростатического взвешивания (УГВ), показания весов «обнуляются» путём нажатия кнопки «ТАРА»;
- контейнер с образцом подвешивается на крюк УГВ так, чтобы контейнер с образцом и дужка контейнера были в воде;
- измеряется масса контейнера с насыщенным образцом в воде;
- контейнер с насыщенным образцом извлекается из ёмкости с водой, образец (шлам, керн) высыпается или переносится на фильтровальную бумагу для удаления поверхностной влаги с образца и контейнера;
- электронные весы анализатора «обнуляются», контейнер с насыщенным образцом помещается на чашку весов, измеряется

масса контейнера с насыщенным образцом в воздухе, крышка нагревателя опускается;

- нажимается кнопка «РЕЖИМ» для установки курсора на второй позиции первой строки задаваемых параметров;
- с помощью кнопки «УСТ» устанавливается режим, соответствующий температуре нагрева образца до 105°С;
- нажимается кнопка «ПУСК» и запускается процесс сушки образца горной породы;
- после прекращения процесса сушки и выдачи звукового сигнала снимаются показания величины массы сухого образца с контейнером в воздухе.

Перед проведением измерений, а также после замены контейнера, производится его взвешивание в воздухе и в воде с фиксацией данных значений. Значения массы контейнера в воздухе и в воде, массы контейнера с сухим образцом, массы контейнера с насыщенным образцом в воздухе и в воде, плотности воды или другой насыщающей жидкости заносятся в окно «РАСЧЁТ ПЛОТНОСТИ И ПОРИСТОСТИ ШЛАМА» программы Poristosty.exe, которая автоматически рассчитывает значения открытой пористости, объёмной и минералогической плотности.

Расчёт открытой пористости производится по формуле:

$$K_{\text{п}} = \frac{(m_{\text{н}} - m_{\text{с}})\rho_{\text{в}}}{V} \cdot 100\%, \qquad (3.7)$$

где $m_{\text{н}}$ - масса насыщенного образца, г;

$m_{\text{с}}$ - масса сухого образца, г;

V - объём влажного образца, $см^3$.

Масса насыщенного образца будет равна:

$$m_{\text{н}} = m_1 - m_0,$$

где m_1 - масса контейнера с насыщенным образцом в воздухе, г;

m_0 - масса контейнера в воздухе, г.

Масса сухого образца будет равна:

$$m_{\text{с}} = m_2 - m_0, \qquad (3.8)$$

где m_2 - масса контейнера с сухим образцом в воздухе, г.

Объём влажного образца рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{m_н - (m_3 - m_4)}{\rho_в} \quad (3.9),$$

где m_3 - масса контейнера с насыщенным образцом в воде, г;

m_4 - масса контейнера в воде, г;

$\rho_в$ - объёмная плотность воды, г/см^3 ($\rho_в$=1г/см^3 при t^o воды 20^{o}C).

Значения массы контейнера в воздухе (m_0) и в воде (m_4) постоянны для применяемого контейнера и измеряются один раз в начале смены.

Объёмную плотность образца (ρ, г/см^3) рассчитывают по формуле:

$$\rho = \frac{m_c \rho_ж}{V}, \quad (3.10)$$

где $\rho_ж$ – плотность насыщающей образец жидкости, г/см^3 (обычно принимают $\rho_ж$=1,00 г/см^3).

Минералогическую плотность образца ($\rho_м$, г/см^3) рассчитывают по формуле:

$$\rho_м = \frac{m_c \rho_ж}{V_c}, \quad (3.11)$$

где V_c - объём сухого образца, см^3, равный:

$$V_c = V - \frac{(m_н - m_c)}{\rho_в} \quad (3.12)$$

Для избежания ошибок в определении плотности глинистых пород необходимо учитывать время нахождения шлама, $t_{н.ш.}$, в промывочной жидкости, так как при $t_{н.ш}$>40-60 мин наблюдается набухание шлама и уменьшение плотности глин, что может ошибочно интерпретироваться как вход в зону аномально высоких поровых давлений (АВПоД).

При интерпретации кривых изменения плотности следует иметь в виду, что величина плотности горных пород изменяется в достаточно широких пределах и зависит от многих факторов: минерального состава породы, плотности минералов, составляющих твёрдую часть породы, жидкости и газов, заполняющих её поровое пространство, пористости породообразующих минералов, структурно-текстурных особенностей породы.

При определении коэффициента открытой пористости горных пород по шламу необходимо иметь в виду, что при уменьшении

размера шламинок погрешность измерения пористости возрастает, причем для каждого литотипа пород эта зависимость различна (рис 3.14).

Для песчаника с уменьшением размеров частиц породы значение коэффициента пористости возрастает, а для известняков

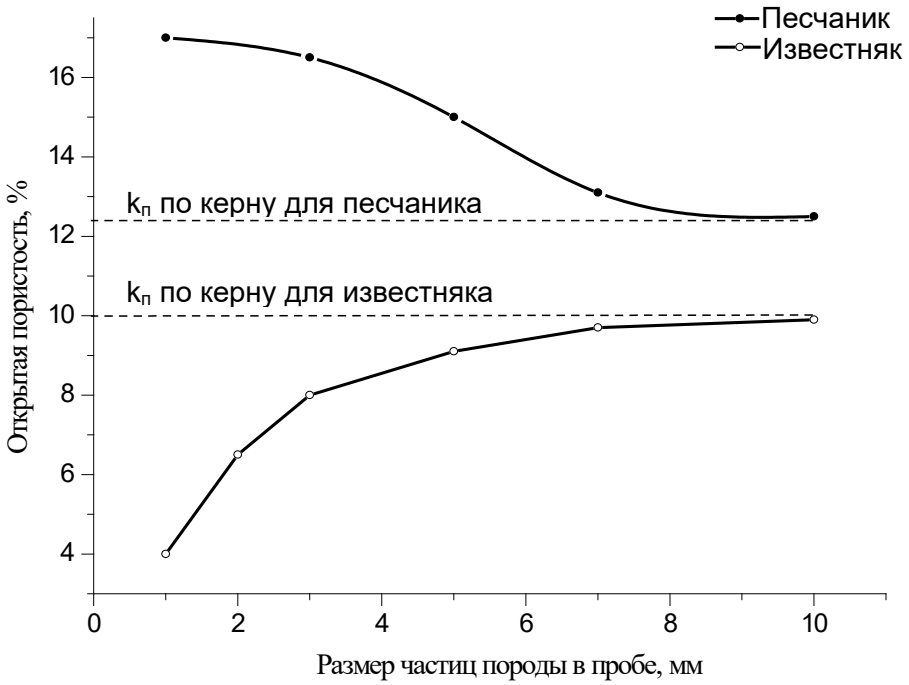


Рис. 3.14. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц в пробе песчаника и известн яка

снижается, что связано, в основном, с различными типами пористости и характером трещиноватости для терригенных и карбонатных коллекторов.

Учитывая данное обстоятельство, при определении коэффициента пористости горных пород по шламу желательно использовать буровой шлам крупных фракций (не менее 3 мм), а при измерениях коэффициента пористости мелких фракций необходимо вводить поправочный коэффициент.

При исследовании бурового шлама, представленного карбонатными породами со сложным строением пустотного пространства (трещинно-

поровые, трещинно-каверно-поровые и др.), определение открытой пористости на шламе мелких фракций (менее 3 мм) из-за большой величины погрешности проводить не рекомендуется.

Нельзя проводить измерения коэффициента пористости методом насыщения на образцах глинистых пород (аргиллиты, глинистые алевролиты), так как в данном случае основное значение имеет закрытая пористость, т.е. поры в пустотном пространстве изолированы друг от друга, а величина открытой пористости очень мала. При выделении зон аномально высоких поровых давлений в разрезах, представленных глинистыми породами, необходимо измерять только плотность горных пород.

При оценке коллекторных свойств пород по величине открытой пористости, особенно при низких её значениях, необходимо учитывать коэффициент проницаемости ($k_{пр}$). Особенно это важно при изучении коллекторов сложного строения, представленных карбонатными и глинистыми породами.

Коллекторы со средним значением пористости 5-7% дают промышленные притоки углеводородов при высоких значениях $k_{пр}$. Характерный пример - песчано-глинистые отложения баженовской свиты Западной-Сибири и карбонатные коллекторы карбона в Прикаспии.

3.5. Люминесцентно-битуминологический анализ горных пород и проб промывочной жидкости.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) основан на изучении характера люминесценции битуминозных и органических веществ.

Наибольший вклад по разработке методов ЛБА внесла Флоровская В.Н. [8].

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проводится для решения следующих задач:

- определение наличия и характера распределение битума и нефти в горных породах;
- диагностика нефтебитумсодержания горных пород;
- оценка характера насыщения коллектора
- характеристика группового состава битумов;

– выявление ореола рассеяния битуминозных веществ под нефтенасыщенным пластом.

Люминесцентные методы анализа горных пород можно подразделить на две группы:

– методы, основанные на визуальном наблюдении собственной люминесценции породы под воздействием ультрафиолетового излучения;
– методы, основанные на изучении возникновения люминесценции в результате взаимодействия анализируемой породы с различными реактивами.

Метод визуальной диагностики заключается в помещении анализируемого образца (буровой шлам, керн) в люминоскоп под источник ультрафиолетового излучения с длиной волны λ 365 нм. Свечение, его активность и распределение можно наблюдать, изучать и фотографировать.

На рис. 3.15 представлены фотографии шлама и образца керна, выполненные в УФ лучах.



Рис. 3.15. Фотографии проб бурового шлама и керна в УФ-лучах

Фотографирование образцов горной породы в УФ-лучах позволяет резко снизить роль субъективного фактора при проведении ЛБА и повысить качество и достоверность информации о нефтенасыщенности пород.

Метод визуальной диагностики с использованием макро- и микрофотосъемки особенно эффективен при насыщении породы газоконденсатом и легкой нефтью, так как полуколичественные

методы ЛБА часто не дают достоверной информации о характере насыщения пласта.

Методы основанные на изучении люминесценции вследствие взаимодействия анализируемого вещества с различными реактивами детально исследованы В.Н. Фроловской [8].

Методы ЛБА многообразны и различаются как техникой выполнения работ, так и характером решаемых задач [9].

В практике геолого-геохимических исследований разрезов нефтяных и газовых скважин широко применяются следующие методы:

- эталонно-люминесцентный;
- капиллярно-люминесцентный;
- капельно-весовой люминесцентный;
- капельно-люминесцентный;

Эталонно-люминесцентный метод проводится для определения количественного содержания экстрагированного в хлороформе битума.

Для выполнения работ по данной методике предварительно составляют эталонную коллекцию битумов различной концентрации в одинаковых объемах растворителя (обычно в кварцевых пробирках) по исследуемой площади или месторождении.

Для проведения ЛБА берется навеска измельченной породы, которая измельчается в строго фиксированном объёме растворителя (обычно хлороформ). Под источником ультрафиолетового излучения полученную хлороформенную вытяжку сравнивают с эталонами, в которых концентрация битума известна, и таким образом определяют содержание битума.

Пример характеристик эталонных растворов битума (по В.Н. Флоровской) приведен в таблице 3.14.

Вычисление количественного содержания битума в породе производится по формуле: $(a \cdot b \cdot 100\%)/d$

Где: a – содержание битума в 1 мл эталона, г;

b – количество растворителя, мл;

d – вес пробы, г;

В практике работ по ГТИ метод не нашел применения ввиду сложности составления эталонных наборов хлороформенных вытяжек, большого расхода растворителя, сложности хранения и транспортировки эталонных растворов.

Таблица 3.14

Эталонные растворы битума (по В.Н. Флоровской)

№ эталона	Содержание битума А в 1 мл, г/мл	Содержание битума в породе, в % для навески в 5 мл растворителя			
		2 г	1г	0,5г	0,1 г
1	0,000000625	$1{,}56\cdot10^{-4}$	$3{,}12\cdot10^{-4}$	$6{,}25\cdot10^{-4}$	$3{,}12\cdot10^{-3}$
2	0,00000125	$3{,}12\cdot10^{-4}$	$6{,}25\cdot10^{-4}$	$1{,}25\cdot10^{-4}$	$6{,}25\cdot10^{-3}$
3	0,0000025	$6{,}25\cdot10^{-3}$	$1{,}25\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}25\cdot10^{-2}$
4	0,000005	$1{,}25\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-2}$
5	0,00001	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-2}$	$5{,}0\cdot10^{-2}$
6	0,00002	$5{,}0\cdot10^{-2}$	$1{,}0\cdot10^{-2}$	$2{,}0\cdot10^{-2}$	$1{,}0\cdot10^{-1}$
7	0,00004	$1{,}0\cdot10^{-2}$	$2{,}0\cdot10^{-2}$	$4{,}0\cdot10^{-2}$	$2{,}0\cdot10^{-1}$
8	0,0008	$2{,}0\cdot10^{-2}$	$4{,}0\cdot10^{-2}$	$8{,}0\cdot10^{-2}$	$4{,}0\cdot10^{-1}$
9	0,00016	$4{,}0\cdot10^{-2}$	$8{,}0\cdot10^{-2}$	$1{,}6\cdot10^{-1}$	$8{,}0\cdot10^{-1}$
10	0,000312	$8{,}0\cdot10^{-2}$	$1{,}56\cdot10^{-1}$	$3{,}2\cdot10^{-1}$	1,56
11	0,000625	$1{,}56\cdot10^{-1}$	$3{,}12\cdot10^{-1}$	$6{,}25\cdot10^{-1}$	3,12
12	0,00125	$3{,}12\cdot10^{-1}$	$6{,}25\cdot10^{-1}$	1,25	6,25
13	0,0025	$6{,}25\cdot10^{-1}$	1,25	2,5	12,5
14	0,005	1,25	2,5	5,0	25
15	0,01	2,5	5,0	10,0	50,0

Капиллярно-люминесцентный метод проводится как качественный анализ битумосодержания горных пород. Для реализации данного метода, как и в предыдущем, также составляется эталонная коллекция, но не с растворенным в хлороформе битумом, а с капиллярными вытяжками битумов. Для этого из фильтровальной бумаги нарезаются полоски длиной 20-22 см, шириной 0,7 см. Полоски опускаются в хлороформ с измельченной в порошок навеской горной породы и получают хлороформенную вытяжку. Полученная капиллярная вытяжка после высыхания исследуется под ультрафиолетовыми лучами, при этом отмечается ширина люминесцирующей зоны и цвет её люминесценции.

В таблице 3.15 показаны основные типы битумов, выделяемых по капиллярным вытяжкам.

Основным недостатком метода является большой расход растворителя при проведении анализов.

Капельно-весовой люминесцентный метод заключается в экстракции навески (2г) измельченной горной породы растворителем

(хлороформом) с последующим взвешиванием фильтровальной бумаги. Разница между взвешиваниями фильтра до и после экстракции дает количественную оценку наличия битума в породе [10].

Таблица 3.15.

Основные типы битумов, выделяемые по капиллярным вытяжкам

Типы битумов	Цвет люминесценции битумов
Маслянистые битумы МБА	Белый, беловато-желтый, беловато-голубой, голубой, синий, зеленовато-синий, зеленый
Осмоленные битумы ОБА	Желтый, оранжевый, желтовато-светло-коричневый
Средние битумы СБА	Светло-коричневый, оранжево-коричневый, коричневый
Смолисто-асфальтеновые битумы САБА	1 подтип: зеленовато-коричневый, красно-коричневый, тёмно-коричневый 2 подтип: черный, черно-зеленый, черно-коричневый

В полевых условиях применение данного метода затруднительно, так как взвешивание фильтра, ввиду его очень малой массы, необходимо производить с точностью ±1мг.

В станциях ГТИ, стоящих рядом с работающей буровой установкой, ввиду микровибраций, взвешивание можно проводить с точностью не выше ±5 мг.

Наибольшее распространение в практике работ ГТИ получил капельно-люминесцентный метод анализа вследствие простоты выполнения работ и достаточно высокой эффективности [11]. Недостаточная эффективность метода при изучении газоконденсатных залежей компенсируется предварительной визуальной диагностикой шлама и керна в УФ-лучах перед процессом их измельчения и экстракцией (см. рис. 3.15).

При реализации данного метода исследований люминесцентно-битуминологический анализ горных пород проводится в два этапа: 1ый этап – визуальный осмотр шлама и керна в УФ-лучах с фотографированием образцов; 2ой этап – визуальный осмотр капиллярных вытяжек в УФ-лучах с фотографированием вытяжек.

Для визуального осмотра бурового шлама в УФ-лучах из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязнённые промывочной жидкостью, и просматриваются с помощью люминоскопа. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению

углеводородов, находящихся в порах и трещинах шламинок, вызванному их облучением ультрафиолетовыми лучами.

Для визуального осмотра керна в УФ-лучах отбираются куски керна из каждой литологической разности. Иногда на поверхности керна присутствуют нефтяные пятна, что может свидетельствовать либо о загрязнении керна нефтепродуктами, находящимися в промывочной жидкости, либо о нефтепроявлениях. В этом случае необходимо керн разбить и исследовать его на свежем изломе.

При визуальном осмотре в УФ-лучах описываются: цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном осмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-жёлтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности УФ-излучения. Учитывая последнее, необходимо по всему разрезу применять однотипную аппаратуру с источником УФ-излучения с длиной волны 365 нм.

После визуального осмотра шлама и керна в УФ-лучах производится капельно-люминесцентный анализ, для чего отбирается несколько грамм (1-2 г) сухой горной породы, которая измельчается и просеивается через сито с размерами отверстий 0,25 мм. На электронных весах с точностью ±5 мг отвешивается навеска массой 0,5 г, которая помещается в виде конуса диаметром 5-7 мм на обеззоленный круглый фильтр «синяя лента». На вершину конуса наносятся 20 капель хлороформа, который вымывает битумоиды и образует на поверхности бумаги пятно диаметром 3-5 см. После испарения растворителя (через 3-4 мин) порошок с бумаги удаляется и в УФ-лучах оценивается интенсивность свечения и цвет люминесценции (см. табл. 3.16).

Таблица 3.16

Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
1	Беловато-голубые тона разной интенсивности	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид (ЛБ)
2	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый	Нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Маслянистый битумоид (МБ)
3	Желтый, оранжево-желтый до светло-коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1-2%	Маслянисто-смолистый битумоид (МСБ)
4	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый	Битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (3-20%)	Смолистый битумоид (СБ)
5	Темно-коричневый, зеленовато-коричневый, красно-коричневый, черно-коричневый, черный	Битумоид с содержанием асфальтенов более 20%	Смолисто-асфальтеновый битумоид (САБ)

Кроме типов битумоидов по капиллярным вытяжкам определяется наличие углеродистых веществ по появлению на фильтровальной бумаге чёрных не люминесцирующих крупинок, серы – по появлению тёмных не люминесцирующих полосок (при дневном свете наблюдаются желтоватые отблески), твёрдых парафинов – по наличию воскообразного налёта.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система (табл. 3.17.).

Таблица 3.17

Количественная оценка содержания битумоидов

Форма люминесцирующего участка	**Характеристика участка**	**Балл**
	Ровное пятно	5
	Неровное пятно, толстое кольцо	4
	Тонкое кольцо	3
	Тонкое («рваное») кольцо	2
	Точки	1

К отрицательным факторам, влияющим на снижение информативности люминесцентно-битуминологического анализа, относятся добавки в буровой раствор нефти и бурение с применением известково-битумных растворов (ИБР).

При добавках в буровой раствор нефти необходимо провести ее люминесцентный анализ. Чистой стеклянной палочкой капля нефти наносится на фильтровальную бумагу (удобнее круглый фильтр). После просыхания капли фильтрованная бумага просматривается в ультрафиолетовых лучах люминоскопа, при этом отмечаются цвет люминесценции, наличие в центре темной зоны, цвет и характер окантовки пятна. В зависимости от соотношения в нефти смолисто-асфальтеновых компонентов и легких фракций изменяется цвет люминесценции пятна: тяжелые нефти с большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов – темно-коричневые, коричневые, оранжево-коричневые цвета; легкие малосмолистые нефти – беловато-голубой цвет пятна. Результаты люминесцентного анализа проб шлама и нефти сравнивают между собой. Если цвета люминесценции, пятен капиллярной вытяжки и нефти на фильтровальной бумаге идентичны, необходимо привлечь максимум информации по результатам других методов, в первую очередь ИК-спектрометрии,

После визуального осмотра капиллярных вытяжек проводится их фотографирование в УФ-лучах.

Примеры фотографий капиллярных вытяжек с различным содержанием битумоидов показаны на рис. 3.16.

Люминесцентно-битуминологический анализ производится в вытяжном шкафу с принудительной вентиляцией.

Для проведения ЛБА используются люминоскопы различной конструкции. Общим для них всех является наличие источника УФ-излучения и светозащитной камеры.

На рисунке 3.17 показан внешний вид разработанного в ООО НПК «Геоэлектроника сервис» люминоскопа ЛУЧ-2Ф с фотоприставкой.

В состав люминоскопа входят: металлический корпус с выдвижным предметным столиком, осветительный блок с источником ультрафиолетового излучения с длиной волны λ=365 нм, фотонасадка и цифровая фотокамера.

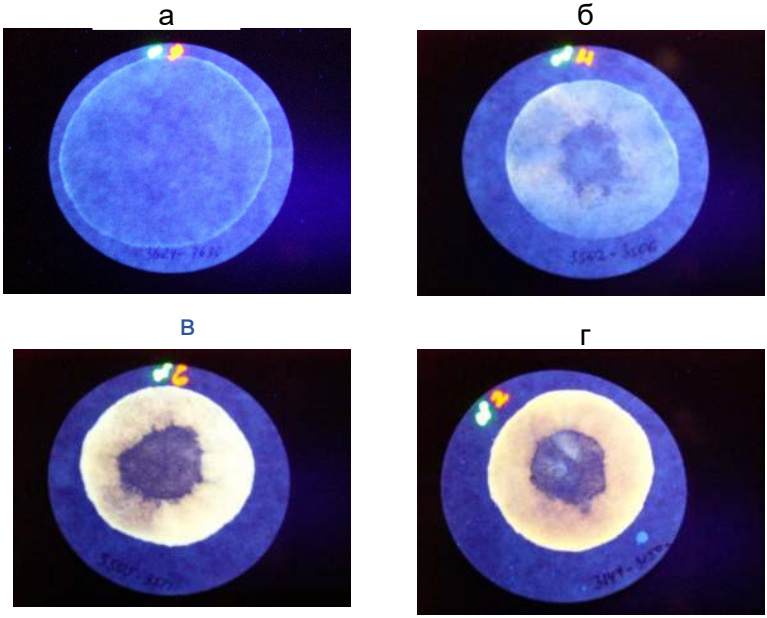


Рис. 3.16. Фотографии капиллярных вытяжек:
а – низкое содержание битумоида (2 балла);
б – среднее содержание битумоида (3 балла);
в, г – высокое содержание битумоида (4 балла)

Конструкция люминоскопа позволяет исследовать и фотографировать в УФ-лучах буровой шлам и керн диаметром до 120 мм.

Пример выделения по данным ЛБА нефтенасыщенного коллектора в карбонатных отложениях нижнего карбона по одной из скважин Старо-Ахуновской площади (Республика Башкортостан) показан на рис. 3.18.

Люминесцентно-битуминологический анализ проводится по всему исследуемому разрезу через 3-5 м, в перспективных участках – через каждый метр проходки.

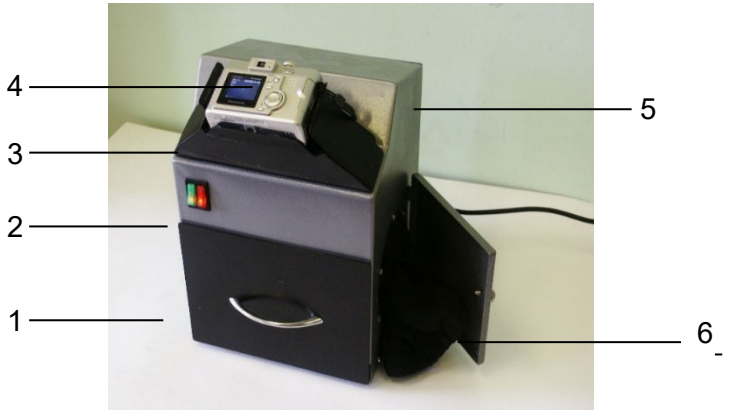


Рис. 3.17. Внешний вид люминоскопа «Луч-2Ф» с фотоприставкой

1 - выдвижной столик;
2 - выключатели УФ-источника и вентилятора;
3 - бленда с фотонасадкой;
4 - цифровой фотоаппарат;
5 - корпус люминоскопа,
6 - боковое окно со светозащитным рукавом.



Рис. 3.18 Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по люминесцентно-битуминологическому анализу.

3.6 Инфракрасная спектрометрия горных пород

Метод инфракрасной спектрометрии основан на явлении поглощения химическими веществами инфракрасного излучения с одновременным возбуждением колебаний молекул.

Измерение прошедшего через вещество (газ, жидкость, твердое тело) или отразившееся от него инфракрасного излучения дает представление о физико-химических свойствах вещества [12.13].

Количественный спектральный анализ основан на законе Бугера-Ламберта-Бера, свидетельствующем о том, что если среда однородна и её слой перпендикулярен монохроматическому световому потоку

интенсивностью J, то интенсивность прошедшего света будет описана как:

$$J_п=J_o \cdot l^{-al} \quad (3.13)$$

$J_п$ – интенсивность прошедшего света;

J_o – интенсивность падающего светового потока;

а – коэффициент поглощения среды

l – толщина слоя вещества.

Согласно второму закону Бера поглощения электромагнитного излучения, существует зависимость между интенсивностью светового потока и концентрацией вещества в поглощающем слое.

Согласно этому закону, поглощение потока электромагнитного излучения (а) прямо пропорционально числу молекул (с) в анализируемом образце, т.е:

$$a=кс \quad (3.14)$$

Где к – коэффициент светопоглощения.

ИК-спектрометрия широко используется для определения концентрации нефтепродуктов в воде и почве, при экологическом мониторинге окружающей среды [14].

В начале 2000х годов для количественного определения нефти и битума в шламе и керне Э.Е. Лукьяновым был предложен метод ИК-спектрометрии.

На базе ИК-концентратомера ИКН-025 «Оникс» в ОАО НПП «ГЕРС» был разработан анализатор нефтебитумосодержания АН-1, а также методика проведения исследований в полевых условиях (П.П. Муравьев, А.А. Донец).

Принцип работы анализатора АН-1 основан на явлении поглощения электромагнитного излучения определенной длины волны (3,42 мкм) молекулами углеводородов нефти.

Для повышения точности измерения использован классический двухволновой метод. В качестве измерительной длины волны используется излучение $\lambda_{изм}$=3,42 мкм, а в качестве опорной волны – излучение λ=3,00 мкм.

Прибор регистрирует амплитуды рабочего ИК-излучения ($J_{раб}$) с максимумом на длине волны λ= 3,42 мкм и опорного сигнала ($J_{опор}$) при λ=3,00 мкм и вычисляет отношение этих величин:

$$S=J_{раб}/J_{опор} \quad (3.15)$$

Далее рассчитывается концентрация нефтепродуктов в экстракте проб породы (шлам, керн) (N) по формуле:

$$N = ln\frac{S_1}{S_2} \cdot 1000 \qquad (3.16)$$

Где S_1 и S_2 – отношение интенсивностей рабочего и опорного сигналов при двух измерениях: кюветы без анализируемого экстракта и кюветы с анализируемым экстрактом.

В последствии анализатор был модернизирован ООО НПК «Геоэлектроника сервис» и стал выпускаться как анализатор содержания нефти и битумов в горных породах АН-2.

Внешний вид анализатора АН-2 показан на рисунке 3.19.



Рис. 3.19. Внешний вид анализатора АН-2:
1 - ИК-концентратомер; 2 - устройство экстракции

Анализ горных пород производится в следующей последовательности. В нижний конец стеклянной трубки устройства экстракции вставляется ватный тампон или фильтр из тонкой металлической сетки и сверху в трубку высыпается измельчённая навеска породы. Через воронку в трубку заливается 3 $см^3$ химически чистого четырёххлористого углерода. Для обеспечения полной экстракции горной породы, необходимо провести трёхкратную последовательную промывку навески четырёххлористым углеродом, то есть полученный после первой экстракции раствор углеводородов в

четырёххлористом углероде снова заливается в воронку и повторяется процесс экстракции, полученный после второй промывки раствор снова заливается в воронку и процесс экстракции заканчивается. При высоком нефтебитумосодержании горных пород проводится дополнительная (четырёх- или пятикратная) промывка навески исследуемого образца четырёххлористым углеродом. Операция экстракции занимает 5-7 мин. Из полученного экстракта стеклянным шприцом отбирается 1 см^3 жидкости, которая затем заливается в измерительную кювету. Кювета устанавливается в приёмный отсек прибора и проводится измерение концентрации нефти в исследуемом экстракте.

Расчёт концентрации нефти в горной породе и коэффициента остаточной нефтенасыщенности производится в следующей последовательности:

Определяется содержание нефти в исследуемом экстракте:

$$m_э = C \cdot V, \tag{3.17}$$

где V - объём растворителя, который использовали для проведения экстракции, см^3;

C - концентрация нефти в экстракте, полученная с помощью калибровочной кривой, мг/см^3.

Рассчитывается концентрация нефти в 1г горной породы:

$$m_{п_1} = \frac{m_э}{m_п}, \tag{3.18}$$

где $m_п$ – масса навески исследуемой породы, г.

Определяется концентрация нефти в 1 см^3 горной породы:

$$m_{n_2} = m_{n_1} \cdot \rho_п, \tag{3.19}$$

где $\rho_п$ - плотность горной породы, г/см^3.

Рассчитывается объём нефти в 1 см^3 горной породы, ($V_н$), см^3:

$$V_н = \frac{m_{n_2}}{\rho_н}, \tag{3.20}$$

где $\rho_н$ - плотность нефти, г/см^3.

Рассчитывается коэффициент остаточной нефтенасыщенности горных пород пласта ($k_н$):

$$k_н = \frac{10 \cdot V_н}{k_п}. \tag{3.21}$$

Прилагаемые к анализатору АН-2 методика проведения работ и программное обеспечение позволяют рассчитать также и коэффициент плотности нефти ($k_{п.н}$). В зависимости от значений $k_{п.н}$ выделяются: газоконденсат ($k_{п.н}<1,5$), нефть ($1,5< k_{п.н}<1,9$) и битум ($k_{п.н}>1,9$).

Функциональная схема ИК-концентратомера «ОНИКС» показана на рис. 3.20.

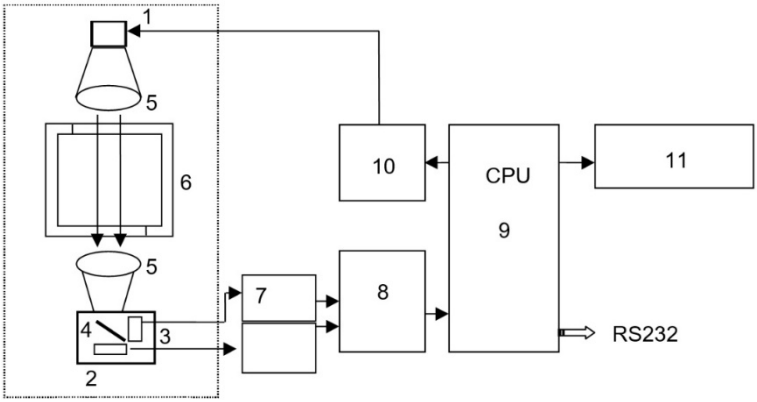


Рис. 3.20. Функциональная схема ИК – концентратомера

1 - инфракрасный светодиод;
2 - фотоприемник с фильтром на измерительную длину волны;
3 - фотоприемник с фильтром на опорную длину волны;
4 - светоделительная пластина;
5 - двухлинзовая система;
6 - кюветный отсек;
7 - двухканальный усилитель;
8 - аналого-цифровой преобразователь;
9 – микроконтроллер;
10 - генератор тока;
11 - жидкокристаллический индикатор

Прибор работает следующим образом. Генератор тока 10 задает импульсный режим работы излучающего светодиода 1. Инфракрасное излучение проходит через кювету и попадает на светоделительную пластину 4, через которую проходит половина излучения, вторая половина отражается. Прошедшее излучение попадает на фотоприемник 2, на котором смонтирован фильтр на рабочую длину волны. Отраженное излучение попадает на фотоприемник 3, на котором смонтирован фильтр на опорную длину волны. На фотоприемниках формируются импульсы напряжения,

пропорциональные величинам световых потоков. Импульсы напряжения усиливаются в двухканальном усилителе 7. Усиленные сигналы поступают в аналого-цифровой преобразователь 8, где преобразуются в цифровой код. Затем оцифрованные сигналы поступают на микроконтроллер 9, который вычисляет значение концентрации нефтепродуктов в исследуемой пробе. Величина концентрации отображается на индикаторе 11.

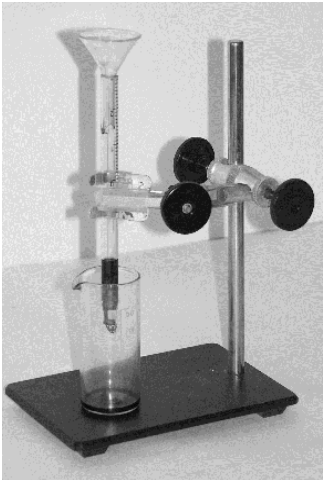


Рис. 3.21. Устройство для экстракции нефти из горных пород

Для измерения нефтебитумосодержания горных пород отбирают сухие кусочки керна или бурового шлама основной породы массой 1-3 г. Сушка шлама должна проводится при температуре не выше 60^0 С, во избежание испарения нефти в процессе сушки. Высушенный керн или шлам измельчается в ступке и просеивается через сито с диаметром ячеек 1 мм. На электронных весах взвешивается навеска измельчённой породы массой 500 мг с точностью ±5 мг, которая подвергается экстракции четырёххлористым углеродом.

Экстракция навески горной породы проводится с помощью устройства экстракции (рис. 3.21).

Анализатор поставляется откалиброванным по государственному стандартному образцу ГСО 7424-97, представляющему собой раствор, содержащий 50 мг трёхкомпонентной смеси (бензол-25%, изооктан-37,5%, гексадекан-37,5%) в 1 $см^3$ четырёххлористого углерода. По своим спектральным характеристикам ГСО 7424-97 наиболее близок к лёгким нефтям.

При необходимости проведения калибровки прибора 1 $см^3$ ГСО растворяется в 4 $см^3$ четырёххлористого углерода (концентрация полученного таким образом раствора составляет 10 мг/$см^3$). Далее, разбавляя данный раствор химически чистым четырёххлористым углеродом в 2, 4, 8 и 16 раз, получают растворы с различными концентрациями углеводородов в четырёххлористом углероде: C_i=5,00; 2,50; 1,25; и 0,63 мг/$см^3$. В измерительную кювету последовательно заливается 1 $см^3$ каждого приготовленного таким

образом раствора и измеряется условный оптический сигнал от каждого из растворов (N_i).

Для того чтобы установить нижнюю точку на калибровочной кривой, фиксируют показания прибора по химически чистому четырёххлористому углероду. После проведения всей серии измерений по полученным шести точкам строится калибровочная кривая по ГСО (рис. 3.22).

При проведении исследований на месторождениях газоконденсата и нефти лёгкого или тяжёлого углеводородного состава желательно построить дополнительный калибровочный график $N_i=f(C)$ с использованием вместо ГСО растворов нефти данного месторождения в четырёххлористом углероде. Для того чтобы приготовить калибровочный раствор с концентрацией 10 мг/см^3, необходимо растворить 100 мг исследуемой нефти в 10 см^3 четырёххлористого углерода.

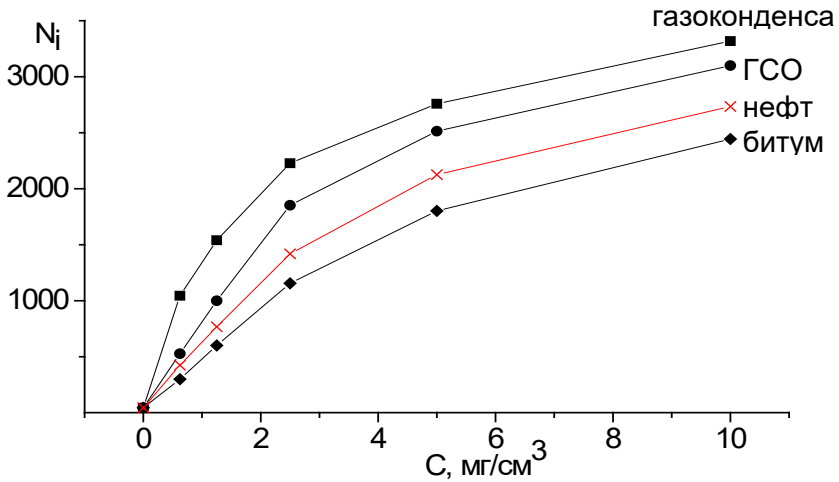


Рис. 3.22. Калибровочные кривые по газоконденсату, ГСО, нефти и битуму

Таблица 3.18.

Результаты анализов образцов керна и шлама методами ЛБА и ИК-спектроскопии

№	Глубина	Литология пород	Тип образца	Масса навески, г	ЛУЧ-1Ф			Анализатор АН-1		$k_п$, %
					Баллы	Цвет	Тип битумоида	Концентрация нефти, Q, мг/г породы	Тип залежи	
1	3502 – 3505	Известняк серый	керн	0,5	1	Б-Ж	МБ	0.78	-	3,4
2	3506 – 3510	Известняк серый, кавернозный, нефтенасыщенный	керн	0,5	4	Б-Ж	МБ	3.24	Нефтяная	11,4
3	3511 – 3518	Известняк серый, кавернозный	керн	0,5	1	Б-Ж	МБ	0.6	-	5,8
4	3546	Известняк светло-серый	шлам	0,5	2	Г-Ж	МБ	1.489	-	6,2
5	3624 – 3629	Песчаник светло-серый, мелкозернистый	керн	0,5	1	Б-Г	ЛБ	0.53	-	4,6
6	3630 – 3632	Песчаник светло-серый, мелкозернистый	керн	0,5	1	Б-Г	ЛБ	0.53	-	4,2

Внедрение ИК-спектрометрии в практику работ ГТИ показало хорошие результаты, особенно при использовании сложнопостроенных коллекторов (15). Особенно хорошие результаты даёт использование ИК-спектроскопии в комплексе с люминесцентно-битуминологическим анализом (ЛБА). В таблице 3.18 приведены результаты анализов образцов керна и бурового шлама методом ЛБА и ИК-спектроскопии.

Как показали результаты экспериментальных исследований, проведенные во ВНИИнефтепромгеофизика (Муравьев П.П., Сидорович С.Н.), метод ИК-спектрометрии может быть использован и для определения минерального состава горных пород [11]. Исследования проводились с использованием малогабаритного ИК-спектрометра ИМС, разработанного в институте МИНХиГП Мельниковым И.Г.

Прибор состоит из оптической, электронной частей и блока питания. Двухканальная оптическая система включает в себя источник ИК-излучения, измерительный и сравнительный каналы и приемник излучения. В качестве источника ИК-излучения используется нихромовая спираль, нагреваемая до температуры 800^{o}C.

В приборе предусмотрено использование десяти пар дисперсионно-интерференционных узкополосных светофильтров. Из них две пары предназначены для анализа нефтей и имеют максимум пропускания на характерной полосе поглощения углеводородов (на длине волны 3,42 мкм). Семь пар имеют максимум пропускания на длинах волн 9,2; 12,67; 9,6; 6,95; 11,35; 6,15; 8,72 мкм и предназначены для анализа основных породообразующих материалов: кварца, глины, кальцита, доломита, ангидрита и гипса в осадочных породах. Одна пара светофильтров имеет максимум пропускания на 6,0 мкм, т.е. по такой длине волны, где нет полос поглощения минералов, и предназначена для оценки и компенсации рассеянного излучения на частицах образца. Пары светофильтров тщательно подбираются для идентичности характеристик каналов.

Проведение анализа шлама на минеральный состав осуществляется в следующей последовательности.

Из пробы шлама отбирается по 10-15 кусочков (5-7 мм) каждой из присутствующих в пробе литологических разностей породы, которые

измельчаются в ступке в порошок (0,25 мм). Порошок заливается спиртом (≈10 мл), после чего приготовленная суспензия с помощью кисточки или кусочка ваты тонким слоем наносится на измерительную кювету. Кювета помещается в анализатор. Устанавливаются светофильтры для компенсации рассеянного ИК-излучения на частицах образца и производится регулировка величин излучения в сравнительном канале до равенства сигналов обоих каналов (измерительного и сравнительного). Поочередно устанавливаются светофильтры, соответствующие карбонатам (1440 см), сульфатам (1150 см), кварцу (1100 см), глинистым минералам (1036 см) и др. Их отсчеты регистрируются на устройстве отображения.

По интенсивности зарегистрированных полос поглощения ИК-излучения определяется концентрация минерала из соотношения Бугера-Ламберта-Бера

$$E=k(\lambda)Cd, \qquad (3.22)$$

Где E – оптическая плотность образца;

k – коэффициент поглощения минерала на характеристической длине волны λ;

C – концентрация минерала, доли;

d – толщина образца, мм.

По результатам определения минерального состава исследуемого образца строятся графики изменения процентного содержания минералов в породе, и в зависимости от соотношения минералов определяется тип породы и строится литологическая колонка. Пример литологического расчленения разреза и выделения карбонатных отложений по ИК-спектрометрии проб шлама приведен на рис.3.22.

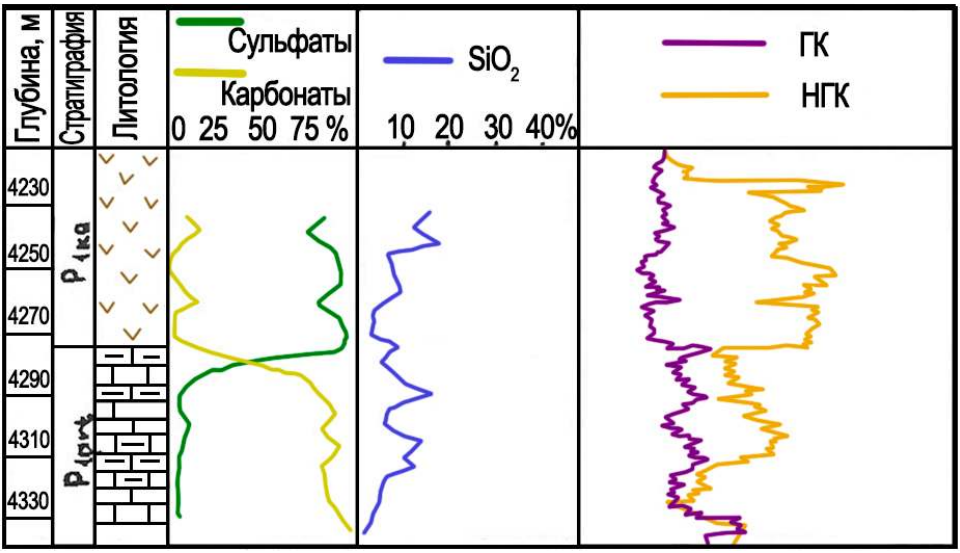


Рис. 3.23. Пример выделения кровли артинских отложений по результатам ИК-спектрометрии шлама по одной из скважин (месторождение Тенгиз).

3.7. Экстракционно-дистилляционный метод исследования бурового шлама и керна.

Экстракционно-дистилляционный метод (ЭДМ) основан на вытеснении подвижных флюидов (вода, нефть) из открытых пор бурового шлама или керна за счет избыточного давления, которое возникает при нагреве образцов до высоких температур (≈ 200°С) в герметичной камере, конденсации паров при охлаждении и сепарации конденсата, образующегося в процессе дистилляции. При этом в приемной емкости происходит разделение дистиллята по плотности флюида на две фракции - вода и нефть.

При нагреве из открытых пор исследуемых образцов извлекается весь газ, вода и легкокипящие фракции нефти.

Возможно, при введении поправки на объем оставшейся в образце нефти, рассчитать весь объем открытых пор, а зная объем выделившейся при анализе нефти, и коэффициент остаточного нефтенасыщения.

При наличии аппаратуры для измерения плотности горных пород дополнительно можно определить плотность породы и ее открытую пористость.



Рис. 3.24. Аппарат ДЖ-7М с автономной системой охлаждения

Для реализации метода используются аппараты дистилляционные жидкостные (АДЖ) различной конструкции. На Рис.3.24. Показан аппарат ДЖ-7М, разработанный в ООО НПК "Геоэлектроника сервис" (г. Тверь).

Для проведения исследований с использованием аппаратов АДЖ, отбираются не менее 200 $см^3$ бурового шлама или керна. Анализ необходимо проводить сразу же после отбора проб бурового шлама или взятия образцов керна.

Оптимальная температура нагрева образцов 200°С, время анализа 25 - 30 мин. Объем пробы определяется пикнометрическим способом. Вес исследуемого шлама, керна измеряется с помощью электронных весов с точностью ±1 г.

Для определения пористости шлама (керна) производится взвешивание исследуемой породы до анализа и после его проведения.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности горной породы рассчитывают по формуле:

$$К_н = \frac{V_Н}{V_{О.П.}} \qquad (3.23)$$

где: $V_н$ – объем выделившейся из образца нефти, $см^3$;

$V_{о.п.}$ – объем отрытых пор образца.

Открытую пористость, объемную, минералогическую плотность образца горной породы определяют по стандартным методикам.

Открытую пористость рассчитывают по формуле:

$$К_{о.п.}=\frac{(m_н-m_с)\rho_в}{V} \quad (3.24)$$

где: $m_н$ – масса насыщенного образца, г;
$m_с$ – масса сухого образца, г;
$\rho_в$ – плотность воды, г/см^3;
V – объем влажного образца, см^3.

Объем влажного образца рассчитывается по формуле:

$$V=\frac{m_н-m_в}{\rho_в} \quad (3.25)$$

где: $m_в$ – масса насыщенного образца в воде, г.

Опытно-методические и опытно-производственные работы, проведенные в ОАО "ЗСК "Тюменьпромгеофизика" [16], показали достаточную эффективность применения метода ЭДМ.

В таблице 3.19 приведены результаты применения метода ЭДМ при исследовании на одной из скважин Нижневартовского месторождения (Западная Сибирь) [16].

Если пробы шлама представлены двумя и более разностями пород, следует определять потенциал Eh смешанной пробы и каждой разности отдельно (по крайней мере, одной из них, наиболее представительной) и измерения проводить по шламу одной габаритной фракции. Подготовленный шлам засыпается в стеклянный цилиндр (100 мл) и заливается прокипяченной дистиллированной водой так, чтобы в воде не появились пузырьки воздуха, находящегося между шламинками, и чтобы уровень воды не превышал уровня шлама более чем на 1-2 мм.

Первый отсчет производится сразу же после появления сигнала измеряемой величины потенциала начальной $Eh_{нач}$. Последующие отсчеты выполняются не реже одного раза в минуту в первые 10 мин, а остальные – через 5 мин в течение 40 мин. Эталонировка электродов проводится с помощью буферных растворов, являющихся эталонными редокс-системами.

Таблица 3.19

Фильтрационно-емкостные характеристики пород.

Интервал, м	Пористость	Нефтенасыщенность	Плотность	Тип насыщающего битумоида	Литология	Характер насыщения (тип флюида)
	$K_п$, %	$K_н$				
985-988	32	0,125	2,28	Нефть типа (ПК)	Песчаник кварцевый	Нефть + вода + газ
988-991	31	0,129	2,38	Нефть типа (ПК)	Песчаник кварцевый	Много асфальтенов!
991-996	28,3	0,039	2,28	«Следы» нефти (ПК)	Алевролит глинистый	Вода
996-997	35,5	0,22	2,07	Нефть типа (ПК)	Алевр. нефтенасыщенный	Нефть + вода + битум
997-1000	33,2	0,038	2,01	«Следы» нефти (ПК)	Песчаник + алевр. глинистый	Нефть + вода + газ
1000-1004	30,4	0,057	2,06	«Следы» нефти (ПК)	Песчаник + алевр. глинистый	Нефть + вода + газ
1004-1007	45	0	1,76	Битумоид отсутствует	Глина +песок	Вода
1007-1009	32,4	0,196	1,82	Нефть типа (ПК)	Пески нефтенасыщенные	Нефть + вода
1009-1010	41,3	0,225	1,81	Нефть типа (ПК)	Пески нефтенасыщенные	Нефть + вода
1010-1013	35	0,027	2,31	«Следы» нефти (ПК)	Алевролит	Вода
1013-1015	35	0,058	1,87	«Следы» нефти (ПК)	Алевролит + песок	Вода
1015-1016	32	0	2,03	Битумоид отсутствует	Алевролит глинистый	Вода
1016-1018	37	0	2,14	Битумоид отсутствует	Алевролит глинистый	Вода

Метод экстракционной дистилляции обладает рядом существенных недостатков, основными из которых являются:

- большая масса бурового шлама и керна, необходимая для проведения анализов;
- длительность проведения одного цикла измерения (не менее 30 мин).

3.8. Метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) пород.

Метод ОВП основан на способности химических элементов и соединений породообразующих минералов создавать окислительное или восстановительное состояние среды.

Обладая высокой восстановительной активностью, углеводороды нефтяного ряда характеризуются пониженными значениями потенциала Eh, что позволяет выявлять по этому признаку нефтенасыщенные породы.

Окислительно-восстановительный потенциал определяется с помощью иономеров типа АНИОН 4100, И-160МИ и других с двумя электродами: основным и вспомогательным. В качестве основного электрода используются стандартные платиновые электроды, а в качестве вспомогательных – хлорсеребряные электроды.

Для определения окислительно-восстановительного потенциала отбирается проба шлама объемом 50 $см^3$, предварительно промытая и очищенная от посторонних примесей (древесные опилки, резиновая крошка, кусочки металла). Избыток влаги с частиц шлама снимается фильтровальной бумагой. Для получения достоверных и сопоставимых результатов необходимо соблюдать следующие требования:

- время начала измерений Eh после отбора пробы шлама должно быть одинаковым (15-30 мин);
- условия заливки водой одинаково подготовленных проб шлама должны быть идентичными;
- вспомогательные электроды должны быть однотипными;
- электроды перед каждым анализом должны тщательно очищаться одним и тем же веществом.

При интерпретации результатов измерений ОВП необходимо изучать характер соотношений величин потенциалов $Eh_{нач}$ и $Eh_{кон}$, который указывает на отсутствие или наличие в горных породах нефтяных углеводородов. Полученные результаты представляются в виде неравенства $Eh_{нач} > Eh_{кон}$ или $Eh_{нач} < Eh_{кон}$, соответствующих уменьшению или увеличению значений окислительно-восстановительного потенциала, для чего строятся графики значений $Eh_{нач}$ и $Eh_{кон}$, а также график $\Delta Eh = Eh_{нач} - Eh_{кон}$ в масштабе глубин, принятом на сводной диаграмме геологических исследований. Если исследуемые породы характеризуются уменьшением ОВП, т.е. $Eh_{нач} > Eh_{кон}$, они содержат нефтяные углеводороды. Для пластов с повышенными коллекторскими свойствами – это признак нефтегазонасыщенности.

Породы из водонасыщенного интервала или плотных низкопористых пород характеризуются возрастанием ОВП, т.е. $Eh_{нач} < Eh_{кон}$.

Оценка характера насыщения коллектора по изменению потенциала Eh невозможна при добавках нефти в буровой раствор и при бурении с использованием нефтеэмульсионных растворов.

Опытно-методические работы, проведенные во ВНИИнефтепромгеофизики на ряде скважин в Республике Башкортостана, показали хорошие результаты, особенно при исследовании карбонатных разрезов [17].

Пример выделения нефтенасыщенного пласта-коллектора в пашийско-кыновских отложениях Южно-Сергеевской площади (Республика Башкортостан) показан на рис. 3.24.

Основным ограничением метода ОВП, как уже отмечалось выше, является невозможность его применения при добавках нефти в промывочную жидкость и при бурении на известково-битумных растворах (ИБР).

К недостаткам следует отнести длительность проведения анализов (время одного анализа 30-40 мин) и довольно большой объем необходимой для анализа пробы шлама (50 $см^3$).

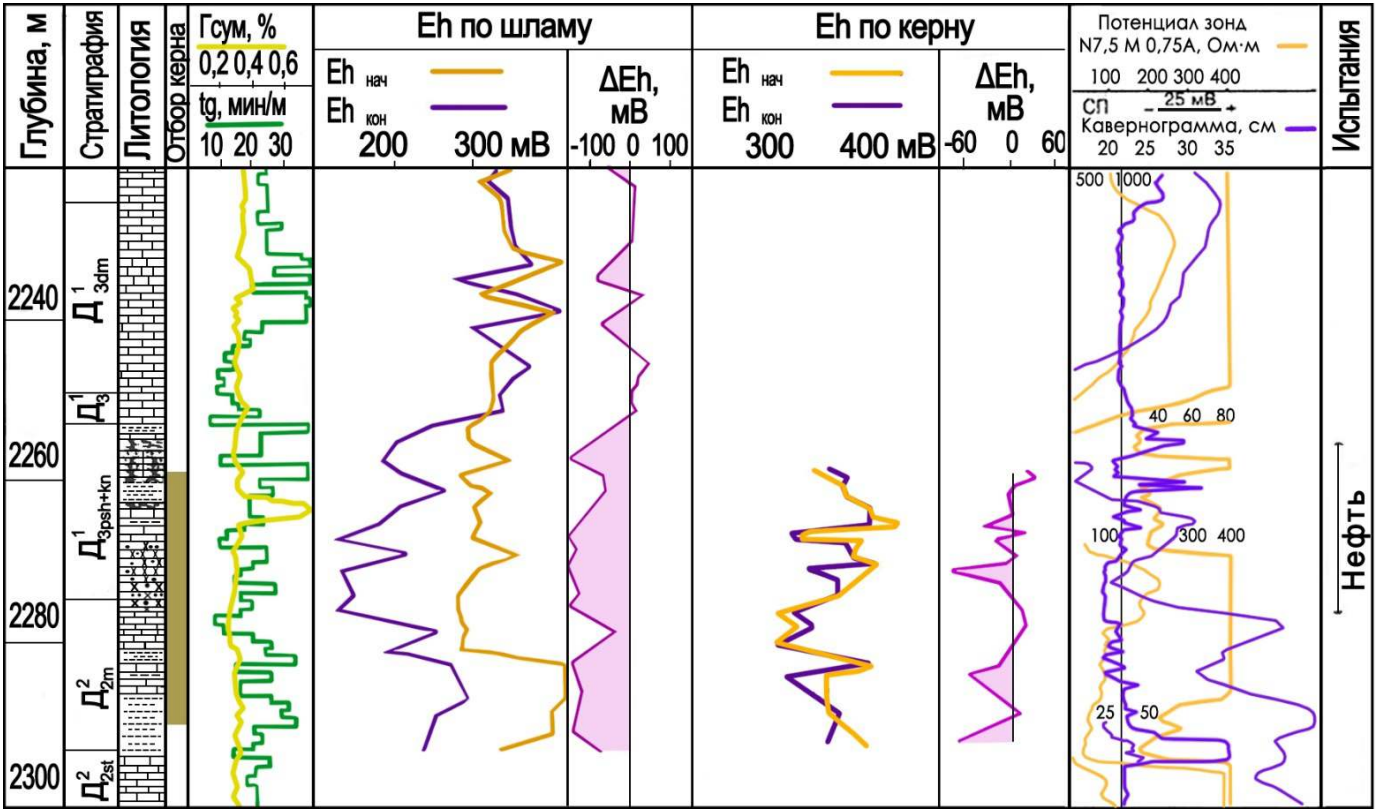


Рис. 3.25. Пример выделения коллекторов (Скв.83, пл. Южно-Сергеевская).

4. Перспективные методы исследования бурового шлама и керна.

В течение продолжительного времени анализ проб бурового шлама и керна проводился в специализированных (петрофизических) лабораториях, что занимало довольно продолжительное время и резко снижало оперативность выдаваемых геологических заключений. Связано это было, в основном, с отсутствием портативных средств измерения и методик оперативных геолого-геохимических исследований в полевых условиях.

В связи с внедрением в практику работ на скважинах передвижных лабораторий (станции газового каротажа и ГТИ) появилась возможность проводить ряд анализов проб шлама и керна непосредственно на буровой в процессе бурения. До настоящего времени проведение анализов в процессе бурения занимает много времени и связано, в основном, с использованием методов «мокрой» химии, что накладывает ряд ограничений для их применения.

В связи с совершенствованием технологии бурения скважин и резким сокращением цикла их строительства, а также сложными горно-геологическими условиями поиска и разведки нефтегазоносных залежей появилась необходимость поиска новых методов экспресс-анализа бурового шлама и керна и разработки малогабаритной современной аппаратуры.

Использование при бурении скважин долот истирающего типа привело к резкому уменьшению размера выносимых шламинок бурового шлама (≈1 мм) и к сложности отбора проб шлама в объемах, достаточных для проведения обязательного комплекса исследований, что также диктует необходимость перехода к новым технико-методическим средствам оперативных геологических исследований.

Наиболее перспективными, исходя из зарубежного опыта [2] и экспериментальных и опытно-методических работ, проведенных в России [18, 19, 20], представляются следующие методы:

- пиролиз горных пород;
- ЭПР-спектроскопия горных пород;
- рентгенодифракционный анализ;
- рентгенофлуоресцентный анализ.

4.1. Пиролиз горных пород.

Наиболее широкое применение в практике геолого-геохимических исследований в процессе бурения нашел применение метод Rock-Eval, разработанный специалистами французского института нефти. Исследование горных пород методом Rock-Eval позволяет путем пиролитического анализа образцов дать характеристику типа органического вещества (ОВ), выявить особенности его катагенетического преобразования и оценить потенциальную возможность нефтегазосодержания. [21]

Пиролитический анализ включает следующие основные этапы:

- отбор и подготовка образцов;
- процесс пиролиза образца;
- регистрация пирограммы;
- обработка полученной информации;
- расчет производных параметров.

Для проведения анализов отбирается навеска измельченной породы массой 50-100 мг, которая помещается в печь пиролизера, после чего включается программируемый нагрев исследуемого образца.

При невысокой температуре (90ºС) в течение 2 мин из пробы породы высвобождаются газовые УВ, а также низкомолекулярные ряда C_1-C_7. Их содержание фиксируется по пику S_0. Этот показатель характеризует количество остаточных газовых и легких (C_1-C_7) УВ в породах.

При кратковременном воздействии (3 мин) температуры 300ºС выделяются присутствующие в породе жидкие нефтяные углеводороды (пик S_1). Этот показатель в геохимическом смысле аналогичен содержанию в породе битума (нефти).

Термокрекинг ОВ при нагреве в интервале температур 300-600ºС дает сведения о потенциальном выходе нефтяных углеводородов (пик S_2), которые могут образоваться при термическом разложении ОВ. Геохимический смысл показателя S_2 – нефтяной потенциал породы, т.е. то количество, которое может образоваться при полной реализации нефтегенерационного потенциала ОВ.

Сожжение остаточного ОВ в токе кислорода позволяет определить массу образующегося углекислого газа (CO_2) – пик S_3, и с учетом всех данных рассчитать содержание в породе $C_{орг}$. Ограничение температуры сожжения ОВ 600ºС вынужденное, чтобы не допустить разложения карбонатов.

Пирограмма, регистрирующая пики S_1, S_2, S_3 и T_{max}, показана на рис.4.1.

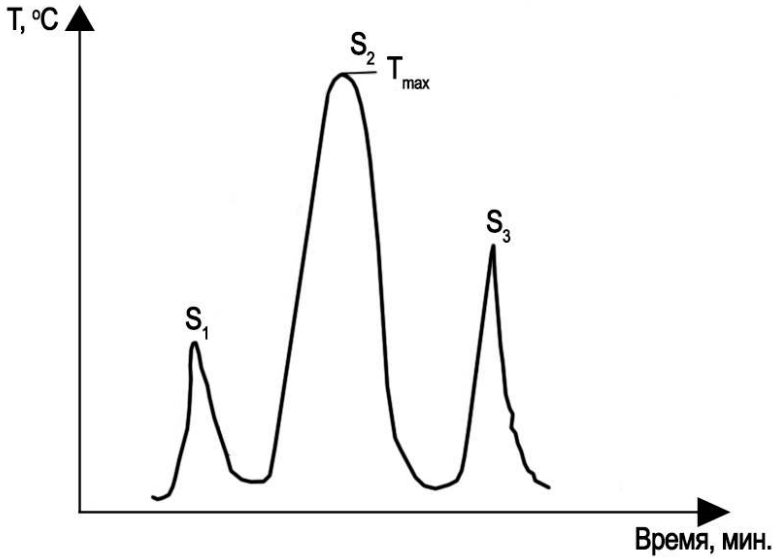


Рис.4.1. Типовая пирограмма при пиролизе горных пород.

S_1 – свободные углеводородные газы, выделяющиеся при нагреве образца до 300ºС;

S_2 – углеводородные продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ при нагреве образца от 300ºС до 650ºС;

S_3 – количество двуокиси углерода (CO_2), выделившееся при температуре 300-390ºС;

T_{max} – температура максимального выхода углеводородов при пиролизе керогена.

В интервале температур от 30 до 300ºС (пик S_1) идет десорбция свободных и сорбированных углеводородов, которые входят в состав попутных газов нефти, ароматические углеводороды и др.

В интервале от 300 до 650ºС происходит термическое разложение керогена, когда органическое вещество (ОВ) переходит в вид газообразных углеводородов.

В интервале от 390 до 300ºС измеряется количество выделившегося углекислого газа.

Процесс пиролиза проводится обычно с использованием пламенно-ионизационного детектора в нейтральной газовой среде.

По результатам анализа определяются и рассчитываются следующие показатели:

- индекс продуктивности $P_i = \frac{S_1}{S_1+S_2}$;
- водородный индекс $H_i = \frac{S_2}{C_{орг.}}$;
- кислородный индекс $O_i = \frac{S_3}{C_{орг.}}$,

где: $C_{орг}$ – общее содержание органического углерода в породе.

Нефтегазонасыщенный коллектор характеризуется высокими значениями S_1, а нефтяные – высокими значениями S_2, поэтому при P_i>0,5 возможно вскрытие нефтегазоносного пласта-коллектора.

T_{max} определяет степень зрелости органического вещества.

T_{max} от 300 до 600ºС соответствует преимущественно нефтяным залежам, а от 200 до 300ºС – нефтегазовым залежам, от 50 до 200ºС – газовым залежам.

Определение класса нефтегазоматеринских пород приводится в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Таблица определения класса нефтегазоматеринских пород (Б.Тиссо, Д.Вельте, 1981; K.E.Peters, 1986)

Класс	$C_{орг}$, %	S_1, УВ/г породы	S_2, УВ/г породы	РР (S_1+S_2)	IH, УВ/г $C_{орг}$
Очень плохие (очень бедные)	<0,2	<0,1	<0,2	0,01-0,5	<50
Плохие (бедные)	0,2-0,5	0,1-0,5	0,2-2,5	0,5-2,0	50-100
Удовлетворительные (средние)	0,5-1,0	0,5-1,0	2,5-6,0	2,0-6,0	100-300
Хорошие (богатые)	1,0-3,0	1,0-2,0	6,0-20,0	6,0-20,0	300-600
Очень хорошие (очень богатые)	>3,0	>2,0	>20,0	>20,0	>600

В период 1990-2000 гг. во ВНИИнефтепромгеофизики на малогабаритной установке термодесорбции и пиролиза, изготовленной в СПКБ (г. Дзержинск), был опробован метод пиролиза на ряде разведочных скважин Южно-Сергеевской площади (Республика Башкортостан). [18, 22]

Установка позволяла производить программируемый нагрев образца горной породы массой 50-100 мг с диапазоном температур от 30ºС до 600ºС.

В интервале температур от 30ºС до 300ºС происходила десорбция свободных углеводородов (УВ), входящих в состав попутных газов и нефтей. В интервале температур 300ºС-600ºС происходил собственно пиролиз, в результате которого органическое вещество (ОВ) превращалось в газообразные углеводороды (сумма смолисто-асфальтеновых компонентов битумов и углеводороды, образовавшиеся при крекинге).

Процесс десорбции УВ и пиролиза ОВ происходил в среде водорода, без доступа кислорода. Анализируемый образец горной порода (шлам или керн), отобранный в процессе бурения через 1-3 м проходки, тщательно отмывался от бурового раствора, с помощью фильтровальной бумаги удалялась видимая влага, истирался до фракции 0,5-0,25 мм и бралась навеска 100 мг. При высоком содержании УВ и ОВ в породе навеска уменьшалась до 50 мг.

Сигнал, регистрируемый пламенно-ионизационным детектором термодесорбера-пиролизера, характеризовался двумя пиками: пиком S, представляющим собой сумму двух сигналов S_0 и S_1, которые соответствуют свободным углеводородам, и пиком S_2, соответствующим количеству углеводородов, образующихся при пиролизе ОВ. Фиксировалось также значение максимальной температуры (T_{max}) пика S_2, что служило оценочной шкалой для определения породы-источника. Были установлены следующие значения T_{max}: T_{max}<430ºС – незрелая зона; 430ºС<T_{max}<465ºС – нефтяная зона; T_{max}>465ºС – газовая зона.

Метод пиролиза позволяет дифференцировать разрез на коллекторы и нефтематеринские породы, а также стратифицировать разрез по геохимическим признакам.

Результаты применения метода пиролиза показаны на рис.4.2. В процессе бурения отбирались пробы шлама с интервалом 1-3 м. Исследуемая навеска измельченного шлама составляла 100мг. По результатам анализа строились три кривые S, S_2 и T_{max} в масштабе

глубин 1:200. Из приведенных графиков изменения S и S_2 видно, что их максимальные значения находятся в интервале глубин 2250м–2280м и приурочены к продуктивным нефтенасыщенным песчаникам кыновско-пашийского горизонта.

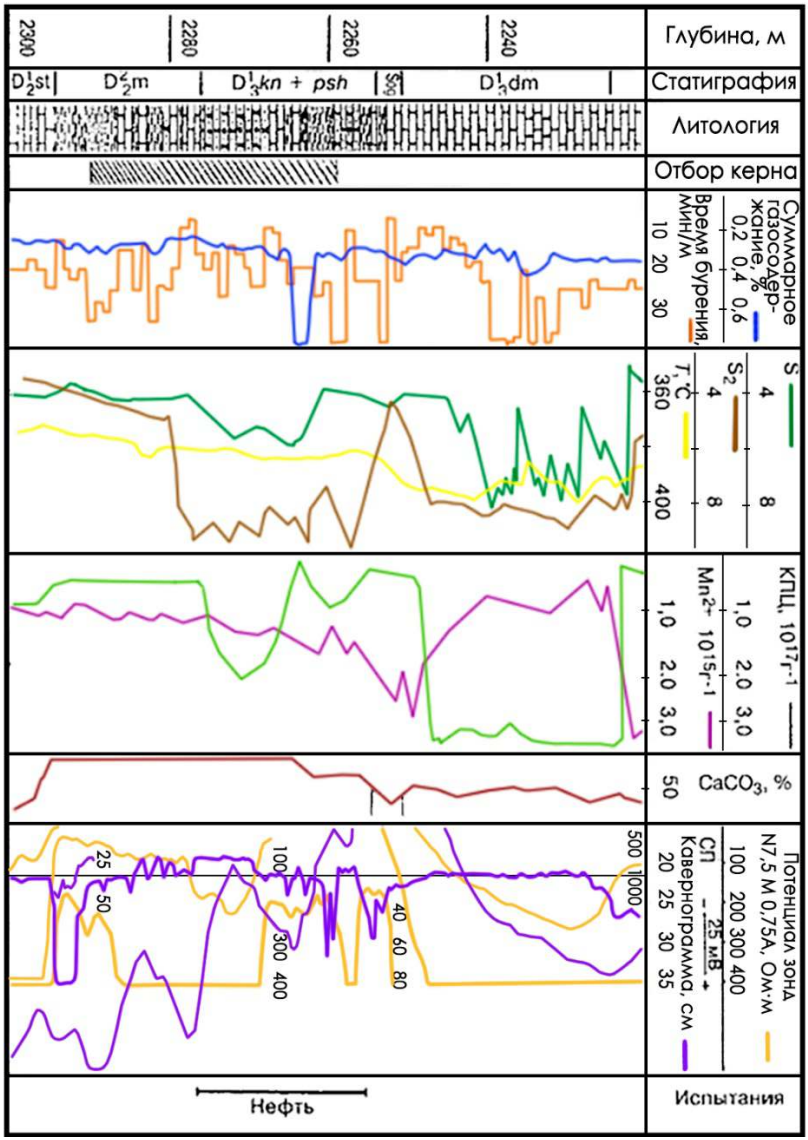


Рис.4.2. Выделение нефтенасыщенного коллектора методом пиролиза на разведочной скважине Южно-Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан).

В настоящее время все исследования в России проводятся в стационарных (петрофизических) лабораториях с применением зарубежных пиролитических анализаторов. [23]

На рис.4.3. показан пиролизатор Rock-Eval 6, разработанный во французском институте нефти (Франция).



Рис.4.3. Пиролизатор Rock-Eval 6.

Технические характеристики:

– температура печи: 100ºС до 850ºС;
– скорость нагрева печи: от 0,2 до 50ºС/мин, с шагом 0,1ºС;
– программа: многоступенчатый подъем температуры (до 5 ступеней);
– материал тигля: INCOLLOY;
– емкость тигля: 150 мг образца;
– емкость пробоотборника: 50 тиглей с образцами;
– детектор ионизации в пламени: чувствительность 100 pA до 1 мкА;
– чувствительность ИК-ячейки: CO: 12 ppm, CO_2: 25 ppm;
– электропитание: 220 В, 50 Гц.

Пиролитический анализ позволяет решать целый ряд важных геологических задач:

– установить наличие и количество органических веществ в горной породе;
– оценивать степень зрелости ОВ;
– выявить наличие и определить количество свободных углеводородов;
– определять тип нефтенакопления: материнская порода или коллектор и характер насыщения пласта-коллектора;
– проводить корреляцию разрезов скважин;
– получать информацию об изменениях геохимических фаций;
– локализовать интервалы коллекторов и нефтематеринских пород.

К достоинствам метода пиролиза следует отнести использование малой массы образца (50-100 мг), довольно короткое время анализа, полную автоматизацию процесса пиролиза.

Несомненно, после разработки малогабаритных пиролизеров метод пиролиза найдет широкое применение в практике работ ГТИ.

4.2. ЭПР-спектроскопия горных пород.

Метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) опирается на явление электронного магнитного резонанса, основанного на поглощении электромагнитных волн парамагнитными веществами в постоянном магнитном поле.

Метод ЭПР был открыт советским физиком Е.К. Завойским (1944 г. Казанский университет).

ЭПР-спектроскопия нашла широкое применение не только в геологии и геохимии, но и в ряде других наук, таких как физика, химия и биология.

ЭПР-спектроскопия позволяет проводить одно из наиболее информативных исследований систем, содержащих парамагнитные центры, к которым в полной мере относятся нефть и битум.

Парамагнитными свойствами, обладают ионы элементов, имеющих частично заполненные внутренние электронные оболочки, например, ионы переходных элементов периодической системы Менделеева (титан, ванадий, марганец, медь и др.).

Вернадский В.И. в очерках по истории марганца в земной коре указывал, что Mn широко распространен в природе, но нередко находится в рассеянном состоянии. Особенно часто Mn выступает в качестве примеси к таким элементам, как Ca, Fe, Si и др. Это подтверждают многочисленные анализы, проведенные на минералах из различных месторождений.

Концентрация ионов двухвалентного марганца Mn^{2+} в карбонатных отложениях не постоянна и зависит от целого ряда факторов: минерального состава, условий осадконакопления и др. Данное свойство позволяет определять тип карбонатов, выделять опорные пласты и проводить стратиграфическое расчленение разрезов. [24, 25]

Опытно-методические работы по оценке информативности метода ЭПР при исследовании проб бурового шлама и керна проводились во ВНИИнефтепромгеофизики с применением малогабаритного ЭПР-спектрометра, разработанного в Минском госуниверситете на кафедре

ядерной геофизики. [26] Блок-схема ЭПР-спектрометра показана на рис.4.4.

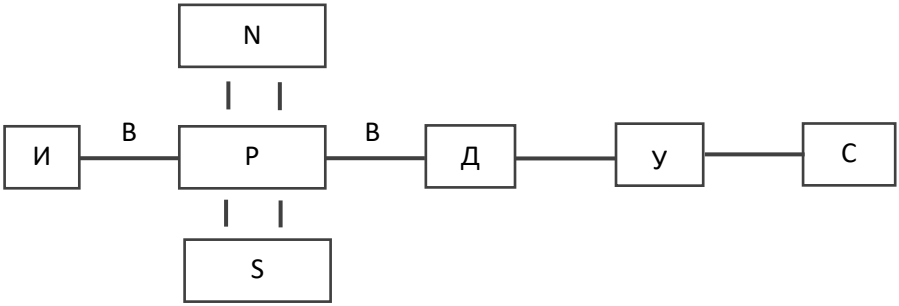


Рис. 4.4. Блок-схема ЭПР-спектрометра:

И – источник СВЧ излучения,
В – волноводы,
Р – резонатор,
N и S – электромагнит,
Д – детектор,
У – усилитель,
С – регистрирующее устройство.

Образец, который может находиться в любом агрегатном состоянии, помещается в постоянное магнитное поле резонатора и начинается процесс измерения.

Электромагнитное изучение сверхвысокой частоты от источника (И) по волноводам (В) поступает в объемный резонатор (Р), содержащий исследуемый образец и помещенный между полюсами электромагнита (NS). В условиях резонанса СВЧ излучение поглощается спиновой системой. Модулированное поглощением СВЧ излучение по волноводу (В) поступает на детектор (Д). После детектирования сигнал усиливается усилителем (У) и подается на регистрирующее устройство (С).

Как показали результаты проведенных опытно-методических работ, метод ЭПР-спектроскопии позволяет решать целый ряд важных геологических задач:

- выделять опорные пласты в карбонатных разрезах и проводить корреляцию разрезов скважин по характеру ЭПР-спектров;
- идентифицировать литотипы пород в разрезе;
- выделять нефте-битумосодержащие пласты в разрезе скважины;

– определять принадлежность нефти к пластовой или добавляемой в промывочную жидкость;
– определять открытую пористость пород по шламу и керну.

Выделение опорных пластов методом ЭПР основано на зависимости между величиной концентрации ионов двухвалентного марганца (Mn^{2+}) в карбонатных породах и условиями седиментогенеза. Присутствие ионов двухвалентного марганца в породе свидетельствует о наличии глубоководных фаций, образованных в условиях явного недостатка кислорода.[27] По концентрации Mn^{2+}, измеренной методом ЭПР, можно судить об условиях осадконакопления, а по аномальным значениям этой концентрации выделять опорные пласты в разрезах скважин. На рис.4.5. показан пример выделения опорных пластов методом ЭПР-спектроскопии по скважинам Южно-Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан).

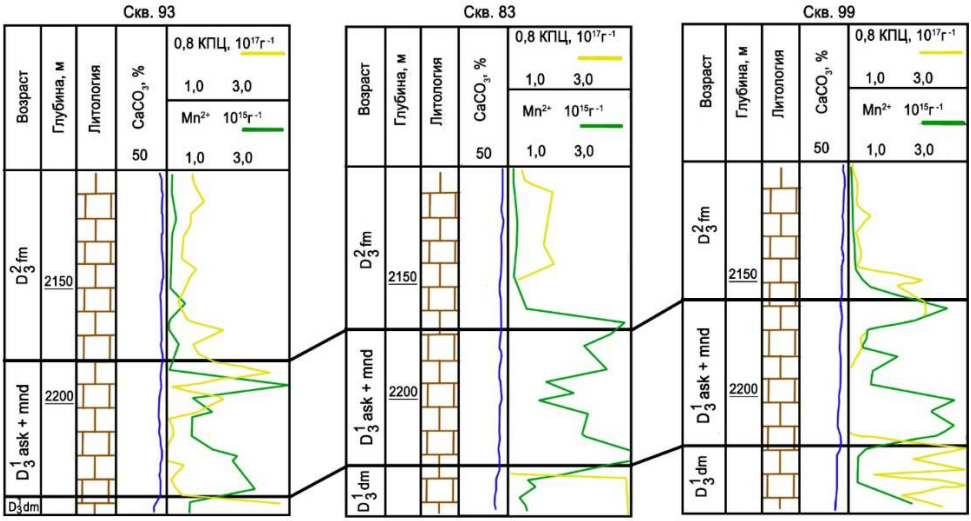


Рис.4.5. Выделение опорных пластов в разрезе методом ЭПР, Южно-Сергеевская площадь.

Измерения проводились, главным образом, на пробах бурового шлама, которые отбирались в процессе бурения через 1-3 м проходки. Масса анализируемой навески составляла 0,2 г измельченной породы. Время анализа – 5 мин. Всего по трем скважинам было проанализировано свыше 400 образцов. По аномально высокой

концентрации Mn^{2+}в разрезах скважин четко выделяется аскинско-мендымский горизонт, причем наиболее высокие значения концентраций Mn^{2+} по всем скважинам отмечаются в кровле и подошве горизонта.

Аномально высокие концентрации Mn^{2+} в образцах горных пород аскинско-мендымского горизонта были выявлены и при исследовании разведочной скважины Иглинской площади (Республика Башкортостан) (рис.4.6.).

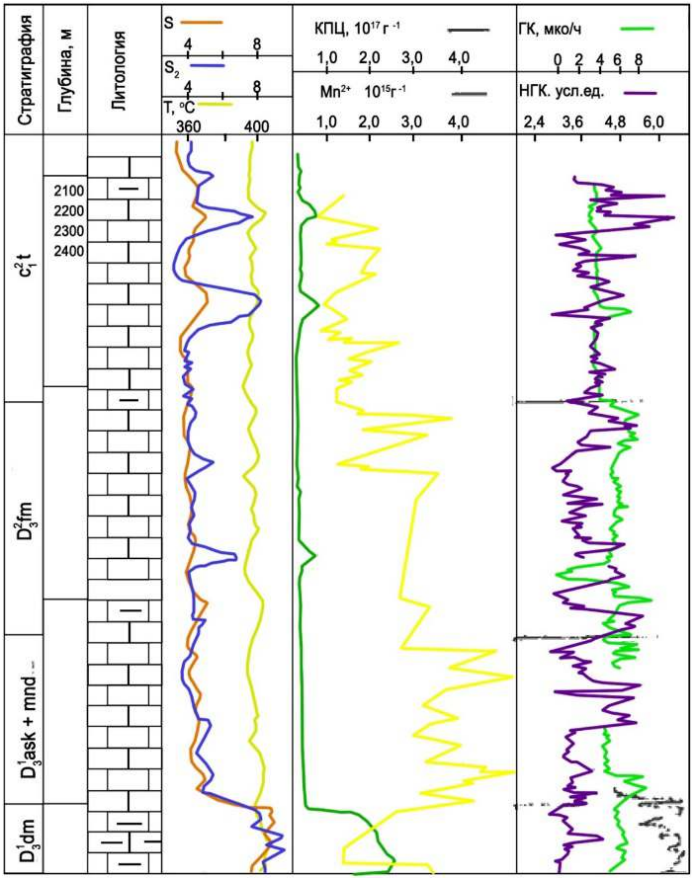


Рис.4.6. Решение геологических задач методами ЭПР-спектроскопии и пиролиза.

Продуктивные карбонатные отложения доманикового горизонта выделяются резким возрастанием количества парамагнитных центров (КПЦ), S_1 и S_2, по результатам пиролитического анализа.

Данный пример показывает эффективность комплексирования различных методов, в данном случае ЭПР-спектроскопии и пиролиза горных пород.

Метод ЭПР-спектроскопии позволяет проводить литологическое расчленение разреза на основе идентификации спектральных характеристик горных пород различного литологического состава.

Установлено, что каждому литотипу пород исследуемой площади присущ строго определенный спектр. Имея базу данных ЭПР-спектров различных пород по исследуемой площади, можно с помощью специальных программ автоматизировать сложный и трудоемкий процесс построения фактической литологической колонки по результатам анализа проб бурового шлама в процессе бурении скважины.

Выделение нефтенасыщенных и битуминозных пластов в разрезе скважин методом ЭПР-спектроскопии основано на появлении на спектрограмме четырехвалентного ванадия (V^{4+}) и свободных стабильных радикалов (R_c). Экспериментальными исследованиями установлено, что парамагнетизм закономерно возрастает при увеличении содержания в нефти смолисто-асфальтеновых веществ.[28]

Парамагнетизм нефтей дает возможность выделять в процессе бурения нефтенасыщенные породы путем анализа спиртобензольных и хлороформенных экстрактов из образцов горных пород, причем постоянство отношения V^{4+}/R_c для отдельных залежей и пластов, позволяет решать данную задачу даже в условиях добавок нефти в ПЖ.

ЭПР-спектроскопию можно с успехом использовать и для определения открытой пористости горных пород по шламу и керну.[29]

Для определения пористости отбирают буровой шлам фракции 3-5 мм или образцы керна, высушивают их и насыщают жидкостью, содержащей парамагнитные соединения. Измеряют сигнал парамагнетизма от насыщенных образцов и по полученной величине сигнала ЭПР, с использованием калибровочного графика рассчитывается открытая пористость горной породы.

Результаты сравнительного анализа определения пористости пород лабораторным методом и методом ЭПР-спектроскопии приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

№ образца	Литология пород	Коэффициент пористости $К_п$%		Погрешность $\Delta К_п$
		Метод насыщения гелием	Методом ЭПР-спектроскопии	
1	Известняк нефтенасыщенный	10,4	9,7	-0,7
2	Известняк нефтенасыщенный	12,6	10,8	-1,8
3	Песчаник	16,2	15,0	-1,2
4	Песчаник	17,4	16,7	-0,7

Для сравнительных испытаний использовались образцы керна с известной пористостью, которые измельчались до размеров 4-5 мм.

Как показали результаты определения $К_п$ на образцах, представленных буровым шламом, превалирующее значение имеют размер шламинок и литология пород.

Значение $К_п$ почти всегда, при использовании метода ЭПР-спектроскопии были несколько ниже фактической пористости, но использование данного метода на буровой при проведении ГТИ является весьма перспективным.

К достоинствам метода ЭПР-спектроскопии относятся:

- малая масса используемого образца (0,2г);
- короткое время анализа (не более 5 мин);
- автоматизация процесса измерения;
- возможность использования ЭПР-спектроскопии в станциях ГТИ.

В настоящее время за рубежом и в России выпускается целый ряд ЭПР-спектрометров, которые могут применяться для оперативных геолого-геохимических исследований в станциях ГТИ.

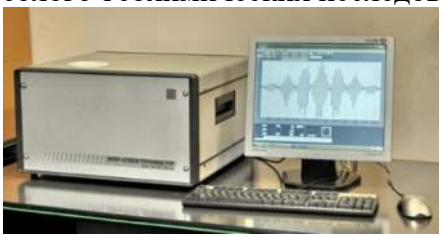


Рис.4.7. Малогабаритный автоматизированный ЭПР-спектрометр ESR70-03XD/2.

На рис.4.7. показан малогабаритный ЭПР-спектрометр «ESR70-03 XD/2» выпускаемый предприятием УП СЭНС (г. Минск).

Основные технические характеристики ЭПР-спектрометров ESR70-03 XD/1 и ESR70-03 XD/2 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3.

Технические характеристики ЭПР-спектрометров

Параметр	XD/1	XD/2
Чувствительность, spin/10^{-4} T не более	1×10^{11}	5×10^{10}
Однородность поля (мТ)	$2{,}0\text{x}10^{-4}$	$0{,}3\times10^{-4}$
Разрешающая способность, не хуже	6×10^{-5}	3×10^{-5}
Стабильность резонансных условий (за 1 час работы), не хуже	3×10^{-5}	3×10^{-5}
Максимальная величина индукции магнитного поля, Т не менее	0,7	0,8
Частота модуляции, kHz	100	100
Максимальная амплитуда модуляции магнитного поля, Т не менее	$1{,}5\times10^{-3}$	$1{,}0\times10^{-3}$
Диапазон рабочих частот, GHz	9,2 — 9,5	9,1 — 9,6
Мощность СВЧ генератора, мВт не менее	200	200
Максимальное ослабление СВЧ мощности, dB не менее	40	40
Тип резонатора	H_{102}	H_{102}
Диаметр отверстия в резонаторе для образца, mm	11	11
Интерфейс	RS232	RS232
Габаритные размеры, mm	300×450×460	300×460×460
Вес, кг	65	65
Потребляемая мощность, Вт не более	400	400

4.3. Рентгенодифракционный анализ горных пород.

Метод рентгенодифракционного анализа (РДА) позволяет получить информацию о минеральном составе образца по рассеянию рентгеновских лучей на его кристаллической решетке.

В основе метода лежит явление дифракции рентгеновских лучей на трехмерной кристаллической решетке исследуемого соединения, которое подчиняется условию Брегга-Вульфа [30]

$$2d\cdot sinQ=n\lambda \qquad (4.1)$$

где: $\boldsymbol{d}$ – расстояние между плоскостями;

$\boldsymbol{Q}$ – угол между пучком рентгеновских лучей и плоскостью;

$\boldsymbol{n}$ – число, описывающее порядок дифракционного отражения;

$\boldsymbol{\lambda}$ – длина волны рентгеновского луча.

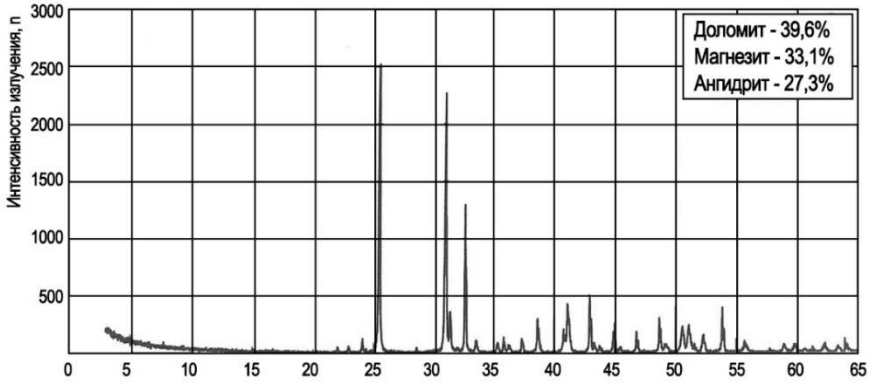
Вид дифракционной картины каждого индивидуального образца зависит от параметров элементарной ячейки, положения дифракционных максимумов, распределения атомов в ячейке и интенсивности максимумов дифракции. Ввиду этого, каждый образец будет обладать своей, только ему присущей дифрактограммой.

При этом интенсивность сигнала дифрактограммы будет пропорциональна содержанию минералов в исследуемом образце.

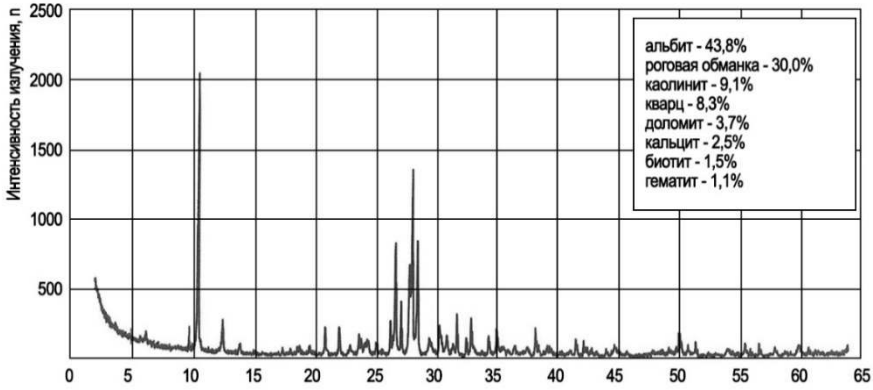
Библиотека дифрактограмм, которая содержит множество спектров минералов, позволяет по полученной картине дифракции определить тип минерала и его количество.

В большинстве случаев для литологического расчленения разреза определяются следующие минералы: кальцит, доломит, кварц, ангидрит, полевой шпат и глинистые минералы (монтмориллонит, каолинит и др.).

На рис.4.8. представлены дифрактограммы образцов керна, полученные Михалкиной О.Г. при их анализе методом рентгеновской дифракции.



а – карбонатный образец бюкской свиты, взятый на глубине 1910 м;



б – магматический образец, взятый на глубине 2447 м

Рис.4.8. Дифрактограммы образцов кернового материала из месторождений Восточной Сибири:

Минеральный состав определялся на порошковой пробе образца. Идентификация соединений выполнялась сравнением полученных дифрактограмм с эталонными дифрактограммами индивидуальных соединений с использованием специального программного комплекса.

Развитие приборной базы и программного обеспечения (внедрение полнопрофильного количественного анализа по методу Ритвельда) расширили возможности рентгеновской дифракции, позволив быстро и с высокой достоверностью устанавливать качественный и количественный минеральный состав горных пород, уточняя при этом структурные особенности минералов. В результате метод рентгеновской дифракции стал основным и в ряде случаев единственно возможным применительно к определению полного минерального состава сложных геологических объектов.

Неплохие результаты дало применение метода РДА при решении ряда геологических задач в тресте "Башнефтегеофизика". [3] Для определения минерального состава использовался рентгенодифракционный анализатор BTX-II фирмы Olympus (Япония). [31]

Для проведения анализов исследуемые образцы горной породы (буровой шлам, керн) подвергались сушке, после чего измельчались в порошок до 0,15 мм. Навеска измельченной породы (15 мг) помещалась в специальную камеру, которая в процессе анализа непрерывно встряхивалась под действием ультразвука, обеспечивая, тем самым, различную ориентацию кристаллов. Анализ одной пробы длился от 10 до 15 мин, в зависимости от настроек экспозиции.

Определение минерального состава осуществлялось посредством сравнения полученной рентгеновской дифрактограммы исследуемого образца с базой данных минеральных дифрактограмм с помощью специальной компьютерной программы.



Рис.4.9. Настольный дифрактометр BTX-II.

Внешний вид дифрактометра BTX-II фирмы Olympus показан на рис.4.9.

Метод РДА может быть использован при проведении оперативных геолого-геохимических исследований для решения ряда геологических задач:

– литолого-стратиграфического расчленения разреза;

– выделения пластов-реперов.

К достоинствам метода РДА следует отнести:

- малая масса исследуемой навески (15-20 мг);
- относительно небольшое время анализа (10-15 мин);
- полная автоматизация процесса измерения;
- определение минерального состава с помощью современного программного обеспечения.

Основным недостатком является высокая стоимость анализатора и программного обеспечения.

4.4. Рентгенофлуоресцентный анализ горных пород.

Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) горных пород позволяет получать элементный состав исследуемого вещества, вследствие взаимодействия рентгеновского излучения с образцом.

При облучении образца рентгеновскими лучами флуоресцентное излучение атомов химических элементов регистрируются рентгенофлуоресцентными портативными анализаторами. Длина волны и энергия рентгеновского флуоресцентного излучения индивидуальны для каждого химического элемента, что и позволяет определять наличие и концентрацию каждого из химических элементов, содержащихся в исследуемом образце.

Метод РФА позволяет определить наличие в горной породе основных элементов: Al, Si, Fe, Mg, Mn, Na, Ca, K, P, S, а также Cl, Mo, Nb, Cr, Th, U, Zn, Zr.

Качественный состав пробы определяется автоматически, сопоставляясь с заложенной в анализаторе базой данных излучений химических элементов.

Концентрация каждого химического элемента определяется по количеству зарегистрированных импульсов, которое прямо пропорционально количеству атомов химического элемента. [32, 33]

Анализаторы РФА калибруются обычно по 40 и более химическим элементам, и результаты анализов выдаются автоматически сразу же после завершения измерений. [34]

Положительные результаты применения метода РФА показали при проведении исследований в лабораториях и полевых условиях для определения литологического состава горных пород. [2, 33]

В ОАО "Башнефтегеофизика" исследования проводились с использованием анализатора Vanta фирмы Olympus (Япония).

Установлено, что для различных пород характерна своя совокупность различных химических элементов, что позволяет, при наличии базы данных для какой-либо площади или месторождения, проводить литологическое расчленение разреза, а по высокому аномалийному содержанию отдельных элементов выделять в разрезе геохимические маркеры (рис.4.10). [2]

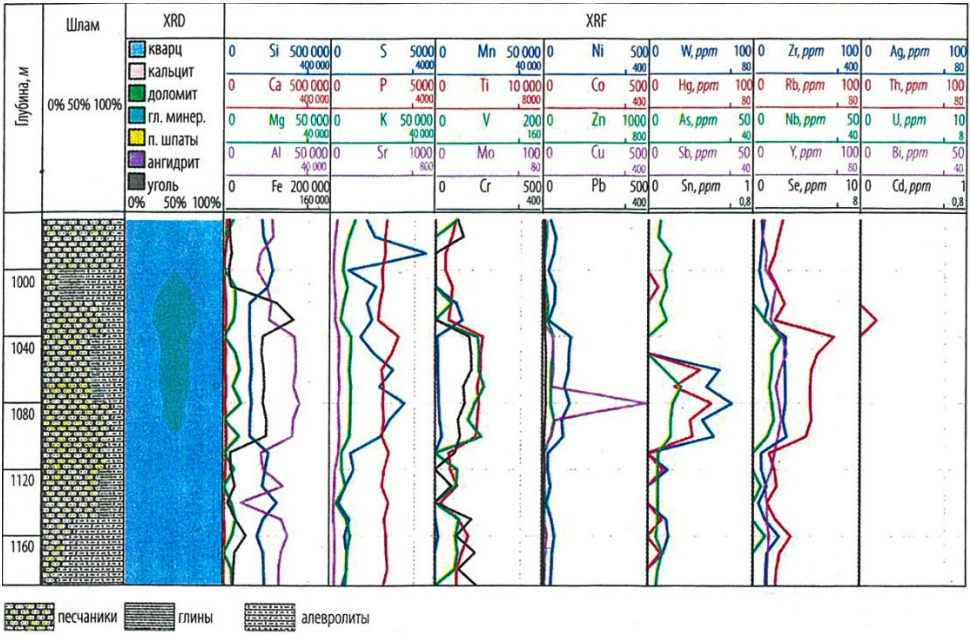


Рис.4.10. Использование элементов-индикаторов в качестве геохимических реперов.

Также выявлено, что в нефтенасыщенных образцах наблюдается аномально высокие концентрации ванадия, никеля и железа (таблица 4.4.). [2]

Таблица 4.4.

Соотношение концентраций S, V, Fe и Ni в нефтесодержащих и граничащих с ними участках разреза, охарактеризованных образцами керна (содержание в ppm)

Образец	**Сера**	**Ванадий**	**Железо**	**Никель**
Обр. 1 фон	2671	0	857	0
Обр. 1 нефть	3448	28	1163	21
Обр. 2 фон	316	0	409	0
Обр. 2-1 нефть	29871	41	747	45
Обр. 2-2 нефть	19784	35	740	37
Обр. 3 фон	5009	51	895	37
Обр. 3 нефть	13413	159	2069	194
Обр. 4 фон	1429	0	600	0
Обр. 4 нефть	3154	87	783	15



Рис.4.11. Портативный анализатор Mineral Analyser 7000.

Для литологического расчленения разреза особенно эффективно комплексное использование метода РФА и РДА.

Одним из недостатков метода рентгенофлуоресцентного анализа является высокая стоимость приборов и программного обеспечения.

Под брендом Россия выпускается неплохой портативный анализатор минералов и горных пород MineralAnalyser 7000 (Рис.4.11.).

5. Прочие методы анализа горных пород.

В данном разделе рассматриваются методы анализа проб бурового шлама и керна при геолого-геохимических исследованиях в процессе бурения нефтегазовых скважин, которые к настоящему времени практически не применяются при проведении ГТИ.

Этому есть ряд причин, основными из которых являются следующие:

- длительность времени одного анализа;
- отсутствие малогабаритной аппаратуры и программного обеспечения;
- сложность эксплуатации.

Из наиболее перспективных методов оперативного анализа бурового шлама и керна можно выделить следующие:

- ЯМР-анализ горных пород;
- газометрия горных пород;
- гамма-спектрометрия горных пород;
- фотоколориметрический анализ горных пород.

5.1. Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для анализа горных пород.

ЯМР-анализ горных пород основан на резонансном поглощении энергии высокочастотного поля ядрами водорода флюидов, насыщающих исследуемый образец, находящийся в постоянном магнитном поле. Метод ЯМР особенно эффективен при изучении коллекторских свойств горных пород (для определения общей и открытой пористости и остаточной водонасыщенности). [35, 36]

В стационарных лабораториях дополнительно можно измерять удельную поверхность пор и проницаемость пород-коллекторов.[37]

Во второй половине 80-х годов во ВНИИЯГГе, под руководством В.Д. Неретина, была разработана малогабаритная установка ЯМР-анализа АОКС и выпущена опытная партия, которая была отправлена в тресты «Татнефтегеофизика», «Саратовнефтегеофизика», «Эмбанефтегеофизика», «Пермнефтегеофизика».

Экспериментальные исследования, проведенные в полевых условиях, показали неплохие результаты, особенно при определении

общей и открытой пористости на образцах керна и бурового шлама. [36]

К сожалению, серийный выпуск аппаратуры АОКС не был налажен, и опытно-методические работы по ее использованию в станциях ГТИ были приостановлены.

Лабораторные исследования показывают, что ЯМР-анализ позволяет решать целый ряд важных геологических задач [38]:

- определять свойства пород-коллекторов (водонасыщенность, пористость, проницаемость);
- определять содержание нефти в промывочной жидкости;
- определять характер насыщающих породу углеводородов.

На рис.5.1. показаны спектры времен ЯМР-релаксации промывочной жидкости (ПЖ) при различном содержании нефти. [39]

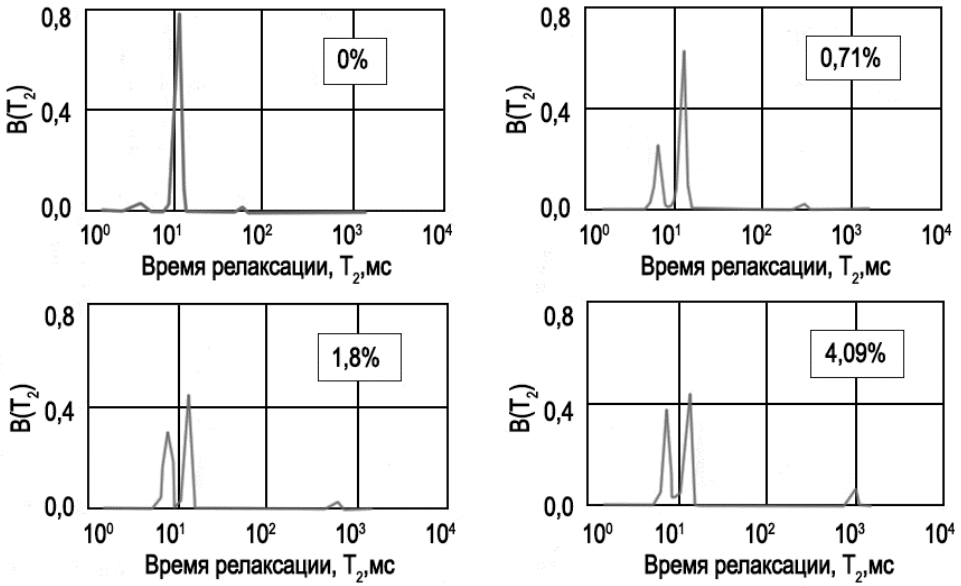


Рис.5.1. Спектры времен ЯМР-релаксации промывочной жидкости при различном содержании нефти.

Видно, что спектры времен ЯМР-релаксации промывочной жидкости изменяются в зависимости от содержания в промывочной жидкости нефти.

На рис. 5.2 показаны спектры ЯМР-релаксации нефтей с различных месторождений. [39]

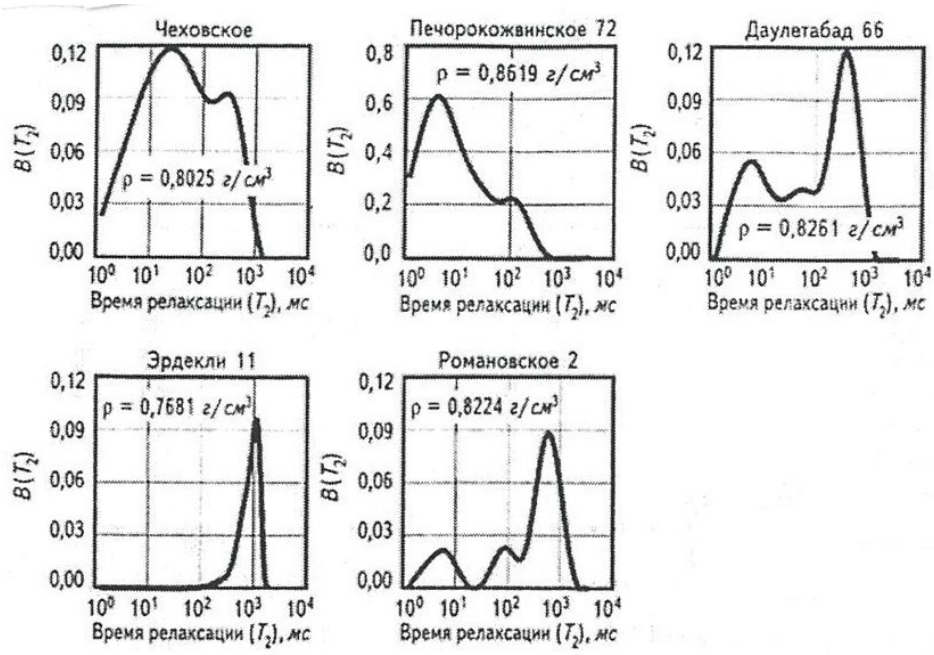


Рис.5.2. Спектры времен ЯМР-релаксации различны нефтей.

По представленным на рис.5.2. распределениям можно судить об относительном компонентном составе исследуемых проб. Из приведенных результатов видно, как отличаются спектры ЯМР-релаксации для различных нефтей. Видно, что длинные времена соответствуют более легким фракциям нефти, а короткие – тяжелым.

Таким образом, если будет разработана малогабаритная аппаратура ЯМР-анализа с методическим и программным обеспечением, метод может найти применение в полевых условиях при проведении оперативных геолого-геохимических исследований.

5.2. Газометрия горных пород по шламу и керну.

Метод не получил широкого применения ввиду большой трудоемкости проведения исследования, хотя и является прямым методом определения нефтегазонасыщенности пород.

Метод применяется с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально высоких поровых давлений.

При реализации метода анализируется количество и состав углеводородных газов (УВГ), извлекаемых из открытых и закрытых пор бурового шлама и керна.

Газометрия пород производится с помощью термовакуумного (ТВД) и вакуумно-механического (ВМД) дегазаторов. Для анализа отбирается 100 см^3 промытого и очищенного от посторонних примесей шлама (керна), который помещается в рабочую камеру ТВД и заливается водой. Дегазация шлама (керна) производится при температуре 90ºС и вакууме 0,09 МПа в течение 10 мин. После дегазации измеряется объем выделившегося газа и проводится его компонентный анализ. Для извлечения газа из закрытых пор шлам (керн) объемом 100 см^3 помещается в рабочую камеру ВМД, вакуумируется и измельчается. Выделившийся при измельчении породы газ переводится в газосборную емкость, измеряется его объем и проводится компонентный анализ газа.

Расчет газонасыщенности открытых (закрытых) пор шлама (керна) *i*-м компонентом осуществляется по формуле:

$$q_{ш.i}=\frac{C_{ai}\cdot V_{г.ш}\cdot \eta_{ш.о}}{10V_{ш}}, \qquad (5.1)$$

где: C_{ai} – концентрация *i*-го углеводородного компонента газа, извлеченного из открытых (закрытых) пор, %;

$V_{Г.ш.}$ – объем извлеченного газа из открытых (закрытых) пор, см^3;

$\eta_{ш.0}$ – доля основной породы в шламе, ед.;

$V_{ш.}$ – объем шлама, см^3.

Суммарная газонасыщенность открытых (закрытых) пор шлама (керна) рассчитывается по формуле:

$$\sum_{i=1}^{i=n} q_{ш}i q_{ш} = \qquad (5.2)$$

где: *n* – количество углеводородных компонентов.

Относительная газонасыщенность каждым углеводородным компонентом ($q_{\delta i}$) определяется по формуле:

$$q_{\delta i}=\frac{10^2 \cdot q_{\text{ш}i}}{q_{\text{ш}}} \quad (5.3)$$

Погрешность в определении газонасыщенности шлама связана, главным образом, с достоверностью определения доли основной породы в пробе.

При проведении газометрии шлама и керна необходимо соблюдать следующие требования:

- дегазацию шлама (керна) проводить в минимально возможное и строго одинаковое время после отбора (не более 15-30 мин) во избежание самопроизвольной дегазации шлама (керна);
- хранить пробы шлама или образцы керна необходимо в герметичных стеклянных или металлических (из нержавеющей стали) сосудах.

Максимальное время хранения пробы шлама не должно превышать двое суток. При этом следует иметь ввиду, что за первые 6 ч хранения шлама в негерметизированном состоянии горная порода теряет до 90% содержащегося в открытых порах газа.

По результатам анализов шлама (керна) строятся графики изменения газонасыщенности открытых $q_{\text{о}}$ и закрытых $q_{\text{з}}$ пор, отношения $q_{\text{о}}/\ q_{\text{з}}$, относительного состава УВГ и их флюидных коэффициентов.

Увеличение газонасыщенности открытых пор шлама (керна) свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, а состав газа указывает на характер насыщения пласта. Возрастание доли тяжелых УВГ характерно для нефтенасыщенных пород, а увеличение относительного содержания метана – для газовых залежей. Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по возрастанию газонасыщенности открытых пор показан на рис.5.3.

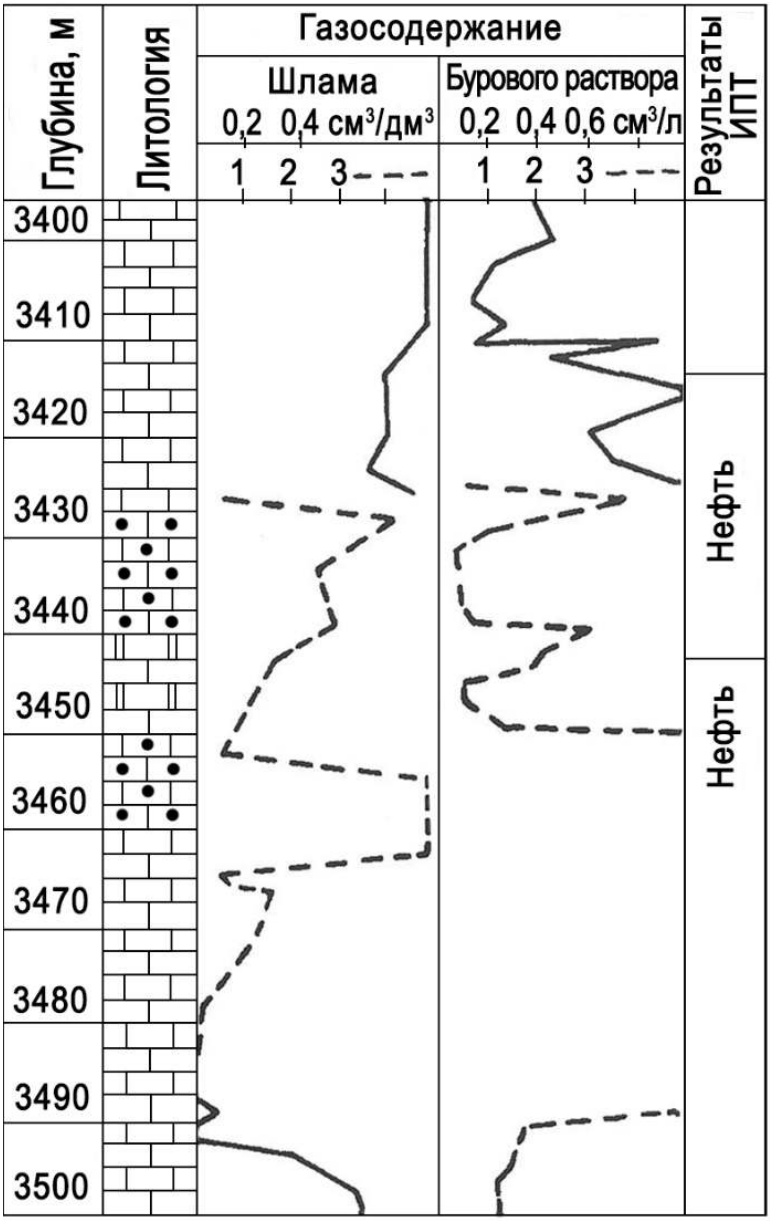


Рис.5.3. Выделение нефтенасыщенного пласта по данным газометрии пород.

При подходе к нефтенасыщенному пласту с глубин 3410 м резко увеличивается газонасыщенность промывочной жидкости (ПЖ) с 0,2 $см^3/л$ до 8 $см^3/л$, а при вскрытии кровли пласта резко возрастает и газонасыщенность бурового шлама с 0,8 $см^3/дм^3$ до 4 $см^3/дм^3$. Газонасыщенность ПЖ продолжает оставаться высокой (>5 $см^3/л$) и после прохождения пласта, что связано с поступлением газа из пласта и после его разбуривания.

Возрастание газонасыщенности закрытых пор шлама (керна) наблюдается при вхождении в зону аномально высоких поровых давлений. При этом в извлеченном газе увеличивается доля тяжелых УВГ и уменьшается значение отношения метана к тяжелым УВГ.

Газометрию шлама (керна) в связи с высокой трудоемкостью метода целесообразно проводить в условиях, когда газовый каротаж по промывочной жидкости не дает положительного результата.

5.3. Гамма-спектрометрия горных пород.

Методом гамма-спектрометрии определяются интегральная радиоактивность исследуемого шлама (керна) и концентрация в образце естественных радиоактивных элементов калия, радия, тория. Каждому из указанных элементов характерна определенная энергия γ-квантов, что позволяет их идентифицировать, анализируя спектр естественного γ-излучения. По интенсивности излучения судят о концентрации данного элемента в породе.

Экспериментальные исследования проб бурового шлама проводились в конце 80-х годов в тресте «Саратовнефтегеофизика» с использованием трехканальных амплитудных анализаторов NP-424 со сцинтилляционными датчиками с кристаллами NaJ или CaJ и усилительными согласующими устройствами. [4, 11]

Определение концентраций радиоактивных элементов в пробе шлама с помощью гамма-спектрометров NP-424 включало три этапа:

- установку рабочих окон анализатора для K, Ra, Th с помощью эталонов или стандартных образцов состава (СОС);
- измерение скорости счета для K, Ra, Th, содержащихся в исследуемой пробе шлама;
- обработку результатов измерений и определение концентраций K, U(Ra) и Th и общей радиоактивности.

Для литологического расчленения разреза по результатам гамма-спектрометрического анализа строятся кривые изменения K, U(Ra) и Th и общей естественной радиоактивности шлама и керна с глубиной в масштабе 1:500 или 1:200. Интерпретация заключается в выявлении аномалий радиоактивности, выяснении причин их возникновения и анализе спектрального состава гамма-излучения.

Спектральный состав гамма-излучения и его интенсивность зависят от литологического состава пород и геохимических условий осадконакопления.

Общей закономерностью является увеличение естественной радиоактивности шлама и керна при возрастании доли глинистых минералов в породе. Глинам и аргиллитам соответствуют аномалийно-высокие, а песчаникам и известнякам – низкие концентрации радиоактивных элементов. Высокие концентрации урана нередко наблюдаются в битуминозных карбонатных отложениях и в магматических образованиях. Продуктивные зоны трещиноватости в глинистых породах часто характеризуются низкими значениями концентраций калия и тория и высокими – урана, причем темные обогащенные органикой породы обладают большей естественной радиоактивностью по сравнению с более светлыми разностями.[40]

Измерение гамма-активности пород позволяет осуществлять привязку отбираемых проб к глубине путем сопоставления данных гамма-спектрометрии шлама и керна и ГК по разрезу.

Основные ограничения метода были связаны с необходимостью иметь для анализа представительные пробы шлама (≈100 $см^3$), длительностью одного цикла измерения (40 мин) и большим объемом работ, связанных с вычислением содержания концентраций элементов в исследуемой породе.

В настоящее время в связи с появлением новых современных технико-методических и программных средств возможно применение метода гамма-спектрометрии в оперативном плане при бурении опорно-параметрических и глубоких поисково-разведочных скважин.

5.4. Фотоколориметрия горных пород.

Метод основан на определении концентрации битума в шламе (керне) путем измерения количества света, поглощенного его экстрактом. Применяется для выявления продуктивных пластов в разрезе и оценки нефтенасыщенности пород.

Наиболее широко применялся в 80-х годах в тресте «Татнефтегеофизика» сотрудниками опытно-методической партии под руководством В.М. Кузьмина.

Процесс измерения не представляется сложной процедурой, но требует для проведения анализа много времени и применения большой массы образца (10-15 г), а также большого объема растворителя (не менее 10мл).

В связи с перечисленными недостатками метод не нашел широкого применения.

Фотоколориметрия горных пород по шламу и керну проводится с использованием серийно выпускаемых фотоколориметров.

Для получения качественных результатов анализ проводится с обязательным выполнением следующих требований:

- следует придерживаться одного выбранного способа измерения;
- размер кюветы должен быть оптимальным и постоянным с толщиной поглощающего слоя 10 мм;
- светофильтр должен быть таким, чтобы максимум поглощения раствора соответствовал максимуму пропускания светофильтра;
- анализируемые растворы должны быть свободны от взвешенных частиц;
- в процессе измерения кюветы должны быть закрыты крышками и после очередного измерения промыты чистым растворителем.

Для анализа отбирается 10-15 г основной породы с признаками повышенного содержания битума. Сухие кусочки породы измельчаются в порошок (0,25 мм) в фарфоровой или металлической ступке. После измельчения навеска в 1 г засыпается в стеклянную трубку диаметром 5-8 мм и высотой 230-250 мм. В нижний конец трубки предварительно помещается ватный тампон. Растворитель (хлороформ) в объеме 10 мл двумя порциями вливается сверху в трубку. Вторая порция заливается после того, как уровень растворителя опустился ниже поверхности порошка. Получаемый экстракт собирается в мензурку или стаканчик. Для ускорения анализа можно применять небольшое (0,05 МПа) избыточное давление, создаваемое компрессором или сжатым воздухом из баллона. Воздух подается с помощью гибкого шланга в верхнюю часть стеклянной трубки. В этом случае время экстрагирования сокращается с 40-45 мин

до 10 мин. Полученный экстракт переливается в кюветы фотоэлектроколориметра и используется для определения оптической плотности.

Оптическая плотность полученных экстрактов определяется согласно инструкции по эксплуатации фотоэлектроколориметров, прилагаемой к прибору. В случае большого процентного содержания битума в экстракте производится его разбавление чистым растворителем (хлороформом) в *n*-раз. Величина разбавления учитывается при последующем подсчете количества битумов. После определения оптической плотности Д извлеченного экстракта по эталонировочному графику зависимости Д=f($C_б$) (где $C_б$ – содержание битума в эталоне) определяют процентное содержание битумоида в исследуемой породе. Разделение пластов на нефтеносные и непродуктивные с определенной долей вероятности по этому параметру производится по палеткам вероятностного распределения величины $C_б$ в продуктивных и непродуктивных пластах. Палетки вероятностного распределения величины $C_б$ в продуктивных и непродуктивных (вода, битум, нефть с водой) отложениях нефтяных месторождений Татарстана (по данным В.М. Кузьмина) приведены на рис.5.4. На палетках все значения $C_б$ правее вертикальной граничной линии с вероятностью 0,9 характерны для нефтяных пластов.

Информативность ФЭК-анализа проб шлама резко снижается при добавках нефти в промывочную жидкость и при бурении с применением известково-битумных растворов.

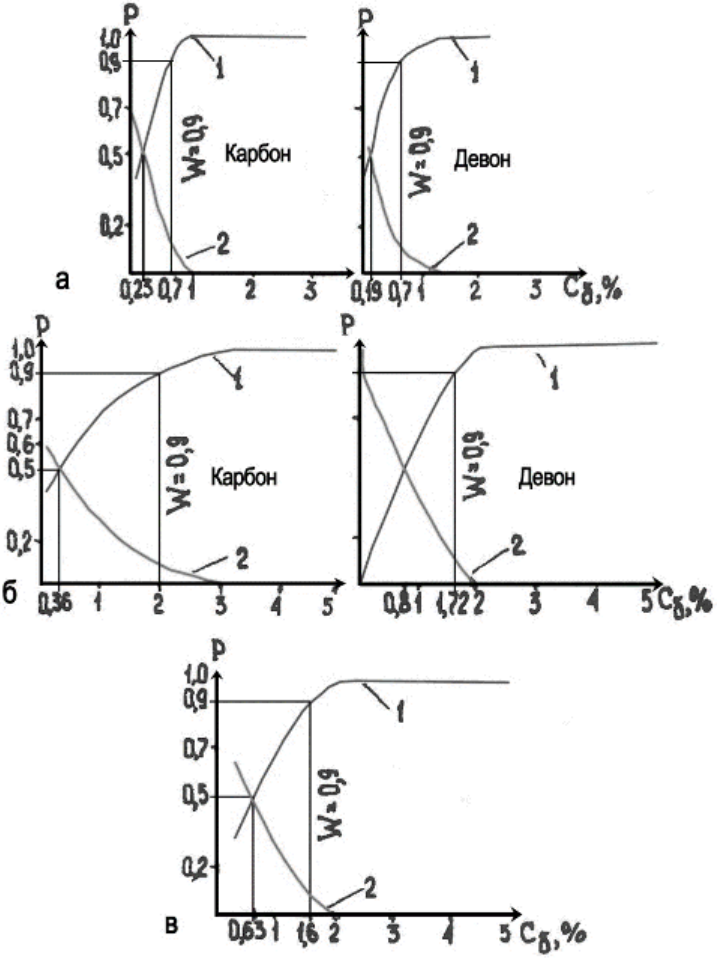


Рис.5.4. Палетки вероятностного распределения $C_б$ в нефтеносных (1) и непродуктивных (2) отложениях нефтяных месторождений Татарстана:

а – сводовая часть и западный склон Южного купола Татарского свода;

б – восточный борт Мелекесской депрессии, северный и северо-восточный склон Южного купола и Северный купол Татарского свода;

в – юго-восточный склон Южного купола Татарского свода.

6. Пути повышения эффективности и совершенствования геолого-геохимических исследований шлама и керна.

6.1. Выбор оптимального комплекса исследований.

Для успешного решения геологических задач важнейшее значение имеет правильный выбор комплекса технических, методических и программных средств, который зависит от целого ряда факторов. К основным факторам, влияющим на выбор оптимального комплекса следует отнести следующие:

- категория скважины;
- горно-геологические условия района работ;
- применяемая технология бурения;
- величины механической и рейсовой скорости бурения;
- реологические свойства промывочной жидкости (ПЖ);
- наличие добавок нефтепродуктов в ПЖ;
- наличие необходимых технических, методических и программных средств;
- квалификация обслуживающего персонала (оператора-геолога, работников службы КИП, специалистов по ремонту и наладке технических средств).

В соответствии с действующей классификацией все скважины подразделяются на следующие категории: опорные (в том числе сверхглубокие), параметрические, структурные, поисковые, оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные. [41]

Опорные скважины бурятся для изучения глубинного строения малоисследованных крупных регионов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления.

Опорные скважины бурятся обычно до полного вскрытия всей толщи осадочных пород, до фундамента, а в случае его глубокого залегания – до технически возможных глубин.

По результатам бурения опорных скважин делается прогнозная оценка запасов нефти и газа.

В процессе бурения опорных скважин необходимо использовать весь имеющийся арсенал технических средств анализа не только бурового шлама, но и керна, т.к. перспективная часть разреза бурится обычно со сплошным отбором керна.

При проведении ГТИ на таких скважинах целесообразно исследование проб бурового шлама и керна проводить в специальном геологическом модуле, который имел бы видео связь с технологическим модулем и на дисплеях дублировалась бы вся необходимая для геолога информация, а для оператора-технолога – вся необходимая для него геологическая информация (литология пород, плотность и пористость пород, нефтегазонасыщенность и т.д.).

Параметрические скважины бурятся с целью изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности, возможных зон нефтегазоносности, а также получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике вскрываемой толщи пород, с целью уточнения результатов сейсмических, гравиметрических и других полевых геофизических исследований.

Параметрические скважины бурятся обычно с сокращенным объемом отбора керна, но не менее 20% от глубины скважины. Сплошной отбор керна производится в перспективных на нефть и газ интервалах.

При геолого-геохимических исследованиях параметрических скважин также необходимо использовать максимальное количество методов анализа шлама и керна с применением самой современной аппаратуры и оборудования. Анализ проб бурового шлама и керна также желательно проводить в специальном геологическом модуле, в связи с большим объемом работ по отбору проб бурового шлама, его пробоподготовке, значительного наличия оборудования и аппаратуры для проведения анализов, специфике геохимических исследований.

Структурные скважины бурят обычно до маркирующих горизонтов, по которым строят структурные карты. Такие скважины бурят перед подготовкой к глубинному бурению перспективных площадей. Геолого-технологические исследования на таких скважинах проводятся редко, главным образом, цель таких исследований – своевременная фиксация кровли маркирующего горизонта.

Поисковые скважины бурятся с целью выяснения наличия или отсутствия залежей нефти и газа на новых площадях или выявления новых нефтегазовых пластов на уже разрабатываемых месторождениях, но приуроченных к отдельным литолого-стратиграфическим участкам разреза.

При вскрытии продуктивных горизонтов на границах стратиграфических разделов предусматривается сплошной отбор

керна, а также проведение расширенного комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

При бурении поисковых скважин в обязательном порядке проводятся геолого-технологические исследования, а комплекс исследований должен соответствовать требованиям, изложенным в Национальном стандарте. [1]

Оценочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью более надежной оценки запасов нефти и газа и обоснования целесообразности разведки и разработки месторождений. При бурении оценочных скважин предусматривается отбор керна в пределах продуктивных интервалов. Геолого-технологические исследования проводят в перспективных интервалах разреза.

Основной задачей геолого-технологических исследований является выявление перспективных на нефть и газ интервалов, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и оценка характера насыщения.

Наиболее информативными, в данном случае, будут следующие методы: макро и микроскопия пород, карбонатометрия, определение плотности и пористости, люминесцентно-битуминологический анализ, ИК-спектрометрия, газовый каротаж, термовакуумная дегазация ПЖ с последующим анализом газовой смеси.

Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью по результатам предшествующего поискового бурения. При предварительной разведке производится оценка промышленного значения месторождения и составляется технико-экономическое обоснование целесообразности его дальнейшего разбуривания.

При бурении разведочных скважин предусматривается отбор керна в выделенных ранее перспективных интервалах, проведение комплекса ГТИ и ГИС, опробование и испытание пластов и их пробная эксплуатация.

При проведении геолого-геохимических исследований предусматривается отбор проб шлама через каждые 5 м, при подходе к кровле пласта – через 2-3 м, а при разбуривании пласта – через 1-2 м.

Комплекс применяемых средств ГТИ при исследовании разведочных скважин регламентируется Национальным стандартом. [1]

При бурении в сложных горно-геологических разрезах (наличии толщ соленосных и глинистых пород, зоны АВПоД и АВПД, сложно-построенные коллектора с низкими ФЕС, большими глубинами скважин и др.) необходимо кроме обязательного комплекса исследований шлама и керна, привлекать дополнительные (ЭПР-спектроскопию, рентгенофлуоресцентный анализ, ЭДМ и др.). Геолого-геохимические исследования обязательно комплексировать с методами технологических исследований (ДМК, энергокаротаж, расходометрия и др.).

Эксплуатационные скважины бурятся с целью извлечения нефти и газа в соответствии с проектом разработки нефтяных и газовых месторождений.

В связи с интенсивным развитием наклонно-направленного и горизонтального бурения предлагается категорию эксплуатационных скважин разделить на следующие: [42]

- вертикальные эксплуатационные, нормальные условия;
- наклонно-направленные и горизонтальные, нормальные условия;
- вертикальные эксплуатационные, сложные условия;
- наклонно-направленные и горизонтальные, сложные условия.

При бурении первых двух категорий скважин, в связи с высокой степенью изученности геологического разреза и высокими скоростями бурения отбор проб бурового шлама и его анализ, в большинстве случаев, нецелесообразен.

При бурении эксплуатационных скважин глубиной свыше 3,5 км в сложных горно-геологических условиях отбор бурового шлама необходимо проводить, особенно в зонах АВПоД и АВПД, при подходе к кровле продуктивного пласта и его разбуривании. В указанных интервалах проводятся следующие виды анализа: макро- и микроскопия, карбонатометрия, определение плотности и пористости пород, ЛБА, ИК-спектрометрия.

При исследовании эксплуатационных вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин с глубиной менее 3,5 км, которые бурятся в сложных горно-геологических условиях, выбор оптимального комплекса геолого-геохимических исследований будет зависеть, в основном, от трех факторов: величин механической и рейсовой скорости бурения, применяемого типа долот и добавок нефтепродуктов в ПЖ. При механической скорости бурения более 40

м/ч, отбор проб, их пробоподготовка и даже визуальный просмотр невозможен, ввиду дефицита времени, т.к. среднее время указанных операций составляет 10-15 мин.

При бурении долотами истирающего типа практически невозможно отобрать представительную пробу шлама, что затрудняет применение стандартных методов анализа.

Особенности применения и ограничения различных методов оперативного анализа бурового шлама приведены в таблице 6.1.

Из приведенной таблицы видно, что для некоторых видов анализа минимальный объем пробы составляет от 50 до 250 $см^3$, что в реальных условиях отобрать довольно сложно. Время анализов также для некоторых видов исследований занимает от 15 до 30 мин, что делает проблематичным проведение таких анализов при высоких скоростях бурения. Многие методы, особенно при определении нефтегазонасыщенности горных пород, невозможно реализовать с получением достоверной информации при добавках нефтепродуктов в промывочную жидкость.

Отрицательным фактором, влияющим на достоверность получаемой информации, является и размер фракций выносимого шлама.

Все перечисленные выше факторы обязательно необходимо учитывать при выборе методов оперативного анализа бурового шлама.

При высоких скоростях бурения скважин, что особенно характерно для Западной Сибири, часто бывает невозможно применить стандартный комплекс измерений и анализов бурового шлама, что диктует необходимость поиска принципиально новых способов получения геологической информации в процессе бурения.

Таблица 6.1.

Особенности применения оперативных методов исследования бурового шлама для решения геологических задач

№ п. п.	Методы исследования	Оптимальная масса шлама, г, см^3	Минимальное время исследования,	Результаты измерений. Решаемые задачи	Ограничения
1	2	3	4	5	6
1.	Фракционный анализ шлама	50 см^3	3 - 5	Фракционный состав шлама. Выделение обвальной породы.	Размер частиц шлама <2 мм. Отсутствие выноса шлама (разбуривание галогенных отложений, рыхлых песчаников, плывунов, глин)
2.	Макро- и микроскопия	1-2 см^3	3 - 5	Литология породы. Литологическое расчленение разреза. Наличие признаков нефтебитумосодержания.	Отсутствие выноса шлама.
3.	Карбонатометрия пород по шламу	0,5-1.0 г	15	Минеральный состав горных пород. Литологическое расчленение разреза.	Отсутствие выноса шлама.
4.	Определение плотности и пористости пород по шламу.	10,0 г	10	Плотность и открытая пористость пород. Выделение пород-коллекторов. Выделение пластов с АВПоД.	Отсутствие выноса шлама или вынос шлама мелких фракций (1-2 мм)

№ п. п.	Методы исследования	Оптимальная масса шлама, г, $см^3$	Минимальное время исследования,	Результаты измерений. Решаемые задачи	Ограничения
1	2	3	4	5	6
5.	Люминесцентно-битуминологический анализ	0,5-1,0 г	3-5	Нефтебитумонасыщенность породы. Выделение нефте- и битумонасыщенных пород, тип битумоида, качественная оценка содержания битумов.	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ.
6.	ИК-спектрометрия пород	1,0-2,0 г	7 - 8	Количественное определение нефтенасыщенности пород	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ
7.	Экстракционно-дистилляционный метод.	150-200 $см^3$	30	Остаточная нефте- и водонасыщенность пород. Определение характера насыщения.	Отсутствие выноса шлама. Вынос шлама мелких фракций (1-2 мм). Добавка нефтепродуктов в ПЖ.
8.	Метод окислительно-восстановительного потенциала.	50 $см^3$	20	Нефтенасыщенность пород. Выделение нефтенасыщенных пластов.	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ
9.	Пиролиз горных пород.	0,5-1,0 г	15	Нефтенасыщенность пород. Выделение нефтенасыщенных пластов. Определение степени зрелости органического вещества	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ
10.	ЭПР-спектроскопия пород.	0,2 г	5	Определение ионов Mg^{2+}, V^{4+}и КПЦ. Выделение опорных пластов. Литологическое расчленение разреза.	Отсутствие выноса шлама.

№ п. п.	Методы исследования	Оптимальная масса шлама, г, см^3	Минимальное время исследования,	Результаты измерений. Решаемые задачи	Ограничения
1	2	3	4	5	6
				Выделение пород-коллекторов. Выделение нефтенасыщенных пластов.	Для выделения пород-коллекторов шлам должен быть с размером фракций не менее 3 мм.
11.	Рентгено-дифракционный анализ	0,5 г	5-10	Минеральный состав пород. Выделение опорных пластов. Литологическое расчленение разреза.	Отсутствие выноса шлама.
12.	Рентгено-флуоресцентный анализ.	0,5 г	5-10	Элементный состав пород. Выделение опорных пластов Литологическое расчленение разреза	Отсутствие выноса шлама.
13.	ЯМР-анализ	10-15 г	10	Открытая и закрытая пористость. Остаточная нефте- и водонасыщенность пород. Выделение нефтенасыщенных пород-коллекторов.	Отсутствие выноса шлама. Вынос шлама мелких фракций (<1 мм)
14.	Газометрия	100	10	Остаточная газонасыщенность пород. Выделение нефтегазонасыщенных пластов.	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ
15.	Гамма-спектрометрия	100	30	Концентрация радиоактивных элементов. Выделение опорных пластов.	Отсутствие выноса шлама.
16.	Фотоколориметрия	10-15	10	Нефтебитумосодержание породы. Выделение нефтенасыщенных пластов	Отсутствие выноса шлама. Добавка нефтепродуктов в ПЖ

Представляет практическую целесообразность использовать метод непрерывного измерения степени люминесценции ПЖ на выходе из скважины, тем более что реализация данного метода не представляет особой сложности. Необходим источник УФ-излучения, светозащитная камера над выходящим потоком ПЖ, видеокамера и программа обработки получаемого изображения.

Наличие пятен флуоресценции при бурении горизонтальных стволов скважин будет свидетельствовать о проходе долотом нефтенасыщенного пласта, а исчезновение таких пятен – о прохождении долотом кровли или подошвы пласта, т.е. выход долота из пласта.

Также не представляет особых сложностей непрерывно в процессе бурения измерять вес или объем выходящего из скважины бурового шлама с отделением крупных фракций (>4-5 мм), что позволит непрерывно определять объем обвальной породы и предупреждать аварийные ситуации, а при бурении горизонтальных скважин – осуществлять контроль за положением долота в пласте.

Выбор оптимального комплекса геолого-геохимических исследований зависит не только от категории исследуемой скважины, но и, в значительной степени, от горно-геологических условий региона работ. В России выделяются четыре крупные нефтегазоносные мегапровинции – Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Тимано-Печорская, Восточно-Сибирская. В таблице 6.2. и на рис.6.1. [11] приведены краткие сведения о литолого-стратиграфическом строении и нефтегазоносных интервалах разрезов ряда нефтегазоносных провинций и областей. В таблице не указаны геологические особенности строения провинций и областей Восточно-Сибирской мегапровинции, которая располагается в пределах Красноярского края, Иркутской области и Республике Саха-Якутия. Основные нефтегазоносные месторождения провинции приурочены к юрско-меловым и пермско-триасовым отложениям. Мощность осадочного чехла достигает 7 км и характеризуется сложным геологическим строением. Скважины, в основном, глубокие (4,5 - 6 тыс. м). Скорости бурения при вскрытии продуктивной нефтегазоносной толщи невысокие, что позволяет использовать широкий набор методов анализа бурового шлама.

Таблица 6.2.

Геолого-технологические особенности нефтегазоносных провинций и областей.

Группа	Провинции, области	Разрез				Продуктивный комплекс		
		Тип	Мощность осадочного чехла			Литологический состав	Тип коллектора	Стратиграфический диапазон нефтегазоносных комплексов
			Всего, тыс.м	В т.ч. отложений, %				
				Карбонатных	Солевых			
I	Волго-Уральская	Карбонатно-терригенный	1,5-6	70-80	до 1	Терригенно-карбонатный	Поровый, сложный	D – P
	Тимано-Печорская		0,5-6	60-70	до 1			S – T
II	Прикаспийская	Карбонатно-терригенный с налич. солей, зон АВПД	8-20	30	20	Карбонатно-терригенный	Поровый, сложный	D – K
	Предуральская		2-12	30	15			D – P
III	Западно-Сибирская	Терри-генный	2-9	1	0	Терри-генный	Поровый	T – K
IV	Северо-Кавказско-Мангышлакская	Терригенно-карбонатный с налич. солей, зон АВПД	1-12	10	3	Терригенно-карбонатнаый	Поровый, сложный	T – N
	Южно-Каспийская		3-20	15	0			K – N

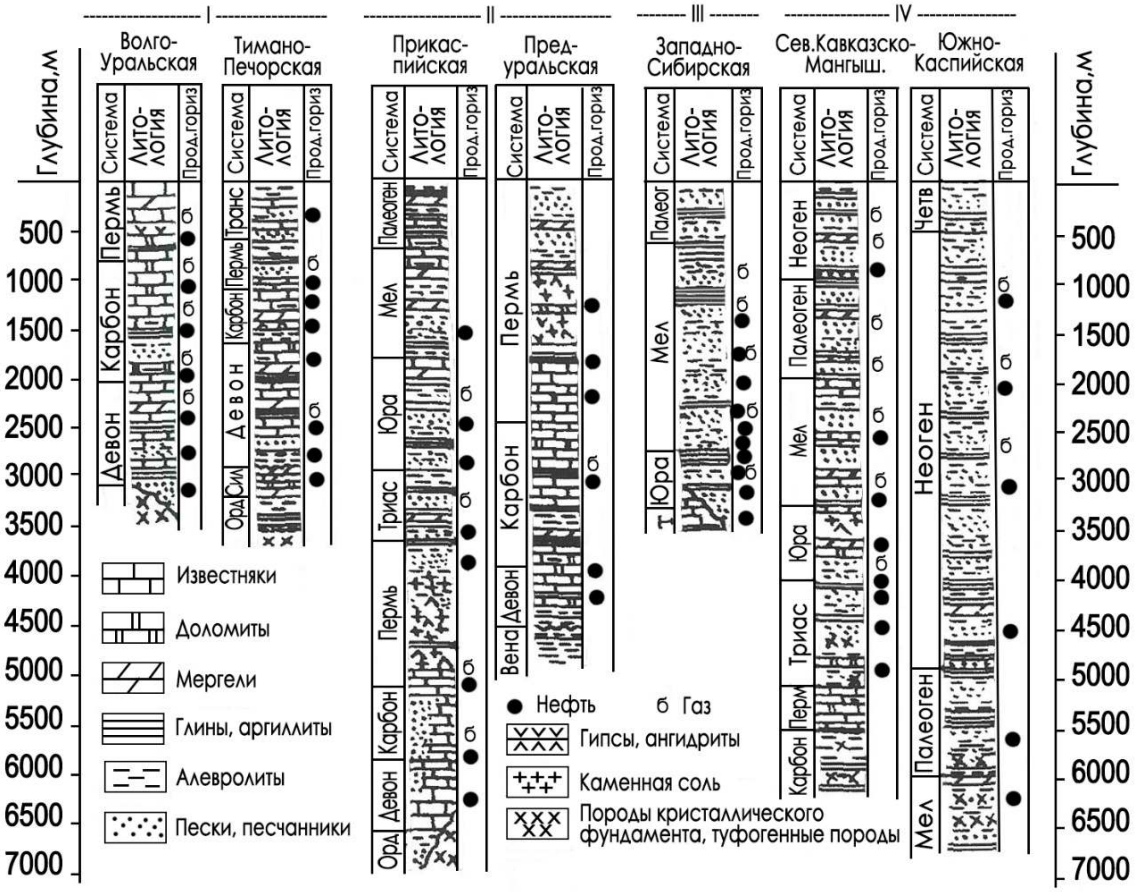


Рис.6.1. Литолого-стратиграфические особенности и нефтегазоносность различных регионов.

Сложные горно-геологические условия характерны для нефтегазоносных областей Прикаспия, Северного Кавказа и Предуралья.

В Северо-Кавказской и Прикаспийской провинциях нефтегазоносные пласты залегают на больших глубинах (>4,5 тыс.), а геологические разрезы характеризуются сложным строением с наличием зон АВПоД и АВПД, мощной толщей галогенных отложений, наличием сероводорода, высокими пластовыми давлениями, сложными типами коллекторов и т.д.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция характеризуется относительно сложными геологическими разрезами, представленными, в основном, песчано-глинистыми и карбонатными отложениями. Глубина скважин, в основном, 2,5-3 тыс. м. В большинстве случаев при проведении геолого-геохимических исследований возможно применение комплексов ГТИ, указанных в Национальном стандарте. [1]

Наиболее сложные проблемы возникают при проведении оперативных геологических исследований на нефтегазовых площадях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Высокоскоростное бурение, частое переслаивание песчаников, алевролитов и глинистых пород, осложняют применение даже стандартных геолого-геохимических исследований. Выход шлама мелких фракций (1-2 мм) также не дает возможности использовать ряд методов. Наиболее целесообразным является исследование физико-химических свойств выходящей из скважины промывочной жидкости (пульпы). [46] Предлагается разработать методы ЛБА ПЖ, газометрии с воздействием на пробу СВЧ-поля, ионометрии и др.

Значительно ограничивает применение методов геолого-геохимических исследований и добавка нефтепродуктов в ПЖ или бурение с использованием известково-битумных растворов (ИБР). Сложности возникают с пробоподготовкой отобранного для анализов шлама и проведением люминесцентно-битуминологического анализа.

При проведении газового анализа проб ПЖ необходимо ориентироваться не на концентрацию суммы УВГ, а на относительное содержание в газовой смеси метана и этана, а также на значение отношений метана и этана к сумме УВГ.

При выборе оптимального комплекса исследований необходимо учитывать наличие оборудования и аппаратуры для проведения

анализов бурового шлама и керна, а также квалификационный уровень исполнителей.

Таким образом, на выбор оптимального комплекса геолого-геохимических исследований шлама и керна в процессе бурения влияет большое количество факторов, которые необходимо учитывать, для того чтобы решать поставленные геологические задачи. Все факторы необходимо учитывать уже на стадии составления технического проекта на проведение ГТИ.

При бурении поисковых и разведочных скважин первоочередной задачей должна быть задача детального изучения геологического разреза, выявление всех перспективных на нефть и газ интервалов и высокое качество первичного вскрытия нефтегазоносных пластов, т.е. выгода от сокращения сроков строительства скважин должна стоять на втором месте.

При подходе к кровле перспективных на нефть и газ пластов необходимо применять шарошечные долота с обеспечением выхода шлама размером 4-5 мм, снижением механической скорости бурения до 10 м/ч и отказом от добавок нефтепродуктов в ПЖ.

Соблюдение перечисленных выше условий позволит существенно повысить эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ, что с лихвой перекроет минимальную выгоду от сокращения сроков строительства скважины.

6.2. Совершенствование технико-методических и программных средств анализа бурового шлама и керна.

В настоящее время в связи с увеличением объемов поискового, разведочного и эксплуатационного бурения в сложных горно-геологических условиях, увеличением объемов бурения глубоких скважин (Восточная Сибирь, Северный Кавказ, Прикаспий), частыми случаями добавок в промывочную жидкость в процессе бурения нефтепродуктов, переходом на бурение долотами истирающего типа и выносом шлама мелких фракций (≈1 мм), а также в связи с рядом других особенностей современной технологии бурения, остро стоит вопрос поиска и внедрения в практику работ геолого-геохимических исследований новых методов исследований бурового шлама и керна, автоматизации процессов анализов образцов, совершенствования методического и программного обеспечения. О необходимости

решения указанных проблем постоянно напоминают ученые и специалисты в области ГТИ. [10, 43, 44]

До начала 80-х годов практически все исследования бурового шлама и керна на скважинах проводились без использования инструментальных методов. Описание пород производилось с помощью лупы, карбонатность определялась с помощью пипетки с соляной кислотой, определение плотности пород – с помощью пикнометра и т.д.

Только во второй половине 80-х начали интенсивно развиваться инструментальные методы исследований шлама и керна. В тресте "Саратовнефтегеофизика" совместно с МИНХ и ГП им И.М. Губкина проводились опытно-методические работы по элементному анализу и ИК-спектрометрии [4], во ВНИИ Нефтепромгеофизика – работа по методам ЭПР-спектроскопии, пиролиз и ОВП [22], во ВНИИЯГГ и тресте "Татнефтегеофизика" - работа по ЯМР-анализу горных пород [36] и т.д.

В начале 2000-х в ОАО НПП "ГЕРС" был впервые разработан автоматизированный комплекс оперативного анализа шлама и керна, в котором предусматривалась автоматизация процесса пробоподготовки проб шлама, измерения его основных параметров с фотографированием результатов макро- и микроскопии, ЛБА и автоматической обработкой и представлением результатов карбонатометрии, ИК-спектрометрии, плотнометрии и пористости горных пород.[43]

Освоение серийного выпуска разработанной аппаратуры, методического и программного обеспечения и внедрение в производство позволило резко повысить качество и достоверность полученной информации и сократить время пробоподготовки и анализа шлама и керна.

Для дальнейшего развития оперативных геолого-геохимических исследований, как показывает отечественный и зарубежный опыт, необходимо шире использовать новые инструментальные методы исследования (пиролиз горных пород, ЭПР-спектроскопию, ЯМР-анализ, рентгенодифракционный и рентгенофлуоресцентный анализы, ИК-спектрометрию) с применением малогабаритной, портативной аппаратуры с высокой степенью автоматизации процессов измерения и обработки результатов анализов.[2, 44]

Внедрение в практику работ перечисленных выше методов позволит решать основные геологические задачи с малыми объемами и массой

образцов, незначительными размерами шлама (1-3 мм), высокой скоростью проведения анализов и автоматической обработкой результатов измерений с применением ПК.

При высокой механической скорости бурения (>40 м/ч) и применением долот истирающего типа применение оперативных методов исследования бурового шлама резко ограничивается. В связи с этим, особенно при исследовании эксплуатационных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, необходимо искать принципиально новые методы исследований с использованием выходящей из скважины промывочной жидкости с взвешенными мелкими (≈1 мм) частицами бурового шлама. Наиболее перспективными, как указывалось выше, являются ЛБА промывочной жидкости на выходе из скважины, ионометрия, экспресс-газометрия и др.

Учитывая специфику геолого-геохимических исследований шлама, керна и ПЖ при бурении опорно-параметрических, глубоких поисковых и разведочных скважин, целесообразно всю аппаратуру и оборудование размещать в отдельном геологическом модуле с наличием необходимых средств пробоподготовки, лабораторных столов, вытяжных шкафов, холодильников и спецотсеков для хранения химреактивов и т.д.

Вся необходимая информация из технологического модуля станции ГТИ должна быть доступна оператору-геологу, и вся геологическая информация должна выводиться на монитор ПК оператору-технологу.

Обязательным условием является громкоговорящая связь.

Такая схема проведения геолого-технологических исследований повысит эффективность решения геологических задач и безопасность работ.

7. Газовый каротаж.

7.1. Цели и задачи газового каротажа.

Газовый каротаж является обязательной составляющей частью геолого-технологических исследований (ГТИ) и проводится обычно совместно с использованием методов расходо- и термометрии, детального механического каротажа (ДМК), резистивиметрии промывочной жидкости (ПЖ) и др. Газовый каротаж является прямым методом выявления нефтегазоносных пластов.

Основная цель газового каротажа состоит в выявлении продуктивных нефтегазоносных пластов в разрезе скважины, а также предупреждении внезапных выбросов нефти и газа в процессе проводки скважины.

К основным задачам газового каротажа относятся:

- выявление перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе скважины;
- определение характера насыщения перспективных интервалов:
- выделение нефтегазонасыщенных коллекторов;
- выявление зон аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых (АВПД) давлений;
- раннее обнаружение повышенной газонасыщенности промывочной жидкости на выходе из скважины и предупреждение внезапных выбросов нефти и газа в процессе бурения скважины.

Цели и задачи отличаются в зависимости от категории скважины и горно-геологических условий района работ.

При исследовании опорно-параметрических, поисковых и разведочных скважин основной целью является выявление всех потенциально перспективных на нефть и газ интервалов.

При бурении эксплуатационных скважин основная цель – предупреждение внезапных выбросов нефти и газа, для чего необходимо измерять суммарное содержание УВГ или концентрацию метана в газовоздушной смеси не только на выходе из скважины, но и на входе и проводить непрерывное определение $\Delta Г_{сум}$ или ΔCH_4 с учетом времени отставания. Желательно также измерять плотность промывочной жидкости, как поступающей в скважину, так и выходящей из нее.

При бурении скважин в Прикаспийской, Тимано-Печорской, Южно-Каспийской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинциях и областях первоочередной задачей становится выявление зон аномально высоких поровых и пластовых давлений.

При исследовании горизонтальных скважин основная задача – не выйти за пределы нефтегазоносного пласта, т.е. главное – контролировать суммарное содержание ГВС и, в обязательном порядке, компонентный состав газа. При выходе из пласта и вскрытия кровли будет наблюдаться повышение относительного содержания тяжелых углеводородов, а при выходе из зоны водонефтяного контакта – повышение относительного содержания метана.

7.2. Краткая история развития газового каротажа.

В 1933 году В.А. Соколовым и М.В. Абрамовичем впервые были сделаны эпизодические отборы проб промывочной жидкости (ПЖ) в процессе разбуривания перспективных нефтегазоносных интервалов и выполнены анализы выделившейся газовой смеси. Анализ проведенных работ дал положительные результаты.

В 1934 году В.А. Соколов и М.Н. Бальзаминов провели первые систематические исследования по отбору проб ПЖ и анализу газа в разведочных скважинах №3 и №4 Ачи-Су. Цель работы – обнаружить связь между изменением содержания углеводородных газов с увеличением глубины скважины. Из-за несовершенства технико-методических средств положительных результатов не было получено и работы в этом направлении были приостановлены.

В 1938-39г.г. работы по газометрическим исследованиям ПЖ были продолжены Г.А. Могилевским. Он предложил метод исследования УВГ в пробах ПЖ, который назвал – «циркуляционной газометрией». Метод заключался в непрерывном отборе проб газа из ПЖ в условиях небольшого разряжения, которое создавал специально сконструированный аппарат. Широкое развитие газометрия получила после образования специализированной конторы "Нефтегазосъемка" в 1941 году. В этом же году И.С. Соловьева, М.М. Элинсон и др. начали разработку методики применения газометрии ПЖ в процессе бурения, но из-за отсутствия соответствующей аппаратуры и низкой эффективности проведенных исследований работы были приостановлены.

Бурное развитие технических и методических средств газового каротажа началось в послевоенный период с созданием первых отечественных газокаротажных станций.

В развитии газового каротажа с 1949г. по 1985г. Л.И. Померанц выделяет четыре этапа.[45]

Первый этап (1949-1959г.г.) связан с разработкой и внедрением полуавтоматических газокаротажных станций ПГКС-1, ПГКС-2 и ГКС-3 (Ю.М. Юровский, Л.А. Галкин, Б.В. Владимиров, Г.И. Эпштейн и др.). На этом этапе с помощью газового каротажа проводилось выделение в разрезе скважины перспективных на нефть и газ интервалов без точной привязки к глубинам их залегания. Эффективность метода была невысокой и данные газового каротажа редко использовались при оперативной интерпретации промыслово-геофизических данных.

Второй этап развития газового каротажа (1960-1965г.г.) был связан с разработкой приборов для компонентного газового анализа – хроматографов ХТ-2М (А.М. Туркельтауб, А.А. Дацкевич, В.А. Жуховицкий и др.) и ГСТ-Л (Б.В. Владимиров и др.). Оснащение газокаротажной службы автоматическими газокаротажными станциями АГКС-55/59 с хроматографом ХТ-2М позволило дополнить данные о суммарном содержании УВ в ПЖ данными компонентного газового анализа.

В этот период большое распространение получили термовакуумные дегазаторы (ТВД) эпизодического действия (Б.В. Владимиров и др.), которые обеспечивали глубокую дегазацию ПЖ и за счет этого выделяли в разрезе скважины часть нефтегазоносных пластов, пропускаемых станцией АГКС-55/59. Методика проведения газового каротажа с отбором проб ПЖ в желобе буровой, их дегазации с помощью ТВД и последующего компонентного анализа извлеченной из пробы ПЖ газовой смеси получила название методики ТВД.

Третий этап в развитии метода газового каротажа (1966-1971г.г.) был связан с широкой автоматизацией газокаротажных исследований на базе внедрения станции АГКС-65 и методики интерпретации зарегистрированной ею информации. Разработанная Всесоюзным научно-исследовательским институтом геофизических методов разведки (ВНИИГеофизика) станция АГКС-65 (Л.И. Померанц, Г.И. Эпштейн и др.) обеспечивала автоматическую регистрацию в масштабе глубин расширенного комплекса параметров: суммарные газопоказания, расход ПЖ на «выходе» скважины, продолжительность

бурения 1 м скважины и коэффициент разбавления – параметр, связывающий газонасыщенность ПЖ с суммарным содержанием УВ в пласте, вскрытом скважиной, и эпизодический компонентный анализ ГВС на содержание УВГ. Разработанная ВНИИГеофизикой методика «количественной интерпретации» (Л.И. Померанц, Г.Г. Яценко, Р.Н. Маврычева и др.) позволила по информации, зарегистрированной станцией, определять содержание нефти и газа в пластовых условиях в единице объема пласта с помощью нового предложенного параметра – приведенных газопоказаний. По величине этого параметра пласты с близким компонентным составом разделялись на нефтегазоносные и водоносные.

Четвертый этап в развитии метода газового каротажа (с 1972г. по 1985г.) связан с оснащением отечественной газокаротажной службы автоматической газокаротажной станцией АГКС-4АЦ, разработанной ВНИИГеофизикой (Л.И. Померанц, Г.И. Эпштейн и др.) совместно с ВНИИКА Нефтегаз (А.А. Дацкевич, С.Э. Симонгауз и др.). Станция АГКС-4АЦ была оснащена хроматографом ХГ-1Г с порогом чувствительности к УВ порядка 10^{-4}% и временем цикла анализа порядка 2 мин, обеспечивающим проведение компонентного газового анализа с чувствительностью в 250 раз более высокой и экспрессностью, в 3 раза большей, чем у хроматографа ХТ-2М, аппаратурой для регистрации результатов компонентного анализа по стволу скважины в функции глубин для определения и регистрации приведенных газопоказаний.

Начиная с 1968 года, параллельно с развитием аппаратурно-методических средств газового каротажа развивается служба контроля параметров бурения.

В 1968 году в тресте "Тюменьнефтегеофизика" была создана опытно-методическая партия, где под руководством Э.Е. Лукьянова была разработана станция АСПБ, в которой газоаналитическая аппаратура дополнялась блоком измерения технологических параметров, т.е. возникла служба геолого-технологического контроля, впоследствии переименованная в службу геолого-технологических исследований.

Этапы развития службы подробно рассмотрены Э.Е. Лукьяновым [42] и поэтому в данной работе не приводятся.

Более подробно остановимся на процессе развития газоаналитической аппаратуры и методического обеспечения.

Следующие этапы развития газового каротажа связаны с постсоветским периодом.

В начале 90-х годов по заданию Минэнерго РФ разработкой полевого хроматографа для станций ГТИ занималась Саратовская опытно-методическая партия, где под руководством Л.М. Чекалина был разработан хроматограф "Геопласт" с циклом анализа УВГ 240 с.

В 1998 году в ОАО НПП "ГЕРС" был разработан и запущен в серийное производство хроматограф ГХ-П001 (Э.Е. Лукьянов, Л.Я. Цыглеев, О.Х. Бурханов) с циклом анализа 90 с, позволяющий измерять и изомеры (изобутан, изопентан).[47]

Во ВНИИ Нефтепромгеофизика в конце 90-х годов был разработан и освоен производством хроматографический комплекс "АСТРА" (Ш.Я. Махмутов, П.П. Муравьев, А.В. Артемов). Хроматограф был разработан с использованием пламенно-ионизационного детектора (ПИД), что позволило резко повысить чувствительность (до $1 \cdot 10^{-6}$ по пропану) с продолжительностью цикла анализа не более 100 с. [48]

В 1995 году был запущен в работу комплекс ГЕОТЕК (ЗАО "Геотехнология", г. Саратов) с газометрическим комплексом, включающим хроматограф и датчики суммарного газосодержания.[49]

В конце 90-х годов в ОАО НПП "ГЕРС" под руководством Э.Е. Лукьянова был разработан двухканальный газоанализатор суммарного содержания УВГ «Агат», работающий с использованием инфракрасных газовых сенсоров (ИГС). Газоанализатор «Агат» нашел массовое применение в станциях ГТИ «Разрез-2», выпускаемых в ООО НПК "Геоэлектроника сервис".

После 2000-х годов продолжалась модернизация применяемых в станциях ГТИ хроматографов. Был модернизирован ГХ-П001, что позволило сократить время анализа до 70 с, с чувствительностью по метану $1 \cdot 10^{-4}$. Хроматограф «АСТРА-2» также был значительно усовершенствован и освоен серийным производством под названием «РУБИН».[50]

В то же время по инициативе Э.Е. Лукьянова в ОАО "Сургутнефтегаз" были поставлены станции ГТИ с масс-спектрометрами вместо хроматографов, что позволило значительно расширить спектр измеряемых газов, в т.ч. неуглеводородных.

В настоящее время в ООО НПК "Геоэлектроника сервис" освоено серийное производство хроматографов ГХ-П001.2-2М, которые позволяют измерять и регистрировать не только уклеводоодные газы,

но и водород, что значительно повышает эффективность газового каротажа.

В компании разработаны также двухканальный хроматограф ГХ-П «Кварц-2К», позволяющий сократить время одного цикла анализа в 2 раза, и хроматораф ГХ-П «Кварц-ПИД» с пламенно-ионизационным детектором.

Программное обеспечение разрабатывалось для каждого хроматографа и хроматографического комплекса и поставлялось вместе с аппаратурой.

Параллельно с развитием технических средств газового каротажа совершенствуется и методическое обеспечение. Разрабатываются методики количественной интерпретации данных газового каротажа с использованием величины остаточной газонасыщенности флюида пласта, обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) и комплекса флюидных коэффициентов легких углеводородов метан-бутан. [42]

За рубежом компания Geoservices, являющаяся отделением фирмы Schlumberger, разработала систему FLAIR, в которой извлечение газа из ПЖ осуществляется комплексом аппаратуры Flex, путем подогрева до определенной температуры при постоянном заданном давлении фиксированных по объему проб ПЖ.[4] После дегазации ПЖ углеводородные газы подаются в анализатор, состоящий из хроматографа с пламенно-ионизационным детектором, совмещенного с масс-спектрометром.

Анализ газа в каждой пробе от метана до пентана производится за 30 с, а расширенный анализ до C_8H_{18} (октан) – за 85-90 с.

В настоящее время в НППГА "ЛУЧ" (г. Новосибирск) разработан аппаратурно-методический и программный комплекс СГТИ «КАМА», который, по заверениям авторов проекта, не уступает зарубежным аналогам. [10] СГТИ «КАМА» позволяет проводить экспресс-анализ извлеченной из ПЖ газовой смеси на углеводородные и неуглеводородные газы.

В развитии газового каротажа большой вклад в разные годы внесли В.А. Соколов, Г.Г. Могилевский, Б.В. Владимиров, Ю.М. Юровский, Г.И. Эпштейн, Л.А. Галкин, Л.И. Памеранц, С.Э. Симонгауз, А.М. Левит, П.А. Левшунов, О.А. Черемисинов, Л.М. Чекалин, А.И. Толчинский, С.В. Кожевников, Б.А. Головин, В.М. Кузьмин, В.С. Лопухов, К.М. Снарский, Ш.Т. Мусяков, С.Н. Шматченко, А.И. Чиж, Э.Я. Лукьянов, Л.Я. Цыглеев, П.П. Муравьев, С.К. Сидорович, Т.Н.

Нестерова, С.Н. Шерстнев, В.Ф. Антропов, Г.Н. Леоненко, М.Г. Лугуманов, Ш.Я. Махмутов и многие другие.

7.3. Природные газы – источник геохимической информации.

Газовый каротаж заключается в исследовании содержания и состава углеводородных газов в ПЖ в процессе бурения скважин.

Углеводородные газы находятся в горных породах в следующих формах: газы сорбированные, которые могут быть адсорбированные и абсорбированные, водорастворенные, растворенные в нефтях, газогидратные и в свободном состоянии. [51, 52, 53]

Из осадочных горных пород наиболее слабыми сорбционными свойствами обладают известняки. В песчаниках сорбция УВГ возрастает, особенно содержание метана. Но наибольшей сорбционной способностью обладают глины, где содержание УВГ в 2-3 раза выше, чем в известняках, и резко возрастает относительное содержание тяжелых углеводородов.

Сорбционная активность горных пород зависит от их минерального состава, температуры, давления, смачиваемости и влажности, состава газа и т.д. [53]

В подземных водах нефтегазоносных месторождений всегда содержатся водорастворенные газы.

Основные газовые компоненты: метан, азот, углекислый газ, реже сероводород и в незначительных количествах – гомологи метана.

В составе газов вод вблизи нефтегазоносных пластов возрастает концентрация углеводородных газов, которая постепенно убывает с удалением от пластов.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. С повышением минерализации вод растворимость газа в них снижается. Газосодержание в воде незначительно и обычно колеблется в пределах от 0,2 $м^3/м^3$ до 2 $м^3/м^3$.

По своему составу пластовые воды, находящиеся рядом с нефтеносным пластом, представляют собой метановые соленые воды с повышенным содержанием йода, брома, аммония. Непосредственно вблизи залежи нефти в подземных водах появляется незначительное количество этана, пропана и бутана.

Газы, растворенные в воде, для различных нефтегазоносных провинций и даже отдельных месторождений резко отличаются, как по газосодержанию, так и по относительному составу природного газа.

В районе Сев. Кавказа в меловых и палеогеновых отложениях содержание метана в водах составляет 80-95%, азота 5-20%.[51] На ряде участков содержание C_2H_6+высш. достигает 8-9%, а CO_2 – 18%. В газе в небольших количествах содержится гелий и аргон. В юрских отложениях преобладает азот (82-86%), углеводородных газов не более 15-16%. Воды, как правило, недонасыщены газом.

Для отложений Волго-Уральской провинции характерно высокое относительное содержание углеводородных газов (>50%) и высокая общая газонасыщенность природных вод.

В таблице 7.1. по данным И.И. Нестерова показана насыщенность подземных вод углеводородными газами для мезозойско-кайнозойских отложений Зап. Сибири.

Таблица 7.1.

Среднее относительное содержание углеводородных газов, растворенных в подземных водах мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности.

Система, отдел, ярус	**Площадь, тыс. км^2**	**Средняя мощность, м**	**Средняя песчанистость, %**	**Средняя открытая пористость, %**	**Средняя газонасыщенность, м^3/м^3**	**Среднее содержание**			
						CH4 в газе, %	**C_2-C_5 в газе, %**	**C_2-C_5 в воде, %**	**C_2-C_5 в воде, м^3/м^3**
Нижнеюрский, среднеюрский	2096	360	50	15	2	82	2,6	5,2	$520\cdot10^{-4}$
Верхнеюрский	2287	175	22	19	2	85	2,5	5	$500\cdot10^{-4}$
Нижнеюрский, среднеюрский, нижнемеловой	2010	215	22	20	0,95	92	2,1	2	$200\cdot10^{-4}$
Верхнеюрский, нижнемеловой	2250	120	47	21	0,71	99	1,5	1,1	$110\cdot10^{-4}$
Готеривский, барремский, частично аптский	2527	450	41	20	1,1	95	1,2	1,3	$130\cdot10^{-4}$
Аптский, альбский, сеноманский	2656	580	59	22	1,1	90	0,31	0,31	$31\cdot10^{-4}$
Верхнемеловой (без сеномана)	2668	275	21	21	0,15	88	0,13	0,02	$2\cdot10^{-4}$
Палеогеновая	2520	200	3	20	0,05	13	0,01	$5\cdot10^{-4}$	$0,05\cdot10^{-4}$
Четвертичная	2800	100	54	20	0,01	10	-	-	-

Из таблицы хорошо видно, что с увеличением возраста пород газонасыщенность подземных вод возрастает, относительное содержание тяжелых УВГ увеличивается, пористость пород уменьшается незначительно.

Как правило, часть пустотного пространства пород-коллекторов занята так называемой остаточной водой, которая удерживается в пустотном пространстве пород под влиянием сил молекулярного притяжения составляющих породы в виде пленки и в закрытых или тупиковых порах и трещинах. [53]

В карбонатных породах процент остаточной воды ниже, чем в терригенных породах при прочих равных условиях.

Остаточная вода в пределах нефтяных и газовых залежей может занимать от 5 до 80% объема пор и трещин в породе.

Содержание растворенного газа в нефти оценивается количеством газа в $м^3$ при атмосферных условиях на 1 т или 1 $м^3$ нефти. Величина газового фактора нефти (ГФН) изменяется в очень широких пределах от 11 $м^3/т$ для месторождений Республики Татарстан до 100 $м^3/т$ и выше для месторождений Западной Сибири. В таблице 7.2. приведены значения ГФН для различных нефтяных месторождений в ряде областей России. [54]

Таблица 7.2.

Значения газового фактора нефти в районах России

Район	**Газовый фактор, $м^3/м^3$**			**Количество залежей в выборке**
	min	**max**	**средний**	
Пермский край	4	193	49,1	118
Республика Татарстан	2	63	25	140
Республика Башкортостан	1	204	38,3	111
Оренбургская область	10	73	30	28
Саратовская область	17	468	80	43
Волгоградская область	12,5	287	84	24
Красноярский край	28	236	104	35
Ставропольский край	41	244	108	24
Западная Сибирь	20,5	244	80	93
Сахалин	10	220	124	40

Газовый фактор нефти может изменяться для разных пластов даже в пределах одного месторождения. Чем выше ГФН, тем выше газонасыщенность пород и выше вероятность выделения нефтенасыщенных пластов по данным газового каротажа.

Так в Республике Татарстан нефтенасыщенные пласты, даже при применении дегазаторов с принудительным дроблением потока ПЖ, выделяются, нередко, положительными аномалийными значениями $1 \cdot 10^{-2}$ % суммы УВГ, при фоновых показаниях $1 \cdot 10^{-4}$ %.

В Прикаспии и районах Сев. Кавказа нефтеносные пласты выделяются по показаниям суммы УВГ значениями 0,5-1,0% и выше, при фоновых значениях 0,1%.

При выборе технических средств газового каротажа данный фактор обязательно необходимо учитывать, особенно при выборе газоанализаторов и хроматографа.

Относительный состав углеводородных газов нефтяных месторождений изменяется также в широких пределах. В таблице 7.3. приведен состав попутного газа для ряда нефтяных месторождений.

Таблица 7.3.

Состав газа, % об.

Месторож-дение	**CH_4**	**C_2H_4**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**C_5H_{12+B}**	**CO_2**	**H_2S**	**N_2**
Туймазинское	41,00	21,00	17,40	6,80	4,60	0,10	2,00	7,10
Ишимбайское	42,40	12,00	20,50	7,20	3,10	1,00	2,80	11,00
Мухановское	30,10	20,20	23,60	10,60	4,80	1,50	2,40	6,80
Самотлорское	53,40	7,20	15,10	8,30	6,30	0,10	-	9,60

Из таблицы видно, что кроме углеводородных газов в составе попутных газов содержатся и неуглеводородные газы: азот, углекислый газ, а иногда и сероводород. Особенно большое количество сероводорода наблюдается при вскрытии нефтегазоносных пластов в районах Прикаспия.

Отмечено, что относительный состав газа меняется (таблица 7.4.) в зависимости от возраста пород. [42]

Таблица 7.4.

Средний состав основных компонентов нефтяных попутных газов

Возраст пород	**Состав газов, % об.**									
	CH_4	**C_2H_6**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**C_5H_{12}**	**C_6H_{14}**	**H_2S**	**CO_2**	**He/Ar**	$\frac{CH_4}{\sum C_2H_6 - C_6H_{14}}$
Плиоцен	90,9	3,3	1,8	1,0	0,9	-	-	1,80	-	12,98
Миоцен	84,57	2,56	1,47	1,06	1,45	-	0,01	7,68	0,52	12,93
Олигоцен	76,10	5,11	6,16	6,35	3,29	0,05	0,06	1,48	-	3,63
Эоцен	76,02	7,46	6,32	3,35	3,32	-	-	3,28	0,13	3,72
Палеоцен	76,91	5,67	4,60	3,26	2,75	0,07	-	3,73	-	4,91
Нижний мел	87,33	3,13	2,00	0,82	0,22	0,02	1,23	1,67	0,15	14,11
Юра	72,36	8,44	6,25	5,62	1,71	-	0,86	1,47	0,18	3,29
Нижняя пермь	59,92	14,96	10,13	5,36	2,04	0,18	1,27	1,00	0,35	1,83
Средний карбон	39,49	14,46	13,09	6,96	3,33	0,13	0,87	0,52	-	1,09
Нижний карбон	56,52	10,11	8,59	4,47	2,21	0,12	0,85	1,53	0,65	2,22
Девон	44,63	14,82	16,13	7,99	3,16	0,35	0,16	0,48	2,50	1,05

В составе попутного газа нефтяных месторождений, приуроченных к отложениям карбона и девона, объёмное содержание метана не превышает 50-60% и резко возрастает, по сравнению с газовыми месторождениями, содержание этана, пропана и бутана. Для нефтяных месторождений нижнего мела и юры состав попутного газа меняется в сторону увеличения доли лёгких углеводородов, увеличивается и значение флюидного коэффициента $\frac{CH_4}{\sum C_2H_6-C_5H_{12}}$ от 1,05 – для месторождений девонского возраста, до 14,11 – для месторождений нижнемелового возраста.

Природные газы в свободном состоянии образуют газовые залежи. Газовые залежи обнаружены не только в осадочных горных породах, но и в метаморфических и магматических. Газовые залежи имеют преимущественно высокое содержание метана и очень низкое – тяжелых углеводородов. [55] Относительный состав газов газовых и газоконденсатных месторождений России приведен в таблице 7.5.

Пропуски газонасыщенных и газоконденсатных залежей при соблюдении основных требований, предъявляемых к технике, и методики проведения газового каротажа маловероятны в связи с высокой газонасыщенностью ПЖ. Но необходимо учитывать, что в связи с преобладанием в составе газа метана, при бурении с большим превышением забойного давления над пластовым до 90% газа может не попасть в ПЖ, ввиду опережающей фильтрации, и пласт может быть пропущен.

Высокое содержание метана в газовых залежах позволяет в качестве газоанализаторов использовать на выходе из скважины, непосредственно на устье, датчики для измерения CH_4 в ГВС. Использование датчика CH_4 необходимо и для предупреждения аварийных ситуаций, связанных с внезапными выбросами газа. Движение ГВС по газовоздушной линии при расположении станции ГТИ от буровой 100 м может составить до 5 мин, что недопустимо велико для своевременной реакции на внезапное резкое повышение газосодержания в ПЖ.

Большинство природных газов, в т.ч. УВГ образуют гидраты, которые существуют при определенных термобарических условиях. Они встречаются в морских донных отложениях и в областях вечномерзлых пород.

Таблица 7.5.

Характеристика свободных газов газовых и газоконденсатных месторождений

Район	**Месторождение**	**Состав газа, % объем.**						
		CH_4	**C_2H_4**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**C_5H_{12+B}**	**CO_2**	**N_2+ редкие**
Саратовская обл.	Карамышское	93,4	2,7	0,9	0,4	0,2	0,1	2,3
Волгоградская обл.	Коробковское	96,0	-	-	-	-	-	4,0
Оренбургская обл.	Оренбургское	78,9	1,5-5,5	1,0-2,5	0,8-2,1	0,3-1,3	0,2-2,0	2,5-5,0
Краснодарский край	Каневское	97,77	0,35	0,21	0,1	0,57	-	1,0
Савропольский край	Северно-Ставрапольское	97,6	0,08	0,01	0,01	-	1.2	1,1
Республика Коми	Печоргородское	97,6	-	-	-	-	0,1	2,3
Тюменская обл.	Уренгойское	99,23	0,09	-	-	-	0,28	0,4
Иркутская обл.	Марковское	82,5	7,0	2,9	0,8	2,9	0,6	3,3
Сахалин	Волчанское	96,6	0,9	0,1	-	-	0,2	2,9

Благодаря своей структуре, один объем гидрата может содержать до 180 объемов чистого газа. Плотность гидрата ниже плотности воды и льда. Для гидрата метана плотность 0,9 г/см^3.

При повышении температуры и уменьшении давления гидрат разлагается на газ и воду с поглощением большого количества теплоты. [56]

При повышении температуры происходит разложение гидратов, что приводит к разрушению горной породы в околоскважинном пространстве с образованием каверн. Для начала разложения гидрата в пластовых условиях достаточно повысить температуру на 5-6,5ºС. [57]

При температуре ПЖ > +20ºС и пластовой температуре +10ºС разложение гидратов на забое скважины и в выбуренной породе при ее подъеме вместе с ПЖ к поверхности приводит к резкому увеличению газонасыщенности ПЖ и резкому снижению ее плотности, что может привести к выбросу газа и кавернообразованию.

В связи с этим вскрытие газогидратных залежей требует специальной технологии проводки скважины и первичного вскрытия пластов.

При проведении газового каротажа необходимо соблюдать те же требования, что и при исследовании газовых залежей.

При вскрытии скважиной пласта-коллектора, газ, содержащийся в породе, при ее разрушении будет поступать в циркулирующую через забой скважины ПЖ и с ней выноситься на устье скважины. На устье скважины часть ПЖ дегазируется с помощью дегазатора, выделившаяся ГВС через осушитель попадает в газовоздушную линию (ГВЛ) и за счет разряжения, создаваемого вакуум-насосом, поступает в газоаналитический комплекс станции ГТИ.

В процессе проведения газового каротажа измеряются обычно предельные углеводороды: метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан.

Наиболее информативными для выделения нефтегазоносных пластов в настоящее время считаются предельные углеводороды, особенно метан, этан и пропан, а также изосоединения. Намечается использование для этих целей непредельных и ароматических УВ. [58] Перспективным направлением следует считать использование информации о содержании в горных породах неуглеводородных газов: азота, гелия, углекислого газа и др.

7.4. Процессы газообогащения и изменения состава углеводородных газов при вскрытии пласта и движения промывочной жидкости от забоя до устья скважины.

Газонасыщенность промывочной жидкости (ПЖ), измеренная на устье, а тем более у вибросита, не соответствует истинной величине газонасыщенности горной породы вскрытого пласта-коллектора и может быть значительно ниже.

Основными факторами снижения газонасыщенности являются опережающая фильтрация пластового флюида под долотом при вскрытии пласта, изменение газонасыщенности и состава газа при движении забойной порции ПЖ от забоя скважины до места отбора пробы на анализ.

Процессами опережающей фильтрации наиболее полно занимался О.А. Черемисинов.[55]

Было доказано, что опережающая фильтрация определяется большим количеством факторов, основными из которых являются: водоотдача ПЖ, величина перепада давления на забое скважины, скорость бурения, проницаемость пород пласта.

Водоотдача ПЖ под долотом на забое скважины в процессе бурения отличается от водоотдачи обычной под воздействием давления тем, что при бурении промывочная жидкость из насадок долота истекает с большой скоростью, изменяя структуру ПЖ при ударе ее о забой скважины, выделяя до 90% мобилизованной воды. [55] Вода попадает в поры и трещины породы пласта и оттесняет пластовый флюид.

Скорость движения фронта опережающей фильтрации ($V_Ф$)

$$V_Ф = \frac{Q_{оф}}{К_п F_ф} \qquad (7.1)$$

где: $Q_{оф}$ – расход фильтрата ПЖ в пласт;
$К_п$ – пористость пород коллектора;
$F_ф$ – площадь поверхности фильтрации на забое.

Величину $Q_{оф}$ можно определить по уравнению Ламба-Форхгеймера

$$Q_{оф} = \frac{2 d_н К_{пр} \Delta\rho}{\mu} \qquad (7.2)$$

где: $d_н$ – диаметр долота;
$К_{пр}$ – проницаемость пород пласта;
Δp – перепад давления на забое скважины;
μ – вязкость фильтрующейся жидкости.

Скорость движения фронта опережающей фильтрации всегда меньше скорости вытеснения газа ввиду различия в величине плотности воды и пластового флюида.

При низкой проницаемости пород коллектора скорость опережающей фильтрации незначительна и практически постоянна, особенно при незначительной величине перепада давлений в системе скважина – пласт.

При высоких значениях пористости и проницаемости пород коллектора особенно при вскрытии пластов с большим превышением забойного давления над пластовым скорость опережающей фильтрации будет высокой и значения $Q_{оф}$ также резко возрастут.

Величина $Q_{оф}$ будет зависеть не только от коллекторских свойств пласта, но и от типа применяемой промывочной жидкости.

Все промывочные жидкости делятся на три группы:

– на водной основе;
– на углеводородной основе;
– аэрированные жидкости и пены.

Промывочные жидкости на водной основе подразделяются:

– безглинистые с технической водой;
– полимер-эмульсионные;
– глинистые.

Глинистые могут быть на основе пресной воды и на основе минеральной воды.

Растворы на углеводородной основе (РУО) предназначены для вскрытия продуктивных пластов. РУО делятся на безводные суспензии и инвертные эмульсии, которые отличаются по составу (таблица 7.6.).

Как видно из таблицы, в составе безводных суспензий, с использованием которых и вскрывается большая часть коллекторов, вода практически отсутствует, что приводит к незначительным величинам $Q_{оф}$ при вскрытии пласта.

Этот фактор необходимо учитывать при расчете значений нефтегазосодержания коллектора.

Таблица 7.6.

Состав растворов на углеводородной основе.

Безводные суспензии		**Инвертные**	
Состав	**%**	**Состав**	**%**
Углеводородная жидкость (нефть, дизтопливо)	до 65	Углеводородная жидкость (нефть, дизтопливо)	15-55
Окисленный битум	10-20	Минерализованная вода	до 75
CaO (известь)	15-20	Эмульгатор	1-5
ПАВ	1-2,5	Твердый эмульгатор	1-3
Вода	до 3		

При вскрытии газоносного пласта будет происходить обогащение ПЖ газом на величину $\Delta q_г$, которую можно рассчитать по формуле: [45]

$$\Delta q_г = \frac{10 F_г}{E} + q_{вх} - 10^3 Г_{шл}, \quad (7.3)$$

где: $F_г$ – остаточное кажущееся газосодержание пласта;

E – коэффициент разбавления;

$q_{вх}$ – газонасыщенность ПЖ на входе в скважину;

$Г_{шл}$ – газонасыщенность шлама.

Величина $F_г$ определяется как

$$F_г = 10^{-2} F_{ог} \cdot К_п, \quad (7.4.)$$

где: $F_{ог}$ –остаточная кажущаяся газонасыщенность пласта.

Величина $F_{ог}$ представляет собой отношение объема УВГ, содержащихся во вскрытой части пласта в пластовых условиях (с учетом явления опережающей фильтрации), к общему объему порового пространства вскрытой скважиной части пласта.

Так как в газоносном пласте углеводородных газов больше, чем неуглеводородных, $F_{ог}$ определяется по формуле:

$$F_{ог} = (1 - К_{офг}) К_г, \quad (7.5.)$$

где: $К_{офг}$ – коэффициент опережающей фильтрации для газоносного пласта;

$К_г$ – коэффициент газонасыщенности пласта.

Величина $К_г$ характеризует величину отношения порового пространства пород пласта, заполненного газом, к общему объему порового пространства пласта.

Подставляя значение $F_г$ в формулу 7.3. получим:

$$\Delta q_г = 0{,}5\,\frac{(1-К_{оф})\cdot К_п \cdot К_г}{E} + q_{вх} - 10^3 \Gamma_{шл}, \qquad (7.6.)$$

При вскрытии нефтегазосодержащего пласта:

$$\Delta q_г = 0{,}1\,\frac{G_н(1-К_{оф})\cdot К_п \cdot К_н}{E B_н} + q_{вх} - 10^3 \Gamma_{шл}, \qquad (7.7.)$$

где: G – газовый фактор нефти в пластовых условиях;

$В_н$ – коэффициент увеличения объема нефти от растворения в ней газа в пластовых условиях.

В настоящее время нельзя дать количественную оценку величины опережающей фильтрации ввиду влияния на значение $V_{оф}$ и $К_{оф}$ многочисленных факторов: физико-химических свойств горных пород и промывочной жидкости, применяемой технологии бурения, горно-литологических условий района работ и т.д.

На забое глубоких скважин наблюдаются высокие температура (до100-150ºС) и давление (80-100 МПа), [59] что способствует переходу углеводородов в газообразное и парообразное состояние. В таблице 7.7. даны значения критических температур и давлений, а также молекулярной массы и температуры кипения для ряда углеводородных газов.

Исходя из значений критических температур $T_{кр}$ и давлений $P_{кр}$ для различных газов, состава газа и реальных термобарических условий на забое глубоких скважин ($T_{пл}>100ºC$ и $P>50$ *МПа*), можно предположить, что метан, этан, пропан будут находиться в газообразном, а бутан, пентан, гексан, гептан и октан – в парообразном состояниях. Высокая растворимость углеводородных газов и тяжелых углеводородов в воде при больших давлениях приводит к её значительному насыщению углеводородами, особенно тяжелыми.

Таблица 7.7.

Характеристики углеводородных газов

Компонент	**Молекулярная масса**	**Критическая температура, ºС**	**Критическое давление, МПа**	**Температура кипения при давлении 0,1МПа, ºС**
Метан	16,02	-95,5	4,58	-160,0
Этан	30,07	+35,0	4,80	-84,1
Пропан	44,09	+97,0	4,20	-44,1
Бутан	58,12	+153,0	3,75	+0,3
Пентан	72,15	+197,2	3,33	+36,4
Гексан	86,17	+234,5	2,99	+69,0
Гептан	100,20	+266,8	2,70	+98,4
Октан	114,22	+296,4	2,46	+125,5

Наличие большого количества углеводородов в газообразном и парообразном состояниях вносит специфические особенности в физическое состояние пластового флюида. Если объем газовой фазы значительно превышает объем нефти, то при давлениях более 25 МПа и температуре более 100ºС наступает обратная растворимость (ретроградное испарение) – жидкие углеводороды начинают растворяться в газе, и при определенных давлении и температуре смесь флюидов полностью превращается в газ. При понижении давления из смеси начинает выпадать конденсат в виде жидких углеводородов (обратная конденсация). [60]

Большое количество газа в пластовом флюиде уменьшает его плотность, вязкость и поверхностное натяжение.

На рис.7.1. показаны кривые изменения динамической вязкости УВГ в зависимости от давления. Видно, что с увеличением давления вязкость тяжелых УВГ (пропан - гексан) резко возрастает, вязкость метана и этана растет менее значительно. С ростом температуры от 50 до 100ºС вязкость метана – гексана также возрастает, но незначительно. [61]

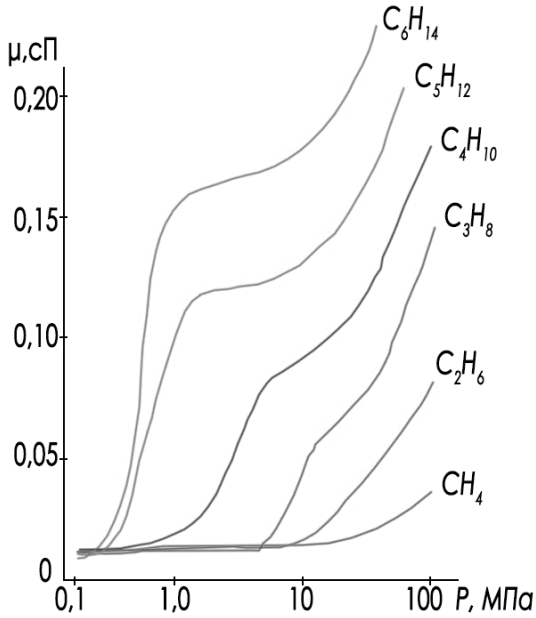


Рис.7.1. Изменение динамической вязкости УВГ от давления.

Вследствие низкой вязкости пластового флюида и его насыщения газом он приобретает высокие миграционные свойства. В частности, при вскрытии коллектора с репрессией на пласт пластовый флюид легко оттесняется фильтратом промывочной жидкости по порам и трещинам в глубь пласта.

Лишь незначительная часть пластового флюида остается в микропорах и микротрещинах и при разрушении породы долотом переходит в промывочную жидкость. Основная же часть газа поступает в промывочную жидкость из изолированных пор, каверн и трещин. Анализ относительного состава УВГ открытых и закрытых пор показывает (таблица 7.8.), что в составе последних преобладают тяжелые углеводороды, причем эта разница становится более существенной для глубоко залегающих отложений. [51] Результаты, полученные другими исследованиями, [62] также подтверждают указанную закономерность. Общее содержание УВГ в закрытых порах изменяется от 5-8 до 120-150 $см^3/дм^3$. Выявлено, что в продуктивных карбонатных отложениях газосодержание закрытых пор увеличивается.

Таблица 7.8.

Состав углеводородного газа открытых и закрытых пор

Район	Характер насыщения пласта	Поры	Состав газа, % отн.					
			CH_4	C_2H_4	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}
Республика Татарстан	Нефть	откр.	7,00	3,20	35,10	22,40	20,30	6,00
		закр.	7,00	8,40	32,10	23,50	21,70	7,60
Республика Башкортостан	Нефть	откр.	23,10	17,80	20,70	17,70	15,90	4,80
		закр.	17,70	15,40	20,90	22,60	17,30	6,10
	Вода	откр.	28,20	16,80	20,00	14,80	15,70	4,50
		закр.	22,80	15,30	20,10	16,90	18,10	6,80
Саратовское Поволжье	Нефть	откр.	53,20	19,60	11,30	8,06	5,27	2,57
		закр.	35,20	18,30	15,42	13,32	12,44	5,32
	Газ	откр.	57,53	14,70	10.02	9,12	5,97	2,66
		закр.	47,80	12,80	13,30	11,55	10,70	3,85
	Вода	откр.	41,80	21,90	13,30	3,33	8,70	10,97
		закр.	22,96	17,82	18,36	17,80	15,83	7,23
Республика Коми	Газовый конденсат	откр.	56,12	12,70	12,78	8,30	7,30	2,80
		закр.	40,30	16,22	16,38	11,79	11,21	4,10

Различие в газах открытых и закрытых пор объясняется тем, что тяжелые углеводороды обладают по сравнению с метаном значительно более высокой сорбционной способностью по отношению к породам, детритному и рассеянному органическому веществу, благодаря чему они могут частично концентрироваться в породах и особенно в закрытых порах.[55]

Следовательно, если вскрытие пласта происходит с превышением забойного давления над пластовым, промывочная жидкость (ПЖ) должна обогащаться преимущественно газом из закрытых пор, в составе которого преобладают тяжелые УВГ. Вследствие этого относительный состав УВГ в ПЖ не может характеризовать фактический состав газа в пласте. По мере вскрытия пласта происходят оттеснение пластового флюида и закупорка призабойной зоны пласта. Скорость оттеснения флюида и глубина проникновения фильтрата ПЖ в пласт будут зависеть от многих факторов – величины репрессии на пласт, вязкости пластового флюида, структуры порового пространства, проницаемости коллектора и т.д. Оттесненный газ после вскрытия пласта вследствие большой разницы в концентрациях УВГ в пласте и в скважине начинает диффундировать через стенки скважины.

Повышенной диффузионной способностью характеризуются легкие газообразные компоненты. [61]

Диффузная проницаемость пород зависит от их литологического и минерального состава, пористости, природы диффундирующих компонентов, сорбционных свойств, растворимости пластового флюида и пр. С ростом молекулярной массы УВГ коэффициент диффузии снижается.

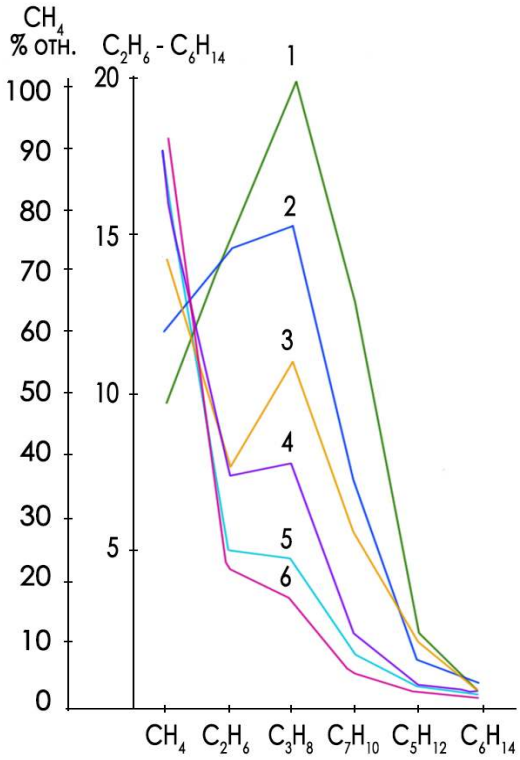
Для водонасыщенных глин коэффициент диффузии для УВГ колеблется в пределах $10^{-10} \div 10^{-11}$ м^2/с, с ростом влажности пород он резко снижается, [63, 64] что иллюстрируется таблицей 7.9. Из таблицы видно, что коэффициент диффузии для метана значительно выше коэффициента диффузии для тяжелых УВГ. Повышение плотности пород приводит к снижению коэффициента диффузии, однако, при наличии трещин и примесей инородного материала коэффициент диффузии значительно возрастает.

Таблица 7.9.

Коэффициент диффузии газообразных углеводородов

Район	Порода	Влажность, %	Коэффициент диффузии УВГ, $n*10^{-10} м^2/с$				
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i{\cdot}C_4H_{10}$	$n{\cdot}C_4H_{10}$
Северный Устюрт	Глина известняковая	20,0	0,06	0,03	0,02	0,01	0,01
	То же	1,1	3300	2200	2000	1400	1600
	Песчаник мелкозернистый	19,3	112	63	42	41	42
Западная Сибирь	Глина алевритистая	-	1200	980	690	630	720
	Аргиллит	-	23	-	0,9-2,2	-	-
Тунгусский бассейн	Аргиллит доломитизированный трещиноватый	-	920	700	490	380	430
	Мергель ангидритизированный	-	0,46	0,35	0,26	0,21	0,24
	Известняк плотный	-	0,114	0,06	0,06	0,05	0,05
Московская синеклиза	Доломит	0,01	7600	4600	3900	3500	3800
	То же	4,1	2700	1900	1500	1200	1300

При диффундировании УВГ из пласта в скважину следует ожидать опережающей диффузии метана, этана и пропана, как более легких углеводородных газов, имеющих, к тому же, высокую концентрацию. По мере поступления их в скважину и обогащения промывочной жидкости должно происходить изменение состава газа в сторону повышения доли легких углеводородных компонентов. Это наглядно подтверждают экспериментальные данные, полученные П.П. Муравьевым и А.Г. Константиновым на скв.38 Вуктыл (рис.7.2.). При ее бурении на глубине 5091,8 м был вскрыт нефтегазонасыщенный пласт. По результатам термовакуумной дегазации проб ПЖ, взятых после вскрытия пласта, содержание метана, этана, пропана, бутана, пентана и гексана было соответственно 48,5%, 15,2%, 20%, 13,3%, 2,8%, 0,5% и пласт характеризовался, как ярко выраженный нефтенасыщенный (кривая 1, рис.7.2).



1 – при вскрытии пласта;
2 – через 12 ч после вскрытия;
3 – через 48 ч после вскрытия;
4, 5 – через 4 и 10 сут. после вскрытия;
6 – истинный состав УВГ.

Рис.7.2. Изменение относительного состава УВГ в процессе вскрытия пласта и во время простоя скважины:

Пробы ПЖ, взятые через 24 ч (бурение на скважине не проводилось), показали уменьшение содержания в пробах этана, пропана, бутана и увеличение концентрации метана (кривая 2). В дальнейшем, в процессе простоя скважины, периодически отбирались пробы ПЖ, и процесс «облегчения» углеводородного состава извлеченного из проб газа продолжался (кривые 3, 4, 5).

Пробы ПЖ, отобранные через 45 сут., и хроматографический анализ извлеченного из проб газа дал следующие результаты: CH_4 – 87%, C_2H_6 – 5,0%, C_3H_8 – 4,9%, C_4H_{10} – 4,9%, C_5H_{12} – 0,9%, C_6H_{14} – 0,3%, и состав газа стал близок к составу газа вскрытой газоконденсатной залежи (кривая 6), что подтвердили лабораторные анализы.

При оперативной интерпретации результатов хроматографического анализа газовоздушной смеси (ГВС) и газа, извлеченного из проб промывочной жидкости, вышеприведенные факторы необходимо учитывать во избежание выдачи неправильного заключения о характере насыщения пласта.

Для определения фактической величины $V_{оф}$ и $K_{оф}$ необходимо проводить экспериментальные исследования для каждого района работ, что требует не только новых технических средств, но и больших материальных затрат.

В связи с этим можно говорить о качественной оценке опережающей фильтрации, особенно при вскрытии пластов-коллекторов на растворах с углеводородным составом.

При вскрытии пластов на глинистых растворах, по результатам проведенных исследований [55,62] можно ориентировочно принимать коэффициент опережающей фильтрации для газоносных пластов в пределах 0,8-0,94 (коллектор представлен песчаником) и 0,7-0,8 для нефтяных пластов.

Таким образом, при вскрытии пласта-коллектора большая часть пластового флюида, особенно газа, вытесняется из пласта за счет опережающей фильтрации. Особое значение при этом имеет проницаемость пород коллектора, т.е. чем выше проницаемость породы, тем больше величина опережающей фильтрации.

В тоже время доказано, [62] что даже при больших значениях $V_{оф}$ и $K_{оф}$ величина остаточных газо- и нефтесодержания ($F_{ог}$, $F_{он}$) при вскрытии газоносных и нефтеносных пластов значительно выше, чем при вскрытии водоносных пластов.

Таким образом, использование указанных выше величин ($F_{ог}$, $F_{он}$, $\Delta q_г$, $\Delta q_н$) дает реальные возможности выделять в процессе бурения

нефтегазонасыщенные пласты и давать оценку характера их насыщения.

В процессе движения обогащенной УВГ порции промывочной жидкости из-за изменения термобарических условий происходит количественное и качественное изменение газонасыщенности и газосодержания газовоздушной смеси в ПЖ. Давление и температура снижаются по мере движения промывочной жидкости от забоя скважины до устья до нормальных значений, что приводит к увеличению газонасыщенности. Дополнительно промывочная жидкость обогащается газом, выходящим из бурового шлама.

Также в процессе подъема ПЖ от забоя до устья скважины происходит переход пентана и гексана в жидкое состояние, а метан, этан, пропан и бутан диффундируют вверх по стволу скважины в сторону меньших концентраций, причем скорость диффундирования различна и зависит от молекулярной массы (таблица 7.7.).

На рис.7.3. показан профиль скоростей движения потока ПЖ вверх в затрубном пространстве при турбулентном движении жидкости. [55]

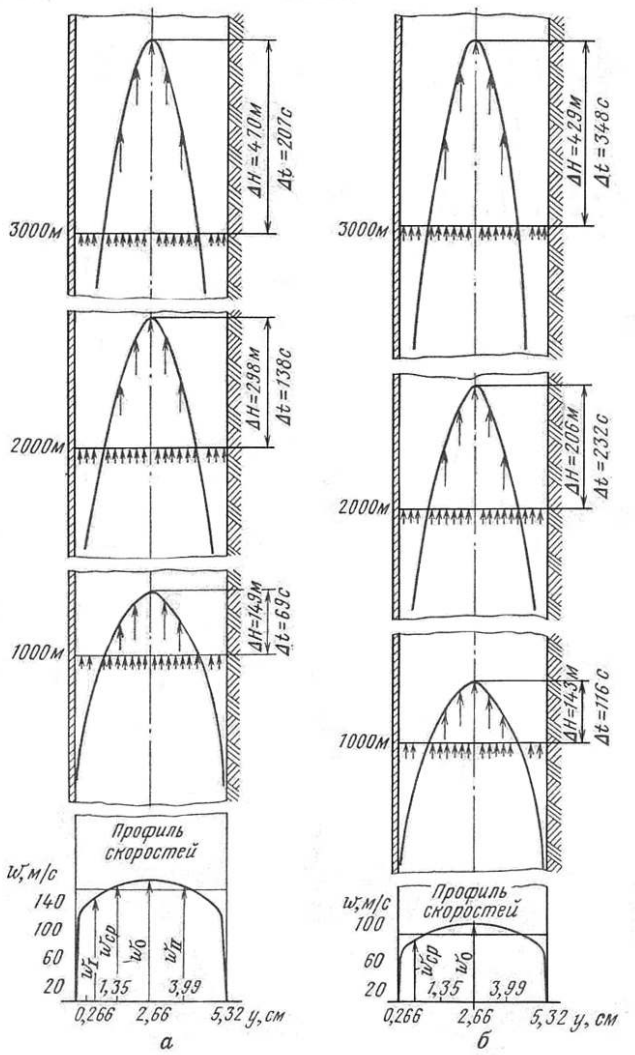


Рис.7.3. Влияние гидродинамического режима на процесс выноса газа восходящим потоком промывочной жидкости.

Исходные данные: диаметр скважины - 24,76 см;
диаметр бурильных труб – 14,13 см;
скорость бурения Vмех – 30 м/ч.

а). расход ПЖ Qр – 50 л/с;
осевая скорость потока ПЖ ωо – 1,77 м/с;
средняя скорость потока ПЖ ωср – 1,54 м/с.
б). расход ПЖ Qр –30 л/с;
осевая скорость потока ПЖ ωо – 1,05 м/с;
средняя скорость потока ПЖ ωср – 0,924 м/с.

При изучении профилей движения ПЖ в затрубном пространстве видно, что газ достигает устья скважины, в первую очередь, в средней зоне потока, причем в оптимальном составе газа, будет преобладать метан, имеющий меньшую молекулярную массу (таблица 7.7.).

Из рис.7.3. видно, что осевая скорость (ω_o) значительно выше минимальной (ω_{min}) и выше средней ($\omega_{ср}$).

При глубине скважины 3 тыс. м разность по времени (Δt) между ПЖ, находящейся в осевой (центральной) части восходящего потока жидкости (ω_o), и периферийной (ω_{min}) достигает 207 с.

$$\Delta t=\frac{H(\omega_0-\varpi_{ср})}{(\varpi_{ср}-V_{мех})(\varpi_0+V_{мех})}, \qquad (7.8)$$

где: Н – глубина скважины, м.

Если придерживаться данных выводов, то можно предположить размывание газовых аномалий по времени выхода, что не позволило бы выделять прослои маломощных нефтегазовых пластов. Результаты инструментальных исследований [42] не подтверждают этого. Переслаивающиеся нефтегазоносные пласты и прослои хорошо выделяются по данным газового каротажа.

Но особенно значительное изменение состава газа в ПЖ наблюдается при движении промывочной жидкости от устья скважины до вибросита (таблица 7.10).

Таблица 7.10.

Изменение относительного состава УВГ при движении промывочной жидкости от устья скважины до вибросита

Расстояние от устья скважины, м	Способ дегазации ПЖ	CH_4		C_2H_4		C_3H_8		C_4H_{10}		C_5H_{12}	
		%абс.	%отн.	%абс.	%отн.	%абс.	%отн.	%абс.	%отн.	%абс.	%отн.
Затрубное пространство	ТВД	0,302	94,6	0,0026	0,8	0,0067	1,8	0,0048	1,5	0,0041	1,3
Устье скважины	ТВД	0,100	91,5	0,0050	4,6	0,0016	1,5	0,0013	0,2	0,0031	1,2
1 м	ТВД	0,065	67,0	0,0100	10,2	0,0102	14,6	0,0054	5,6	0,0020	2,1
2 м	ТВД	0,065	67,0	0,0100	10,6	0,0144	14,7	0,0049	5,0	0,0021	2,2
4 м	ТВД	0,061	65,5	0,011	11,5	0,0108	16,0	0,0047	5,0	0,0019	2,0
4,2 м	Поплавковый дегазатор	0,024	87,5	0,0023	8,5	0,0005	2,0	0,0003	1,0	0,0003	1,0

Данный эксперимент проводился на скв.48 Подымаловской площади К.М. Снарским. Пробы промывочной жидкости отбирались из затрубного пространства с глубины 0,2 м ниже устья скважины, непосредственно у устья и через 1, 2, 4 м от устья. Из приведенных данных видно, что особенно резко снижается концентрация метана на первоначальном отрезке движения ПЖ (затрубное пространство – 1 м от устья скважины). Относительный состав газа изменяется в сторону увеличения тяжелых углеводородов C_3H_8 – C_5H_{12}, поэтому при проведении газового каротажа желобной дегазатор необходимо размещать как можно ближе к устью скважины, а при возможности, забор ПЖ производить из затрубного пространства. При интерпретации результатов раздельного анализа УВГ необходимо учитывать данный фактор, особенно если дегазатор в процессе проведения газового каротажа устанавливается на различных расстояниях от устья.

Кроме изменения относительного состава УВГ резко снижается и газонасыщенность промывочной жидкости с 4,7 $см^3/л$ (затрубное пространство) до 1,3 $см^3/л$ (1 м от устья скважины).

Таким образом, тот углеводородный газ, который мы исследуем на выходе из скважины, значительно отличается как по составу, так и по нефтегазонасыщенности пласта-коллектора в пластовых условиях.

7.5. Природа газовых аномалий

В процессе бурения скважины газосодержание промывочной жидкости постоянно меняется. Положительные аномалии УВГ в газовоздушной смеси (ГВС) регистрируются анализатором суммарного газосодержания и хроматографом.

Положительные аномалии суммарного газосодержания ($Г_{сум}$) интерпретируются как возможный вариант вскрытия нефтегазоносного пласта. При этом не всегда учитывается, что появление таких аномалий может быть обусловлено и другими факторами, что приводит к низкой степени достоверности выдаваемых заключений о нефтегазоносности разреза скважины.

Появление положительной аномалии на кривой $\boldsymbol{Г_{сум}}$ может быть обусловлено следующими причинами:

- уменьшением расхода промывочной жидкости (ПЖ);
- увеличением механической скорости проходки;
- поступлением газа из ранее разбуренного вышележащего пласта;
- поступлением газа из глин с аномально высоким поровым давлением;
- поступлением газа в ПЖ после проведения спускоподъемных операций (СПО), т.е. выходом «забойной пачки»;
- поступлением газа в ПЖ за счет эффекта свабирования (при подъеме бурильной колонны);
- наличием в промывочной жидкости рециркуляционного газа;
- наличием в промывочной жидкости примесного газа;
- вскрытием водоносного пласта.

Газовые аномалии, обусловленные первыми двумя из перечисленных выше причин, легко распознаются при анализе поведения кривых расхода бурового раствора ($Q_р$) и механической скорости проходки ($V_{мех}$).

При уменьшении Q_p и увеличении $V_{мех}$ кривая $Г_{сум}$ характеризуется положительными аномалиями. Особенно это бывает заметно при разбуривании песчано-глинистых отложений.

Для исключения ложных заключений регистрируемую кривую $Г_{сум}$ необходимо сопоставлять с кривыми $V_{мех}$ и Q_p.

Поступление газа из ранее разбуренного пласта определяется по времени появления положительной газовой аномалии на кривой $Г_{сум}$ после включения циркуляции. Это время будет меньше времени отставания $T_{отст}$, которое равно времени движения ПЖ по затрубному пространству от забоя скважины до газоанализатора.

По времени появления аномалии $Г_{сум}$ можно рассчитать глубину залегания ранее пройденного пласта

$$H_{пл} = \frac{V_з}{V_{п.м.}}, \tag{7.9.}$$

где: $V_з$– объем затрубного пространства, $м^3$

$V_{п.м.}$ – объем затрубного пространства, 1 п.м.

Объем затрубного пространства определяется по формуле

$$V_з = T \cdot Q_{вых}, \tag{7.10}$$

где: Т – время появления аномалии $Г_{сум}$, *мин*

$Q_{вых}$ – расход ПЖ на выходе из скважины, $м^3/мин$.

Объем 1 п.м. затрубного пространства несложно рассчитать

$$V_{п.м.} = \frac{\pi(D_{скв}^2 - d_{тр}^2)}{4} \cdot h, \tag{7.11}$$

где: $D_{скв}$ – диаметр скважины, *м*,

$d_{тр}$ – наружный диаметр бурильных труб, *м*,

h – величина расчетного интервала (в данном случае 1*м*).

Точность расчетного значения $H_{пл}$ будет зависеть главным образом от состояния ствола скважины (наличия каверн).

Положительные аномалии $Г_{сум}$ могут быть связаны и с разбуриванием глин с аномально высокими поровыми давлениями (АВПоД).[65] В зонах с АВПоД пористость глин может достигать 40%, что естественно приводит к повышенному газосодержанию ПЖ. Высокие газопоказания, связанные с разбуриванием зон с АВПоД, резко снижаются после прохождения таких зон, так как газ находится в закрытых порах глин и выделяется из них, в основном, при их разбуривании. Газосодержание в данном случае начнет возрастать после вхождения в зону АВПоД и достигнет максимума в момент

прохождения нижней границы зоны, после чего значения $Г_{сум}$ резко снижаются.

Компонентный состав газа при этом меняется в сторону повышения доли тяжелых углеводородов, т.к. сорбционная способность глин в зонах АВПоД к данным углеводородным газам значительно выше, чем к метану.[66]

Сорбция углеводородных газов возрастает с увеличением их молекулярной массы, поэтому сорбция метана глинами меньше, чем сорбция пропана и бутана, что наглядно подтверждается данными, приведенными в таблице 7.11.

Таблица 7.11.

Физические свойства углеводородных газов.

Название	**Относительная молекулярная масса**	**Агрегатное состояние**	**$Т_{кип}$°С**
Метан	16	Газ	- 161,6
Этан	30	Газ	-88,5
Пропан	44	Газ	-44,2
Бутан	58	Газ	-0,5
Пентан	72	Жидкость	36,1
Гексан	86	Жидкость	68,7

Из таблицы видно, что молекулярная масса метана в несколько раз меньше молекулярной массы пропана и бутана.

Прохождение зон АВПоД отмечаются повышением скорости бурения $V_{мех}$ и снижением плотности пород по результатам анализа бурового шлама, при этом увеличения открытой пористости не наблюдается.[67]

Очень часто резкое повышение $Г_{сум}$ наблюдается после проведения СПО и включения циркуляции ПЖ через интервал времени, равный $T_{отс}$, т.е. времени выхода «забойной пачки» ПЖ с забоя скважины до газоанализатора станции ГТИ. Выход газа в этом случае может носить как кратковременный характер, так может быть и значительным, в зависимости от времени простоя скважины.

Определить причину появления такой аномалии несложно, имея данные о времени начала циркуляции ПЖ и времени отставания.

Появление положительной газовой аномалии может быть обусловлено поступлением в ПЖ «газа свабирования», возникающим при резком подъеме бурильного инструмента.

При отсутствии циркуляции забойное давление $P_з$ равно гидростатическому $P_г$ и определяется формулой

$$P_з=P_г=\rho \cdot q \cdot H, \qquad (7.12.)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости;

q – ускорение силы тяжести;

H – вертикальная высота столба ПЖ.

Давление на забой скважины при циркуляции ПЖ всегда превышает гидростатическое, т.е.

$$P_з=P_г + \Delta P_{кп} \qquad (7.13.)$$

где $\Delta P_{кп}$ – гидравлические потери давления в кольцевом пространстве.

Величина $\Delta P_{кп}$ зависит от плотности промывочной жидкости, скорости ее течения, вертикальной высоты столба жидкости над забоем скважины, размером кольцевого пространства.

При величине забойного давления выше пластового или равного ему, притока пластового флюида в пласт не наблюдается.

При подъеме инструмента величина давления на призабойную часть пласта уменьшается за счет эффекта свабирования (поршневания) и, в зависимости от скорости подъема инструмента, его компоновки и параметров промывочной жидкости, может быть достаточна для создания депрессии и вызова притока из пласта, подвергающегося влиянию свабирования. Газовые аномалии данного типа обычно характеризуются резким увеличением и быстрым затуханием $Г_{сум}$, но в ряде случаев поступление газа в ПЖ за счет эффекта свабирования может привести к значительному повышению газонасыщенности и даже к выбросу.

Данная ситуация может возникнуть вследствие следующих причин:

- наличие сальника на бурильной колонне;
- высокая скорость подъема бурильных труб над забоем скважины;
- бурение на равновесии или близком к нему, т.е. когда $P_з=P_{пл}$.

Для определения характера данного типа аномалий необходимо иметь информацию обо всех операциях на данный момент времени,

которые проводились на буровой. Высокие значения $Г_{сум}$ регистрируются после проведения вышеперечисленных операций через время отставания, т.е. после выхода порции ПЖ с забоя скважины до устья.

Появление газовых аномалий за счет наличия в промывочной жидкости рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину.

Подобные газовые аномалии чаще всего возникают при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта, и их величина зависит от характеристик пласта и пластового давления. При значительной величине аномалии она может вновь появиться на кривой $Г_{сум}$ через время полного цикла циркуляции $T_ц$, которое равно:

$$T_ц = T_{отс.} + T_{пов.} + T_{Тр}\ , \qquad (7.14.)$$

где: $\boldsymbol{T_{отс.}}$ – время движения ПЖ от забоя скважины до устья, мин;

$\boldsymbol{T_{пов.}}$– время движения ПЖ от устья скважины до буровых насосов, мин;

$\boldsymbol{T_{Тр}}$ – время движения ПЖ от буровых насосов до забоя скважины, мин.

Особенно часто газовые аномалии, связанные с рециркуляционным газом, проявляются тогда, когда бурение ведется с использованием одной приемной емкости. В этом случае т.к.:

$$\mathrm{T_{отст}} = 16{,}6\frac{V_З}{Q_{вых}};\ \mathrm{T_{пов}} = 16{,}6\frac{V_п}{Q_{вых}};\ \ \mathrm{T_{тр}} = 16{,}6\frac{V_{тр}}{Q_{вх}} \qquad (7.15)$$

и получим:

$$\mathrm{T_ц} = \frac{16{,}6}{Q_{вых}} \times \left(V_з + V_п + V_{тр}\right) \qquad (7.16.)$$

где: $V_з$– объем затрубного пространства от забоя до устья скважины, м^3;

$V_п$– объем ПЖ, задействованной в процессе циркуляции от устья скважины до буровых насосов (желобная система + приемная емкость), м^3;

$V_{тр}$– объем внутритрубного пространства, м^3.

В данной формуле сделано допущение, что:

$$Q_{вых}=Q_{вх}=Q_{н};\qquad (7.17.)$$

где: $Q_н$ - производительность бурового или буровых насосов, л/с.

Рассчитать с высокой точностью время полного цикла циркуляции сложно, т.к. неизвестно количество ПЖ, участвовавшей в процессе движения к приемной емкости, но по появлению повторных положительных аномалий, меньшей интенсивности и через $T_ц$ близкое к расчетному, можно с высокой степенью достоверности его определить.

В таблице 7.12 показано изменение концентраций углеводородных газов (УВГ) в процессе бурения и промывки глубокой скважины на месторождении Тенгиз.

Таблица 7.12

Изменение концентраций УВГ в процессе бурения и промывки скважины.

Цикл циркуляции	Время регистрации на хроматографе, ч. мин.	Концентрация углеводородных газов, %							
		$Г_{сум}$	$Г_{сум}$	Метан		Этан		Пропан	
		ГВС	ПЖ	ГВС	ПЖ	ГВС	ПЖ	ГВС	ПЖ
I	11-00	8,92	4,27	7,8	2,3	0,88	0,85	0,23	0,62
II	19-40	3,81	2,25	3,5	1,0	0,31	0,4	0,10	0,35
III	03-40	2,56	2,05	2,2	0,8	0,29	0,4	0,10	0,35

Высокая положительная аномалия с $Г_{сум}$ в газовоздушной смеси (ГВС) более 8% была зарегистрирована в 11 часов 00 мин. $Г_{сум}$, измеренное на хроматографе, полученное по результатам термовакуумной дегазации проб (ТВД), было 4,27%, содержание метана составило 7,8% в ГВС и 2,3% по ТВД, этана - 0,88% и 0,85% соответственно, пропана – 0,23% и 0,62%, бутана - 0,10% и 0,50%. В 19 часов 40 мин данная аномалия появляется снова, но с менее высокими значениями УВГ, так $Г_{сум}$ по ГВС снижается до 3,8% и до 2,25% по ТВД, т.е. концентрация $Г_{сум}$ снизилась более чем в 2 раза, особенно заметно снижение метана с 7,8% до 3,5%. В то же время содержание

тяжелых углеводородов снижается незначительно. В 3 часа 40 мин была зафиксирована третья аномалия с еще более низкими концентрациями УВГ. Суммарное содержание газа в ГВС было 2,56% и 2,05% по ТВД, метана соответственно – 2,2% и 0,8%. Содержание этана изменилось незначительно, а содержание пропана и бутана осталось неизменным.

На рис.7.4 приведены графики изменения суммарного содержания УВГ и концентрации $CH_4 – C_4H_{10}$ в ГВС и в газе, извлеченном из проб промывочной жидкости после термовакуумной дегазации.

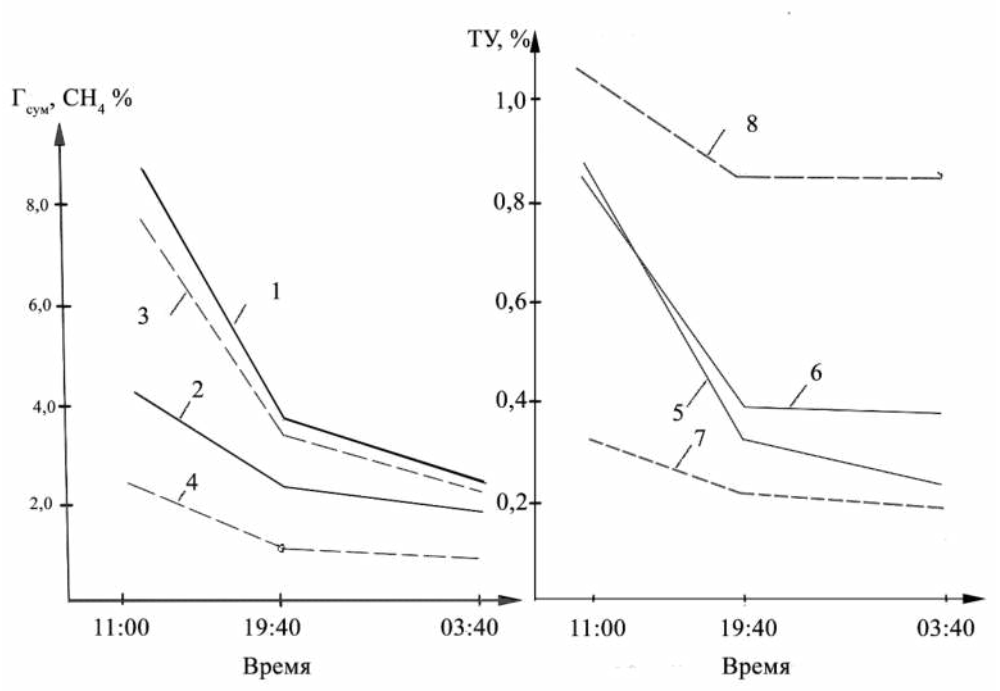


Рис.7.4. Изменение содержания УВГ в процессе бурения и промывки скважины.

1 – суммарное газосодержание в ГВС;
2 – суммарное газосодержание по результатам ТВД;
3 – содержание CH_4 в ГВС;
4 – содержание CH_4 по результатам ТВД;
5 – содержание C_3H_8 в ГВС;
6 - содержание C_3H_8 по результатам ТВД;
7 – содержание $C_4H_{10} + C_5H_{12}$ в ГВС;
8 – содержание $C_4H_{10} + C_5H_{12}$ по результатам ТВД.

Из приведенных графиков видно, что наиболее значительно в процессе промывки скважины снижается содержание метана (CH_4) и этана (C_2H_6). Содержание пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}) и пентана (C_4H_{10}) изменяется незначительно.

Примечательно, что концентрация тяжелых углеводородов в газе, извлеченном после термовакуумной дегазации проб ПЖ, особенно пропана и бутана, намного выше, чем концентрация их в ГВС.

В процессе эксперимента использовались суммарный газоанализатор, хроматограф и ТВД фирмы «Geoservices» (Франция). В качестве дегазатора использовался дегазатор шнековый с принудительным дроблением потока ПЖ.

Таким образом, появление положительных аномалий $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$, связанных с рециркуляционным газом, характеризуются следующими особенностями:

- аномалия наблюдается с отставанием на величину $\boldsymbol{T_ц}$, т.е. полного цикла промывки от момента регистрации предыдущей газовой аномалии;
- аномалия $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$ отличается более выположенной формой амплитуды и резким снижением содержания метана в ГВС и пробах ПЖ;
- изменением относительно состава газа в сторону повышения величины тяжелых УВГ.

Газовые аномалии могут бать связаны и с поступлением в ПЖ примесного газа, что обычно бывает обусловлено добавлением в промывочную жидкость нефтепродуктов (особенно не дегазированной нефти), что значительно повышает общий газовый фон и часто ведет к полной потере полезной информации. Распознавание причин таких аномалий обычно не представляет затруднений при осуществлении тщательного контроля за вводимыми в ПЖ добавками и непрерывной регистрации содержания $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$ в ГВС в функции времени.

При добавках нефтепродуктов в ПЖ результаты анализа ГВС на хроматографе показывают резкое возрастание концентраций тяжелых углеводородов, особенно пропана, бутана и пентана.

Для получения более достоверной информации о причинах появления аномально высоких газопоказаний в данном случае необходимо ориентироваться на изменение концентрации метана в ГВС, а не общего газосодержания.

Газовые аномалии, связанные с поступлением в ПЖ примесного газа, особенно водорода, могут быть обусловлены добавлением в промывочную жидкость кислотных и щелочных химреагентов. Так при добавках в промывочную жидкость соляной кислоты *HCl* происходит взаимодействие ее водного раствора с железом и алюминием по формулам:

$$Fe + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2\uparrow \quad (7.18)$$

и

$$2Al + 6HCl \rightarrow 2AlCl_3 + 3H_2\uparrow, \quad (7.19)$$

т.е. при реакции выделяется водород, причем при реакции с алюминием его выделяется значительно больше.

То же самое происходит и при взаимодействии железа и алюминия с разбавленной серной кислотой.

$$Fe + H_2SO_4 \rightarrow FeSO_4 + H_2\uparrow \quad (7.20)$$

и

$$2Al + 3H_2SO_4 \rightarrow Al(SO_4)_3 + 3H_2\uparrow \ . \quad (7.21)$$

Аналогичная ситуация происходит и при добавлении в ПЖ щелочных реагентов:

$$Fe + 2NaOH + 2H_2O \rightarrow Na_2[Fe(OH)_4] + H_2\uparrow \quad (7.22)$$

и

$$2Al + 2NaOH + 6H_2O \rightarrow 2Na[Al(OH)_4] + 3H_2\uparrow. \quad (7.23)$$

Таким образом, при добавках в промывочную жидкость кислотных и щелочных реагентов происходит их реакция с *Fe* и *Al*, что приводит к значительному выделению в ПЖ водорода, особенно при использовании легкосплавных бурильных труб (ЛБТ).

Так как теплотворная способность водорода очень высокая и составляет 28700 ккал/м^3, а метана 11950 ккал/м^3, т.е. более чем в два раза выше, то даже небольшое количество водорода в ГВС приведет к значительному росту газопоказаний на термокаталитическом детекторе суммарного газосодержания и хроматографа. Это происходит потому, что термокаталитические детекторы, применяемые для анализа УВГ в станциях ГТИ, основаны на регистрации количества тепла, выделяемого при сгорании горючих газов, в частности метана и водорода.

Поэтому для выявления подобных аномалий необходимо в процессе проведения измерений обязательно регистрировать концентрацию водорода в анализируемой газовоздушной смеси.

Данная функция реализована в хроматографе ГХ-П001-2М, разработанном в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», в котором концентрация водорода определяется через каждые 1,5 мин. Вид хроматограммы с разделением метана и водорода показан на рис.7.5.

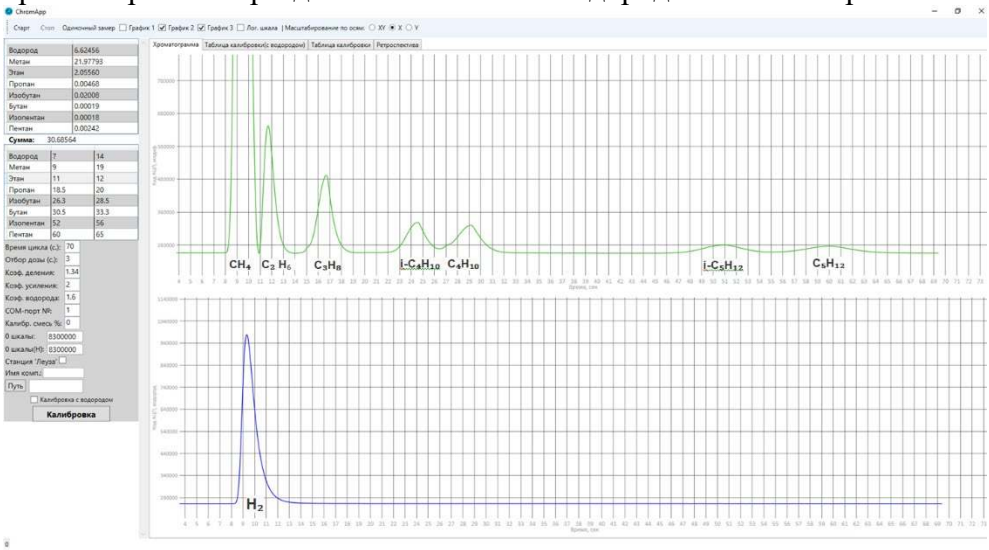


Рис.7.5. Хроматограмма с разделением ГВС на метан и водород.

Положительные газовые аномалии часто возникают при вскрытии водоносных пластов. Часто при этом наблюдается незначительное возрастание $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$, газонасыщенность колеблется в пределах от 0,2см^3/л до 20см^3/л, что обусловлено низкой растворимостью углеводородных газов в воде. Растворимость углеводородных газов в пластовой воде зависит от давления, температуры и минерализации. С увеличением давления растворимость УВГ возрастает, а с увеличением температуры и минерализации – уменьшается (Рис.7.6).

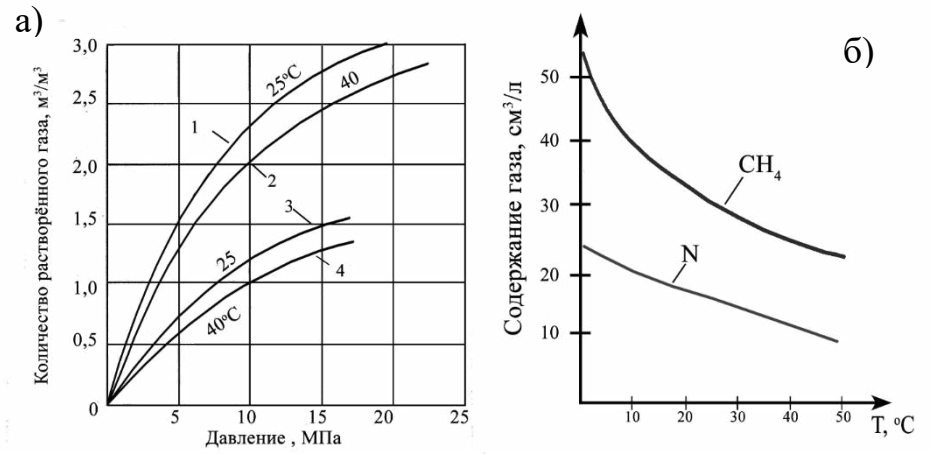


Рис.7.6. Кривые растворимости газа в дистиллированной (1,2) и соленой воде – 2М раствор NaCl (3,4) при различных температурах и давлениях.

Из графиков, представленных на рис.7.6.а, видно, что растворимость углеводородных газов в соленой воде в два раза ниже, чем в дистиллированной. Причем при повышении давления растворимость УВГ в воде, независимо от степени ее солености, возрастает примерно по одинаковой зависимости.

Содержание метана (CH_4) в соленой воде (Рис.7.6. б) при возрастании температуры от 20ºС до 50ºС снижается на 10 $см^3$/л и составляет около 25 $см^3$/л.

Растворимость углеводородных газов в нефти составляет обычно более 100 $см^3$/л.

Положительные газовые аномалии при вскрытии водоносных пластов характеризуются повышенным содержанием метана (> %90 отн.).

Так по данным Ф.К. Салманова состав газа (в % объемных) растворенного в пластовых водах Зап. Сибири, следующий: CH_4 - 94,81 %, C_2H_6 – 0,76%, C_3H_8 – 0,62%, C_4H_{10} – 0,46%, C_5H_{12} – 0,20%, C_6H_{14} – 0,02%, CO_2 – 0,5%, H_2 – 2,63%.

В составе газов пластовых вод, залегающих близко к залежам нефти и газа, преобладают углеводородные газы, причем их концентрация по мере приближения к продуктивным пластам возрастает.

Вне зоны влияния нефтегазовых залежей газонасыщенность УВГ составляет обычно от 10$см^3$/л до 20$см^3$/л. В зонах влияния нефтяных и

газовых пластов она резко возрастает и может превышать 100см^3/л, что затрудняет дать правильную оценку характера насыщения.

В целом же, необходимо отметить, что растворимость УВГ в воде на порядок ниже, чем в нефти, что необходимо учитывать при интерпретации результатов газового каротажа.

Для идентификации водоносного пласта, кроме анализа поведения кривой $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$, необходимо использовать различные флюидные коэффициенты.

Более подробно проблемы водоносных и нефтегазоносных пластов будут рассмотрены ниже.

7.6. Модификации газового каротажа. Регистрируемые и расчетные параметры.

Различают три основных модификации газового каротажа:

- газовый каротаж в процессе бурения;
- комплексный газовый каротаж;
- газовый каротаж после бурения.

В начале 70-х годов О.А. Черемисинов делал попытки проведения газового каротажа путем отбора проб ПЖ через 3-5 м проходки с последующей их термовакуумной дегазацией и определением состава выделившегося газа. [55] В виду большой трудоемкости реализации данный метод газокаротажных исследований не нашел применения.

Газовый каротаж в процессе бурения заключается в дегазации и измерении суммарного и компонентного содержания УВГ в ГВС после начала бурения.

В настоящее время применяется, так называемый, «комплексный газовый каротаж» [45], когда содержание углеводородов определяется сразу же после включения циркуляции ПЖ. Это, в ряде случаев, помогает выявлять ранее пропущенные пласты.

Газовый каротаж после бурения (ГзПБ) заключается в остановке процесса бурения и промывки скважины на определенное время (от нескольких часов до нескольких суток). После остановки включается циркуляция ПЖ и газоаналитическая аппаратура в станции ГТИ в непрерывном режиме регистрирует суммарное газосодержание и в циклическом – хроматографический анализ УВГ в ГВС. Газовый каротаж после бурения помогает подтвердить наличие ранее

выделенных нефтенасыщенных пластов, а иногда и выделить новые, пропущенные в процессе бурения.

Газовый каротаж после бурения желательно проводить в следующих случаях:

- бурение проводилось с превышением забойного давления ($P_{заб}$) над пластовым ($P_{пл}$), т.е. $P_{заб} \geq 1{,}3P_{пл}$;
- незначительная мощность нефтегазоносного пласта (<1 м);
- низкая механическая скорость бурения (<1-2 м/ч);
- плохая очистка и дегазация ПЖ.

Основная трудность при проведении ГзПБ заключается в выборе оптимального времени простоя скважины без циркуляции промывочной жидкости. Это время зависит, главным образом, от величины дифференциального давления в системе «скважина-пласт» и колеблется от 2-3 до 10-12 ч и более. Проводится ГзПБ в течение 1-2 сут. после вскрытия перспективных отложений, пока зона проникновения фильтрата промывочной жидкости не достигла больших размеров. Продолжительность каротажа должна быть в 1,5 раза больше расчетного времени полного цикла циркуляции промывочной жидкости. При полном цикле циркуляции обогащенные углеводородами интервалы на кривой $Г_{сум}$ фиксируются дважды симметрично глубине забоя – для затрубного и внутритрубного пространства. При привязке газовых аномалий к глубине необходимо учитывать их смещение за счет вытеснения промывочной жидкости из скважины при спуске бурильного инструмента: чем выше от забоя скважины расположен газоотдающий источник, тем смещение будет больше (рис.7.7).

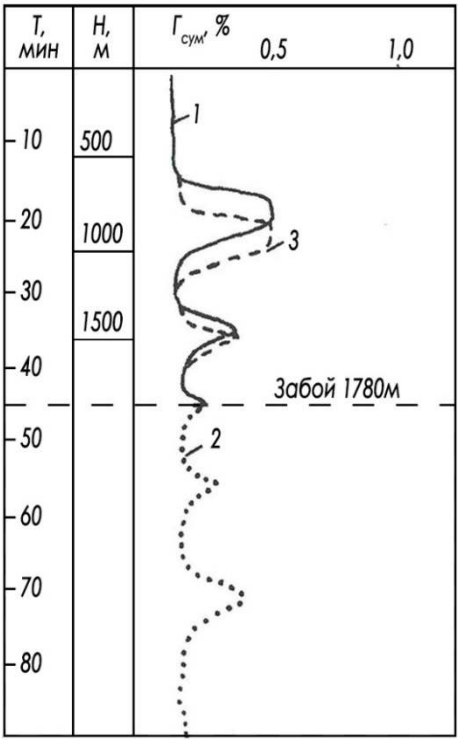


Рис. 7.7 Выделение нефтегазоносных пластов по результатам ГзПБ

1- зарегистрированная кривая $Г_{сум}$ при ГзПБ (затрубное пространство);
2- кривая $Г_{сум}$ (внутритрубное пространство);
3- фактическое расположение аномальных зон $Г_{сум.}$

Интерпретация ГзПБ заключается в выявлении нефтегазоносных пластов по зафиксированным газовым аномалиям, определении характера насыщения пластов и глубины их залегания. О наличии или отсутствии перспективных пластов судят по изменению кривой $Г_{сум}$, в функции времени. Если значение $Г_{сум}$ в 1,5 и более раза превышает фоновые, это свидетельствует о наличии в разрезе пластов-коллекторов. Характер насыщения углеводородной залежи определяют по результатам компонентного анализа УВГ.

Проведение газового каротажа после бурения невозможно в следующих случаях:

- пластовое давление превышает гидростатическое, в результате чего пластовый флюид из пласта непрерывно поступает в скважину и распространяется вверх и вниз по стволу;

- гидростатическое давление значительно превышает пластовое, вследствие чего диффузия УВГ в скважину очень мала.

Газовый каротаж после бурения необходим для определения характера насыщения газоконденсатных залежей. Как было показано выше (см. рис.7.4.), при вскрытии таких пластов, если бурение ведется с превышением забойного давления над пластовым, ввиду опережающей фильтрации, легкие углеводороды, и в первую очередь метан, оттесняются вглубь пласта, и в газовой смеси повышается относительное содержание тяжелых углеводородов. Вследствие такого процесса по компонентному составу УВГ пласт характеризуется как нефтеносный. При грамотном проведении ГзПБ этой ошибки можно избежать.

В процессе проведения газового каротажа регистрируется и рассчитывается большое количество различных параметров.

Непосредственно измеряются или могут быть измерены в извлеченной из ПЖ газовоздушной смеси (ГВС) углеводородные и неуглеводородные газы.

К углеводородным газам, которые обычно измеряют, относятся предельные УВГ: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}) и изосоединения УВ – изобутан (i-C_4H_{10}) и изопентан (i-C_5H_{12}).

Реже проводится измерение непредельных УВГ – этилена (C_2H_6), пропилена (C_3H_6), бутилена (C_4H_8) и ароматических углеводородов.

В последние годы больше внимания стало уделяться и измерению неуглеводородных газов, в первую очередь азота (N), углекислого газа (CO_2), водорода (H), гелия (He), кислорода (O_2). [2,10]

При бурении скважин с предполагаемым наличием сероводорода в обязательном порядке проводится измерение концентрации сероводорода (H_2S) в ГВС и воздухе рабочей зоны.

К основным расчетным параметрам, которые могут регистрироваться или рассчитываться на ПК, относятся: суммарное газосодержание УВГ в ГВС, суммарное содержание тяжелых УВ в ГВС, относительное содержание отдельных компонентов в газовой смеси, коэффициент разбавления, флюидные коэффициенты, приведенные газопоказания, остаточная нефте- и газонасыщенность, обобщенные показатели углеродного состава (ОПУС), остаточная газонасыщенность флюида пласта.

Величина относительного содержания каждого из компонентов (C_{oi}) определяется по формуле:

$$\frac{10^2 \cdot C_{ni}}{\sum_{i=1}^{i=n} C_n} = C_{oi}$$

где: C_{oi} – концентрация i-го компонента, %;

n – число анализируемых компонентов.

Коэффициент разбавления предложенный Л.М. Чекалиным, рассчитывается по формуле:

$$E = 0{,}77 \cdot 10^3 \frac{Q_{вых}}{D_{скв}} \quad (7.25)$$

где: $Q_{вых}$ – расход ПЖ на выходе из скважины, л/с;

T – время бурения 1п.м., м/ч;

$D_{скв}$ – диаметр скважины, см.

Флюидные коэффициенты – это отношение отдельных компонентов к их сумме, друг к другу или в других сочетаниях. Наиболее применяемые флюидные коэффициенты:

$\frac{CH_4}{\sum ТУ}$, $\frac{CH_4}{C_2H_6}$, $\frac{CH_4}{C_3H_8}$, $\frac{CH_4}{C_4H_{10}}$, $\frac{CH_4}{C_5H_{12}}$, $\frac{CH_4+C_2H_6}{C_3H_8}$, $\frac{C_2H_6+C_3H_8}{CH_4}$, $\frac{\sum ТУ}{CH_4}$, и др.

Приведенные газопоказания $Г_{пр}$ определяются по формуле: [68]

$$Г_{пр} = 10^{-3} \cdot K_д \cdot Г_{сум} \cdot E \quad (7.26)$$

где: $K_д$ – коэффициент дегазации (определяется при калибровке).

Остаточное газосодержание $F_г$ рассчитывается по формуле [68]

$$F_г = 0{,}37 Г_{пр} \frac{Z \cdot T}{P_{пп}} \quad (7.27)$$

где: Z – коэффициент сжимаемости газа;

T – пластовая температура, ºС;

P – пластовое давление.

Остаточное нефтесодержание $F_{нг}$ рассчитывается по формуле: [68]

$$F_{нг} = 10^2 \frac{F_{пр}}{G} \cdot (1.05 + 1.66 \cdot 10^{-4} \cdot H) \quad (7.28)$$

где: H – глубина скважины, м;

G – газовый фактор нефти, $м^3/м^3$.

Если величина газового фактора неизвестна, G можно определить по формуле:

$$G=\frac{H}{16.8} \tag{7.29}$$

Обобщенный показатель углеводородного состава был предложен Э.Е. Лукьяновым. [69]

$$\text{ОПУС} = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot \ldots \cdot C_{n-1}}{(C_1+C_2+C_n)^{n-1}} \tag{7.30}$$

где: C_1, C_2….C_n – углеводородные компоненты;
n – порядковый номер компонента.

Для исключения добавок нефти в ПЖ предлагается определять ОПУС по первым 3-м или 4-м компонентам:

$$\text{ОПУС}_3=\frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \tag{7.31}$$

$$\text{ОПУС}_4=\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \tag{7.32}$$

$$\text{ОПУС}_3^1 = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{3} \tag{7.33}$$

Предложен также ОПУС_5^1, имеющий, по мнению автора, хорошую корреляционную связь с молекулярной массой газа:[42]

$$\text{ОПУС}_5^1 = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5}{5} \tag{7.34}$$

Остаточная газонасыщенность флюида пласта (G_ϕ) рассчитывается по формуле:

$$G_\phi=\frac{\Gamma_{np}}{К_П+0{,}002\Gamma_{ap}} \tag{7.35}$$

В процессе интерпретации данных газового каротажа рассчитываются и другие параметры и коэффициенты. Более подробно об этом будет изложено ниже в разделе «Оценка характера насыщения пластов-коллекторов».

7.7. Аппаратура и оборудование для проведения газового каротажа.

Газоаналитическая аппаратура и оборудование должны обеспечивать:

- высокую чувствительность хроматографа и суммарного газоанализатора:
- широкий спектр измерения углеводородных газов (УВГ);
- необходимый динамический диапазон измерений УВГ;
- высокую экспрессность проведения анализов;
- измерение суммарного содержания углеводородных газов или метана непрерывно в функции времени;
- регистрацию величины концентраций УВГ с учетом калибровочных коэффициентов и коэффициента дегазации желобного дегазатора;
- возможность регистрации значений УВГ в функции времени и масштабе действующих и исправленных глубин;
- исключение пропуска маломощных нефтегазонасыщенных пластов и пропластков при неблагоприятных геолого-технических условиях;
- высокую степень автоматизации процесса измерения;
- высокую степень надежности эксплуатации в полевых условиях и простоту в обслуживании.

Для достижения максимальной эффективности газового каротажа необходимо в процессе бурения проводить:

- непрерывную дегазацию части выходящей из скважины промывочной жидкости;
- транспортировку полученной газовоздушной смеси (ГВС) в станцию ГТИ для дальнейшего её анализа;
- непрерывное определение в ГВС суммы углеводородных газов или метана на входе и выходе из скважины;
- циклическое покомпонентное определение углеводородных газов: метана (CH_4), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), изобутана (i-C_4H_{10}), бутана (C_4H_{10}), изопентана (i-C_5H_{12}), пентана (C_5H_{12}) и водорода (H_2);
- эпизодическое, по мере отбора проб ПЖ, определение газонасыщенности ПЖ и расчетное значение коэффициента дегазации ПЖ желобным дегазатором.

Обязательный комплекс аппаратуры и оборудования для газового каротажа включает в себя:

- желобной дегазатор ПЖ непрерывного действия;
- термовакуумный дегазатор для дегазации отбираемых проб ПЖ;
- суммарный газоанализатор или датчики для измерения CH_4 или $Г_{сум}$ на входе и выходе из скважины;
- хроматограф компонентного анализа УВГ или масс-спектрометр.

7.7.1 Дегазаторы.

Дегазаторы для дегазации ПЖ подразделяются на дегазаторы непрерывного действия и дегазаторы для эпизодической дегазации проб ПЖ.

Дегазаторы непрерывного действия бывают двух основных типов – поплавковые и центробежные с принудительной дегазацией части потока ПЖ на выходе из скважины.

Основные требования к дегазаторам, устанавливаемым в желобной системе на выходе из скважины, следующие:

- простота и надежность конструкции;
- высокая степень и постоянство степени дегазации промывочной жидкости.
- постоянная времени газообмена;
- не применять дегазаторы с естественной дегазацией ПЖ, т.е. поплавковые.

Так как поплавковые дегазаторы не обеспечивают выполнение большей части перечисленных выше требований, использование их недопустимо при проведении ГТИ.

Для обеспечения высокой степени дегазации и ее постоянства необходимо:

- устанавливать дегазатор как можно ближе к устью скважины;
- обеспечить постоянство места установки дегазатора за время процесса бурения скважины;
- по возможности использовать один тип дегазатора в процессе бурения;
- обеспечить постоянство погружения дегазатора в промывочную жидкость.

Газонасыщенность ПЖ резко уменьшается при выходе ее из затрубного пространства в желобную систему и движении жидкости по желобу.

На рис.7.8 приведены данные экспериментальных исследований, проведенных Снарским К.М., по изучению изменения газонасыщенности ПЖ в процессе ее движения из скважины к виброситу.

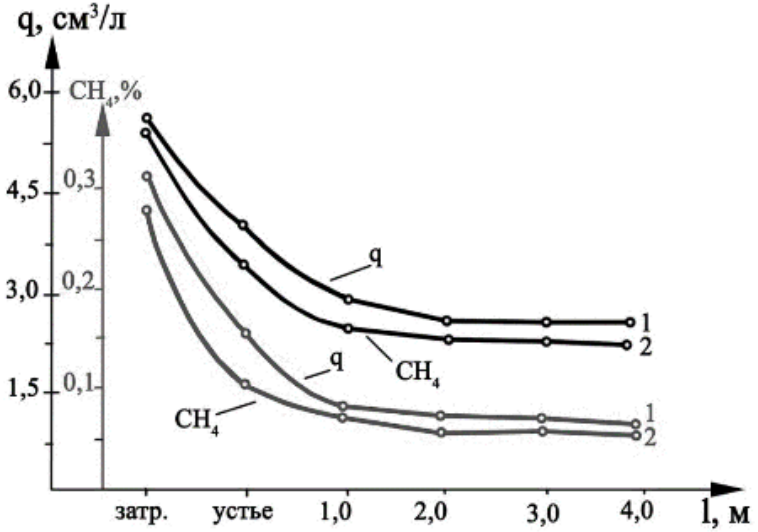


Рис.7.8. Изменение ***q*** и ***CH₄*** при движении ПЖ «затрубное пространство – устье скважины – вибросито», где ***q*** – газонасыщенность ПЖ; ***CH₄*** – содержание метана.

В процессе эксперимента производился отбор проб ПЖ из затрубного пространства до выхода ее на поверхность, на устье скважины и в желобной системе, на различных расстояниях от устья скважины (1, 2, 3 и 4 м).

Отобранные пробы подвергались термовакуумной дегазации и проводился компонентный анализ извлеченной газовой смеси на хроматографе, регистрировались газонасыщенность ПЖ (***q***) углеводородными газами и концентрация метана, этана, пропана, бутана, пентана и гексана.

Из приведенных на рис.7.8. графиков изменения ***q*** видно, что газонасыщенность ПЖ в пробах, взятых на расстоянии 1м от устья скважины, в 3-3,5 раза ниже, а концентрация метана в 5-6 раз меньше, чем в пробах, отобранных из затрубного пространства, т.е. при движении ПЖ через дегазатор газонасыщенность будет составлять не 0,6 см³/л, а 0,17-0,20 см³/л. Резкое снижение концентрации метана объясняется тем, что метан в промывочной жидкости находится

большей частью в свободном состоянии и интенсивно выделяется в атмосферу при поступлении ПЖ на поверхность.

Тяжелые углеводороды менее интенсивно выделяются из ПЖ по мере движения ее от устья скважины к виброситу. Особенно незначительно изменяется содержание пентана и гексана.

Данный фактор необходимо учитывать при определении характера насыщения пласта по данным газового каротажа.



Рис. 7.9 Общий вид дегазатора центробежного ДЦ-2623.1

Установка дегазатора на буровой производится в открытом участке желоба, по возможности ближе к устью скважины, с целью получения наиболее достоверной информации о содержании состава газовой смеси в циркулирующей ПЖ.

Центробежный дегазатор ДЦ 2623.1 (рис.7.9) состоит из корпуса, в котором расположен двигатель во взрывозащищенном исполнении, на оси которого находится устройство дробления потока ПЖ, преобразователя частоты, который позволяет подобрать требуемую частоту вращения ротора двигателя для получения оптимальной степени дегазации, подвесных устройств, кабелей питания и проводов заземления. Дегазатор разработан и серийно выпускается в ООО НПК «Геоэлектроника сервис».

При работе дегазатора промывочная жидкость через окна забора ПЖ, расположенные в нижней части корпуса, попадает на разбрызгиватель и выделившийся из промывочной жидкости газ под вакуумом через газовоздушную линию и фильтр поступает в газоаналитическую аппаратуру станции ГТИ. При остановке циркуляции дегазатор работает в воздушной среде, выбрасывая остатки ПЖ, подготавливаясь, таким образом, к дальнейшей работе.

Технические характеристики дегазатора ДЦ-2623.1 приведены в таблице 7.13.

Таблица 7.13.

Технические характеристики дегазатора ДЦ-2623.1

Параметр	**Значение**
Объем дегазационной камеры, $м^3$	0,0036
Коэффициент дегазации промывочной жидкости, %. не менее	50
Перепад уровня промывочной жидкости, не влияющий на эффективность работы дегазационной системы, м, не менее	0,02
Оптимальная производительность побудителя расхода для создания разряжения в газовоздушной линии, л/ч	60
Потребляемая мощность, кВт, не более	0,5
Напряжение питания, В	220±20%
Частота питающего напряжения, Гц	50
Рекомендуемая частота вращения двигателя, об/мин	700
Диапазон частоты питающего напряжения, поступающего с преобразователя, Гц	10…25
Диапазон рабочих температур, ºС	+5…+50
Плотность ПЖ, $кг/м^3$	800…2500
Размер твердых частиц в ПЖ, мм, не более	10
Габаритные размеры, мм	234×241×700
Вес, кг, не более	24
Режим работы	постоянный
Срок эксплуатации	5 лет



Рис.7.10. Дегазатор.

Подобного типа дегазаторы нашли широкое применение в производственных геофизических предприятиях.

На рис.7.10 показан внешний вид дегазатора с непрерывным дроблением потока ПЖ на выходе из скважины, применяемый в тресте «Башнефтегеофизика». Технические характеристики дегазатора приведены в таблице 7.14.

Таблица 7.14

Технические характеристики дегазатора

Параметр		**Значение**
Режим работы		непрерывный
Напряжение питания, В		380
Число оборотов вала дегазатора, об./мин		900
Мощность электродвигателя дегазатора, Вт		370
Масса, кг, не более:	дегазатора модуль управления	20 7
Габаритные размеры, мм:	дегазатора модуль управления	310×205×560 300×200×150

В таблице 7.15 приведены результаты сравнительных испытаний двух типов дегазаторов – поплавкового и с дроблением потока, проведенные П.П. Муравьевым на одной из скважин месторождения Тенгиз.

Из таблицы видно, что степень дегазации поплавкового дегазатора более чем в 7 раз ниже, чем дегазатора с дроблением потока, и поэтому применение поплавковых дегазаторов должно быть под строжайшим запретом.

Конструктивно дегазаторы с дроблением потока могут отличаться довольно значительно, но основными составными частями таких дегазаторов являются двигатель и рабочая емкость с мешалкой. Двигатель может быть электрическим или пневматическим. Основным условием применения электродвигателя является его взрывозащищенное исполнение. Мешалка выполняется обычно из нержавеющей стали, по типу – лопастной или шнековой.

Таблица 7.15.

Результаты сравнительного испытания дегазаторов на месторождении Тенгиз.

Тип дегазатора	Количество дегазируемой жидкости, л/мин	Объемная скорость газовоздушной смеси, $см^3$/мин	Суммарная концентрация УВГ в газовоздушной смеси, %
Поплавковый	150	500	0,25
С дроблением потока	70	500	2,20
Поплавковый	150	500	0,75
С дроблением потока	70	500	5,50
Поплавковый	150	500	1,10
С дроблением потока	70	500	7,50

Основные сложности при эксплуатации подобного типа дегазаторов связаны с его правильной установкой при монтаже. Главное условие эффективной работы дегазатора заключается в том, чтобы входной патрубок дегазатора находился в потоке выходящей из скважины ПЖ.

В ООО НППГА «Луч» разработан дегазатор вихревой с дроблением потока ПЖ с внутренним объемом камеры 600 $см^3$, скоростью эвакуации ГВС>1200 $см^3$/мин и постоянной времени 1-2 мин. [10] Дегазатор работает на принципе создания тангенциального ускорения ПЖ в специальной камере и распыления ее тонким слоем (≈ 1 мм), в результате чего удаляется практически весь нерастворенный газ.

7.7.2. Газовоздушные линии.

Основные требования, предъявляемые к ГВЛ, следующие:

- минимальное искажающее влияние на состав транспортируемого углеводородного газа;
- минимальное время транспортировки ГВС от дегазатора до газоаналитической аппаратуры станции ГТИ;

- минимальное воздействие на транспортировку ГВС температурных изменений окружающей среды.

Газовоздушные линии обычно изготавливаются из полимерных материалов (ПВХ, силикон) или из металла (нержавеющая сталь) в виде трубок с внутренним диаметром 4-6мм.

Газовоздушные линии из металлических трубок практически не искажают компонентный состав газа в процессе его транспортировки, независимо от температуры окружающего воздуха, но представляют определенную сложность во время монтажа и эксплуатации.

Газовоздушные линии из полимерных материалов (особенно ПВХ) значительно искажают состав транспортируемых УВГ, особенно при резких перепадах температуры. В летнее время такие ГВЛ при низких температурах сорбируют углеводороды, особенно тяжелые, а при резком повышении температуры, выделяют их в газовоздушную смесь, что приводит к появлению ложных газовых аномалий на диаграммах газового каротажа.

В связи с этим при выборе ГВЛ необходимо избегать применения подобных материалов. Наиболее применимым является использование не сорбирующего углеводороды материала, например, фторопласта.

Минимальное время транспортировки ГВС определяется длиной ГВЛ, внутренним диаметром трубок линии и расходом ГВС через нее в единицу времени.

Для обеспечения минимального времени транспортировки ГВС желательно располагать станцию ГТИ как можно ближе к желобному дегазатору, но с обязательным соблюдением правил техники безопасности. Обычно при установке станции ГТИ на расстоянии 60-80м от буровой время движения ГВС от дегазатора до станции ГТИ составляет от 2-х до 5-ти минут. При кустовом бурении и установке станции ГТИ рядом с буровой, время сокращается до 1-ой минуты, что положительно влияет на своевременную реакцию оператора станции ГТИ при резком росте газопоказаний и предупреждении аварийных ситуаций.

Для минимального воздействия температуры окружающей среды обычно используют ГВЛ с подогревом. Несмотря на дополнительные сложности в монтаже и эксплуатации данного типа ГВЛ, они обладают несомненными преимуществами перед обычными ГВЛ, т.к. не изменяют состав транспортируемых УВГ и не подвержены замерзанию в зимний период.

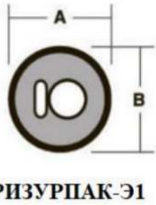
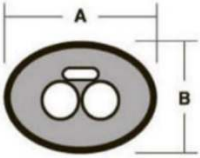
НПО «Ризур» поставляет трубки с обогревом, которые могут быть использованы в качестве ГВЛ (системы РИЗУРПАК-Э).

В системах РИЗУРПАК-Э в качестве источника обогрева применяется саморегулирующийся греющий кабель. Утепленный пучок трубок РИЗУРПАК-Э с электрическим обогревом предназначен для защиты от замерзания, поддержания в узком диапазоне определенной температуры или поддержания требуемой вязкости среды. РИЗУРПАК-Э обеспечивает в технологической трубке поддержание температуры в диапазоне от 10ºС до 121ºС, так как саморегулирующийся греющий кабель уменьшает тепловыделение по мере нагрева технологической трубки. Для электрообогрева в РИЗУРПАК-Э используется параллельный кабель HSB, HSB+, HTSB, PSB.

Система РИЗУРПАК-Э поставляется в нескольких модификациях (таблица 7.16).

Таблица 7.16.

Модификации системы РИЗУРПАК-Э

Модель	Кол-во трубок	Ø техноло-гической трубки	Номиналь-ный вес, кг/м	Номинальные размеры, мм		
				A	B	
РИЗУРПАК-Э1	1	6	0,45	38-42	38-42	 РИЗУРПАК-Э1
РИЗУРПАК-Э1	1	8	0.6	38-42	38-42	
РИЗУРПАК-Э1	1	12	0,74	38-42	38-42	
РИЗУРПАК-Э2	2	6	0,6	40-45	40-45	 РИЗУРПАК-Э2
РИЗУРПАК-Э2	2	8	0,89	48-50	48-50	
РИЗУРПАК-Э2	2	12	1,19	48-50	48-50	

Системы ГВЛ с подогревом выпускает и ООО НПК «Геоэлектроника сервис».

7.7.3. Анализаторы суммарного газосодержания и метана.

Анализаторы УВГ предназначены для непрерывного измерения в функции времени суммарной концентрации УВГ или метана и суммы C_2H_6 – C_6H_{14} в газовоздушной смеси, поступающей из желобного дегазатора.

Важнейшей частью любого газоанализатора является детектор газа, от которого зависят все основные характеристики анализатора.

Из большого количества детекторов, основанных на различных принципах работы сенсоров, можно выделить шесть типов, которые могут быть использованы при газокаротажных исследованиях:

- детекторы по теплопроводности (ДТП);
- детекторы термохимические (ТХД);
- полупроводниковые детекторы (ППД);
- пламенно-ионизационные детекторы (ПИД);
- инфракрасные детекторы (ИКД);
- фотоионизационные детекторы (ФИД).

Принцип работы детекторов по теплопроводности основан на измерении сопротивления чувствительного элемента при изменении теплопроводности проходящего через него газа.

Детектор по теплопроводности обладает двумя существенными недостатками: низкой чувствительностью и зависимостью сигнала от величины содержания в ГВС тяжелых углеводородов. [45] Это связано с тем, что при нормальной температуре теплопроводность метана выше теплопроводности углеводородов (этан - гексан), поэтому даже при высокой концентрации метана детектор может дать нулевые или даже отрицательные показания при большом содержании в ГВС тяжелых углеводородов. Детектор обладает высокой чувствительностью к наличию в ГВС водорода.

Ввиду указанных недостатков детектор по теплопроводности можно использовать только при исследовании газоконденсатных и газовых залежей, где содержание углеводородов этан - гексан не превышает 10% об.

Термохимические детекторы основаны на принципе изменения сопротивления при термокаталитической реакции сжигания горючих газов. Измерения производятся с помощью электрического моста сопротивлений, одно плечо которого является рабочим, а второе – вспомогательным (компенсационным). При сжигании горючих газов

на чувствительном элементе рабочей камеры происходит разбаланс моста, величина которого соответствует концентрации УВГ в ГВС.

Недостатками ТХД являются:

- невысокая чувствительность к УВГ ($5 \cdot 10^{-2}$ по метану);
- высокая чувствительность к наличию в ГВС водорода.

На рис 7.11 показана зависимость сигнала ТХД от напряжения для различных газов. [70]

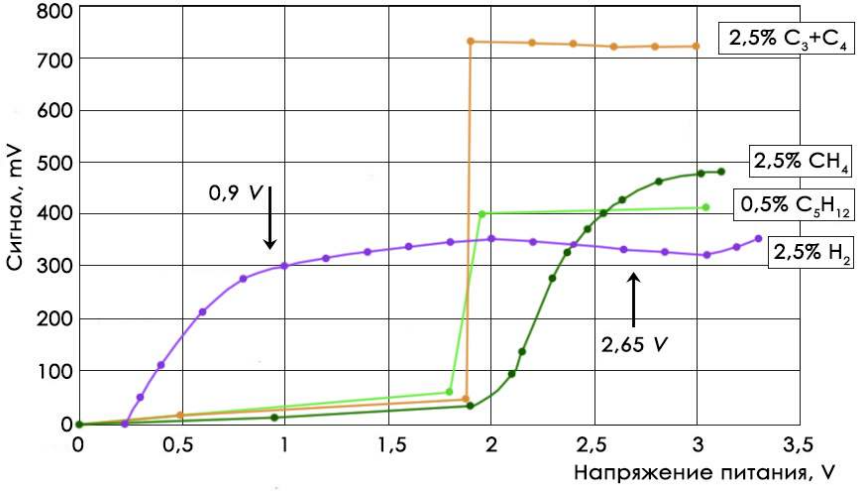


Рис.7.11. Зависимость сигнала детектора от напряжения для различных газов.

Из графиков изменения кривых УВГ и водорода видно, что при одном и том же напряжении чувствительность ТХД к разным газам различна. Водород сгорает при напряжении 0,8-0,9В, метан при напряжении 2,5-2,8В, а тяжелые углеводороды при напряжении 1,8-2,0В.

Видно, что при незначительных значениях напряжения 0,9-1,2В отношение сигналов водорода к метану составляет 22-25, что позволяет использовать ТХД для определения водорода в ГВС при рабочих напряжениях 0,9-1,0В с погрешностью ±5% отн.

При использовании ТХД для анализа УВГ необходимо параллельно с углеводородными газами измерять и концентрацию водорода в ГВС, во избежание неверной интерпретации природы газовых аномалий.

Полупроводниковый детектор (ППД) основан, как и ДТП, на измерении сопротивления чувствительного элемента при

прохождении через него газовой смеси с различной теплопроводностью.

Детектор позволяет измерять концентрацию УВГ в ГВС от 0,05 до 100% по метану. Недостатками полупроводниковых детекторов являются те же, что и для детекторов по теплопроводности.

Данный вид детекторов может применяться для анализа содержания метана в ГВС при исследовании газовых и газоконденсатных залежей.

Пламенно-ионизационные детекторы (ПИД) основаны на ионизации молекул УВГ с помощью водородного пламени и измерении ионизационного тока, который пропорционален количеству образовавшихся ионов. Достоинствами детектора являются высокая чувствительность (до10^{-5}%) и широкий диапазон измеряемых концентраций УВГ (до 60%).

Недостатками пламенно-ионизационного детектора являются:

- разная чувствительность к отдельным углеводородным компонентам, т.к. чувствительность ПИД к УВГ пропорциональна числу атомов углерода в молекуле УВ (числу образуемых ионов);
- требует наличия источника водорода, обычно генератора водорода.

Данный тип детекторов широко применяется при хроматографическом анализе ГВС, как у нас в стране, так и за рубежом. Применение ПИД обосновано при исследовании нефтяных залежей с низким газовым фактором (Республики Татарстан и Башкортостан), где фоновые показатели не превышают в большинстве случаев $1 \cdot 10^{-3}$%, а нефтяные пласты выделяются положительными аномалиями $1 \cdot 10^{-2}$% по метану. В данных районах для недопущения случаев пропуска нефтенасыщенных пластов имеет смысл использовать детекторы ПИД для измерения суммы УВГ непрерывно в функции времени, т.е. использовать их в качестве суммарного газоанализатора.

Инфракрасные детекторы (ИКД) основаны на принципе поглощения ИК-излучения газовой смесью, проходящей через рабочую камеру детектора. Подробно достоинства применения ИКД в практике работ ГТИ рассмотрены в работе [70], как показано авторами, особенно эффективно применение двухканального индикатора газосодержания (ИГС): первый канал – для измерения метана (CH_4), второй – для измерения этан – пентана (C_2H_6 – C_5H_{12}). Дополнительно

к прямому определению метана и тяжелых УВ, газоанализатор с ИКД выдает и сумму УВГ в объемных процентах.

Недостатком инфракрасного детектора является недостаточная селективность на метан и тяжелые углеводороды (ТУ) при концентрации ТУ более 10%, но в новых моделях суммарных газоанализаторов (АГАТ-3И), выполненных по двухканальной схеме, этот недостаток устранен.

Фотоионизационные детекторы (ФИД) основаны на явлении ионизации исследуемой газовой смеси под действием ультрафиолетового излучения специальной лампой, при этом свободные электроны и ионы создают ток, величина которого пропорциональна содержанию в газовой смеси молекул анализируемого компонента.

Детекторы ФИД обладают очень высокой чувствительностью к углеводородным компонентам, поэтому нашли широкое применение для определения концентрации УВГ в воздухе рабочей зоны нефтеперерабатывающих заводов, где предельно допустимая концентрация (ПДК) нефтепродуктов составляет всего 300 мг/м^3.

Основным недостатком ФИД является ограниченное число измеряемых компонент углеводородного ряда от бутана (C_4H_{10}+ высш.), т.е. концентрацию метана в ГВС измерить невозможно. Данный детектор может быть использован для выделения нефтеносных пластов в Республиках Татарстан и Башкортостан, где объемное содержание тяжелых углеводородов нередко превышает 50%, а газовый фактор очень низкий (10-20 м^3/т).

В настоящее время широкое распространение в практике работ по ГТИ получил разработанный под руководством Э.Е. Лукьянова газоанализатор «АГАТ», который после некоторой модернизации выпускается серийно в ООО НПК «Геоэлектроника сервис». Газоанализатор «АГАТ-3И» предназначен для непрерывного определения процентного содержания метана и тяжелых углеводородов в газовоздушной смеси, поступающей от дегазатора ПЖ. Газоанализатор, благодаря двухканальной системе измерения, может определять содержание суммы углеводородных газов, метана и отдельно тяжелых УВ или только метана, например, при бурении на известково-битумных растворах или больших добавках сырой нефти или дизтоплива в промывочную жидкость. Газоанализаторы «АГАТ-3И» выпускаются в двух модификациях:

– АГАТ-3И-01.1-4А с термокаталитическим и оптическим сенсорами;
– АГАТ-3И-01.1-5А с оптическими сенсорами.

Газоанализаторы АГАТ серийно выпускаются в ООО НПК «Геоэлектроника сервис». Технические характеристики газоанализатора «АГАТ-3И» приведены в таблице 7.17.

Таблица 7.17.

Технические и метрологические характеристики газоанализатора «АГАТ-3И»

Параметр		**Значение**
Количество каналов измерений		2
Диапазон измерений объемной доли компонента, %	- метан (CH_4); - пропан (C_3H_8)*	0,01-80 0,01-20
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений по каналам 1,2, при температуре окружающей среды (20±5)°С, Dд, %, не более:		±10
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, обусловленной изменением температуры окружающей среды на каждые 10°С в пределах рабочих условий, Dt, %		±3
Дискретность отсчета измерений, %		0,001
Диапазон нормированного расхода потока на входе отбора смеси, Q, $см^3$/мин		400-800
Вариация выходного сигнала, $D_д$, % объёмной доли		0,2 Dд
Дрейф нуля, % объёмной доли		0,01
Время установления выходного сигнала (показаний), сек, не более		20
Время прогрева, мин, не более		60
Цифровой выход		RS-485
Параметры питания:	- напряжение, В - частота сети, Гц	220^{+10}_{-15}% 50
Потребляемая мощность, Вт, не более		200
Габаритные размеры, мм		482×478×177
Вес, кг		12
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		8 000
Срок эксплуатации		5 лет

Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP30
Режим работы		постоянный
Условия эксплуатации:	диапазон температуры окружающего воздуха, ºС диапазон относительной влажности, % диапазон атмосферного давления, кПа	+5...+40 5 … 95 84…106,7

* - *выводится на мониторе ПК, как сумма тяжелых газов.*

Внешний вид газоанализатора «АГАТ-3И» показан на рис.7.12.



Рис.7.12. Передняя панель суммарного газоанализатора «АГАТ»:

1. – плата автоматики с электронным ротаметром ГПА -463-07;
2. – вентиль;
3. – предохранитель для ПМВ-2;
4. – сетевой предохранитель;
5. – штуцер «Из дегазатора».
6. – тумблер переключения «Из дегазатора/из атмосферы»;
7. – тумблер подачи электропитания 220 В;
8. – кнопка обнуления ИГС;
9. – кнопка «Пуск».

Газоанализатор монтируется в стойке газоаналитической аппаратуры станции ГТИ.

Время выхода анализатора в рабочий режим составляет 60 мин.

ООО «ЭМИ-Прибор» (г. Санкт-Петербург) разработал портативный выносной инфракрасный анализатор суммарного содержания УВГ в ГВС, который может располагаться непосредственно на буровой. [10] Краткие технические характеристики приведены в таблице 7.18.

Таблица 7.18.

Технические характеристики ИК-анализатора.

Параметры		**Значение**
Диапазон измерения, % об.	метан (CH_4) сумма тяжелых УВ	0 - 100 0 - 20
Погрешность, % отн.		5
Быстродействие, с		30
Рабочий диапазон температур, ºС		-40(-55) …+60
Питание, В		9…18
Масса анализатора, кг		3

В ООО НПП «Геосфера» (г. Тверь) разработан анализатор суммарного газосодержания «СГА-03».

Технические характеристики анализатора приведены в таблице 7.19.

Таблица 7.19.

Технические характеристики суммарного газоанализатора «СГА-03»

Верхний предел измерений при калибровке по метану, % об.		0…50
Порог чувствительности по метану, % об.		0,001
Время установления выходного сигнала, с, не более		3
Интерфейс взаимодействия		RS232
Диапазон рабочих температур, ºС		+10…+35
Напряжение питания, В		220
Габаритные размеры, мм	газоанализатора блока транспортировки газа	250×235×225 210×235×80
Масса, кг		8

Внешний вид газоанализатора «СГА-03» показан на рис.7.13.



Рис.7.13. Внешний вид газоанализатора «СГА-03»

Газоанализатор предназначен для непрерывного измерения суммарной концентрации горючих газов в ГВС. Значения суммарного газосодержания с датчика, находящегося в режиме измерения, и величины выходного сигнала (в вольтах) для датчика, находящегося в режиме продувки, выводятся на жидкокристаллический дисплей газоанализатора. Газоанализатор укомплектован программным обеспечением «GasSum 2.0.0.0»

Для измерения концентрации метана представляется целесообразным использование газоанализаторов серии ИГС-98 различных модификаций (переносные и стационарные), также в этой серии выпускаются анализаторы H_2S, CO_2, Не, O_2 и др.

Переносные газоанализаторы выполняются во взрывозащищенном исполнении и могут устанавливаться непосредственно на устье скважины, что позволяет сократить время обнаружения опасных концентраций газа (CH_4, H_2S) с 2-5 мин до нескольких секунд.

Установка переносных газоанализаторов особенно актуальна при разведочном и эксплуатационном бурении на газовых и газоконденсатных месторождениях и при наличии в ПЖ сероводорода.

7.7.4. Хроматографы.

Хроматографы для станций ГТИ предназначены для оперативного определения компонентного состава углеводородов в ГВС при проведении геолого-геохимических исследований в процессе бурения скважин на нефть и газ.

Основные требования, предъявляемые к хроматографам станций ГТИ, сводятся к следующему:

- максимальное количество измеряемых углеводородных компонент;
- большой диапазон измерения каждой углеводородной компоненты;

- высокая чувствительность прибора по каждому компоненту и низкая погрешность измерения;
- малое время цикла одного анализа;
- высокая степень автоматизации процесса измерения;
- высокая ремонтопригодность;
- малые габаритные размеры и масса.

Выполнение перечисленных выше требований необходимо для решения геолого-технологических задач при проводке скважин в сложных геолого-технических условиях (наличие в разрезе продуктивных пластов малой мощности, наличие зон АВПД и АВПоД и др.)

Основную роль для эффективной работы хроматографа имеет выбор детектора и метода хроматографического анализа.

В газовой хроматографии применяют следующие виды детекторов: [71]

- термохимический;
- пламенно-ионизационный;
- детектор по теплопроводности;
- пламенно-фотометрический;
- фотоионизационный;
- термоионный;
- электронного захвата.

В практике работ ГТИ нашли применение первые два вида детекторов: пламенно-ионизационный (ПИД) и термохимический (ТХД).

Детекторы должны удовлетворять следующим требованиям: [70]

- высокой чувствительностью к УВГ (не ниже $5 \cdot 10^{-4}$ по пропану);
- хорошей селективностью по разделению углеводородных компонентов;
- большим динамическим диапазоном (для CH_4–C_6H_{14} от $5 \cdot 10^{-4}$ до 10%);
- малой величиной объема ячейки детектора (объем $\leq$0,5 $см^3$);
- регистрацией показаний по концентрации или массе УВГ.

Большое значение имеют чистота газа-носителя и чувствительность к скорости потока ГВС.

Высокие требования предъявляются и к представлению результатов хроматографического анализа, т.е. скорость опроса сигнала детектора

должна быть максимально высокой, а задержка информации в электронном блоке минимальна.

Детектор по теплопроводности (ДТП) применяется в газовой хроматографии, в основном, в стационарных лабораториях в хроматографах с использованием в качестве газа-носителя – гелия, что ограничивает его область применения в полевых условиях. Не нашли применения и другие детекторы из перечисленных выше.

Пламенно-ионизационный детектор широко применяется в газовых хроматографах за рубежом и в России. [2, 48] Основными преимуществами ПИД являются его высокая чувствительность к УВГ ($1 \cdot 10^{-5}$ по метану) и нечувствительность к наличию в ГВС водорода.

Термохимический детектор нашел широкое применение в России, так как в основном соответствует требованиям, предъявляемым к детекторам для хроматографов станций ГТИ. [70]

Большое значение, как уже отмечалось выше, имеет выбор метода хроматографического анализа. В газовой хроматографии применяются, главным образом, три метода: газоадсорбционный, газожидкостный и капиллярный. [71] В отечественных хроматографах станций ГТИ используются газоадсорбционный и газожидкостный методы.

При газоадсорбционном методе в разделительную (сорбционную) колонку в качестве адсорбента помещается измельченное твердое вещество: силикагель, алюмогель, молекулярные сита, пористые полимеры и др. Основные требования к адсорбенту сводятся к следующим:

- большая величина поверхности зерен (до 800 $м^2/г$);
- высокая пористость;
- высокая способность поглощать и выделять УВГ;
- хорошая термостойкость;
- незначительная собственная каталитическая активность;
- безопасность в использовании.

При газожидкостном методе на инертный твердый носитель (силикагель, алюмогель, молекулярные сита и др.) наносится тонким (100 нм) слоем нелетучая жидкость (сквалан, диглицерин, карбовакс и др.).

Сущность метода заключается в том, что анализируемая газовая смесь проходит через колонку с неподвижной жидкой фазой, нанесенной на твердый носитель. [71]

Преимуществами метода является то, что он позволяет разделять и количественно определять углеводородные компоненты в сложной газовоздушной смеси с высокой скоростью определения.

В качестве колонок используются трубки: металлические, из кварцевого стекла, из полимерных инертных материалов, обычно свернутых в виде спирали.

Длина и диаметр колонок может быть различным, в зависимости от решаемых задач.

Основными требованиями, которые предъявляются к разделительным колонкам, являются: хорошая селективность к УВГ, короткое время анализа и полнота разделения всех анализируемых углеводородных компонент.

Для обеспечения экспресс-анализа в ряде хроматографов с пламенно-ионизационным детектором разделительная колонка в процессе анализа нагревается по заданной программе, что позволяет значительно сократить время анализа.

Основными параметрами, определяемыми в результате хроматографического анализа, являются следующие: [45]

- время цикла анализа (интервал времени между двумя смежными пробами анализируемой ГВС) при работе хроматографа в непрерывном режиме;
- время удерживания i-го компонента анализируемой ГВС (интервал времени между началом цикла анализа и выделением на хроматограмме максимума пика, соответствующего i-му компоненту);
- время выделения i-го компонента анализируемой ГВС (определяется как удвоенное время выделения на хроматограмме пика, соответствующего i-му компоненту на уровне половины высоты пика).

Идентификация углеводородных компонентов осуществляется по результатам калибровки хроматографа газовой смесью известного состава.

Рассмотрим основные типы хроматографов, применяемых при проведении ГТИ в Российской Федерации.

Широкое применение в производственных геофизических организациях нашел хроматограф ГХ-П001.2-2М с термохимическим детектором, серийно выпускаемый в ООО НПК «Геоэлектроника сервис» (г. Тверь). [72]

В хроматографе ГХ-П001.2-2М используется метод газожидкостной хроматографии.

Данный хроматограф предназначен для экспресс-анализа компонентного состава водорода и углеводородов в автоматическом режиме при проведении газового каротажа в процессе бурения. В состав определяемых компонентов входят водород, метан, этан, пропан, изобутан, бутан, изопентан и пентан.

Предусмотрена подача пробы газовой смеси для анализа в ручном режиме.

Основные технические характеристики хроматографа ГХ-П001.2-2М приведены в таблице 7.20.

Таблица 7.20.

Технические характеристики хроматографа ГХ-П001.2-2М

Измеряемые компоненты		водород (H_2), метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), изобутан (i-C_4H_{10}), бутан (C_4H_{10}), изопентан (i-C_5H_{12}), пентан (C_5H_{12})
Чувствительность по метану, % абс.		0,001
Чувствительность по изобутану, % абс.		0,0002
Время цикла анализа, мин, не более		1,5
Время выхода на рабочий режим, мин, не более		60
Дрейф нуля, % объемной доли		0,01
Параметры питания:	- частота сети, Гц	$220^{+10\%}_{-15\%}$
	- напряжение, В	50
Потребляемая мощность без ПК, Вт, не более		200
Режим работы*		постоянный
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		5 000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа		 от +15 до +30 80 от 84 до 106,7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP21

**Рекомендуемый интервал времени работы газоанализатора без вмешательства оператора (интервал времени, в течение которого основная погрешность измерений не превышает предела, установленного для газоанализатора данного типа) 3 суток*

На рис.7.14. представлена передняя панель хроматографа ГХ-П001.2-2М.

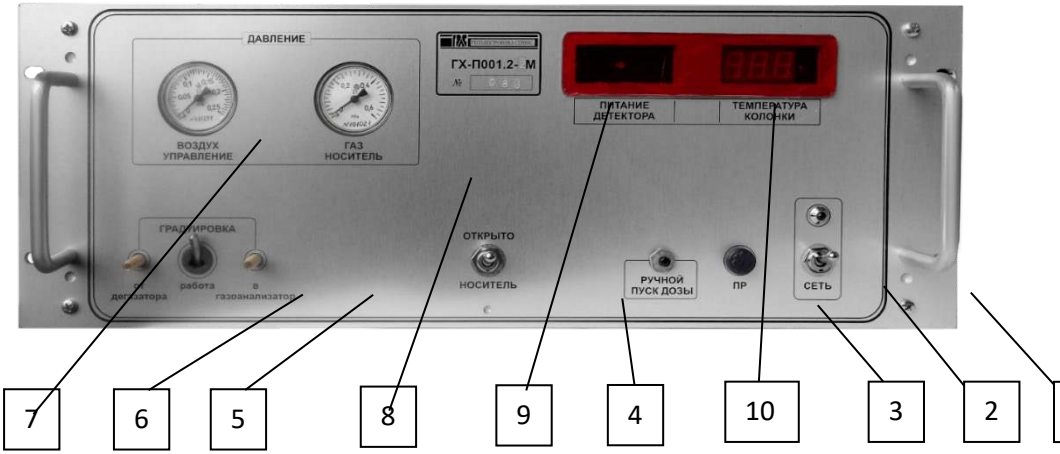


Рис.7.14. Передняя панель хроматографа ГХ-П001.2-2М.

1- тумблер включения прибора;

2 - держатель плавкой вставки (предохранитель);

3 - кнопка проверки работоспособности дозатора;

4 - тумблер включения входного электропневмоклапана;

5 - штуцеры подключения ГВЛ;

6 - пневмотумблер «Работа - Град

7 - манометр, показывающий давл управления краном-дозатором;

8 - манометр, показывающий давле

9 - заводской номер прибора;

10 - индикация наличия питания де (светодиод) и температуры в терм (цифровой индикатор).

Для работы с хроматографом используется программа «ChromApp». Рабочее окно программы в режиме контроля работы хроматографа показано на Рис.7.15.

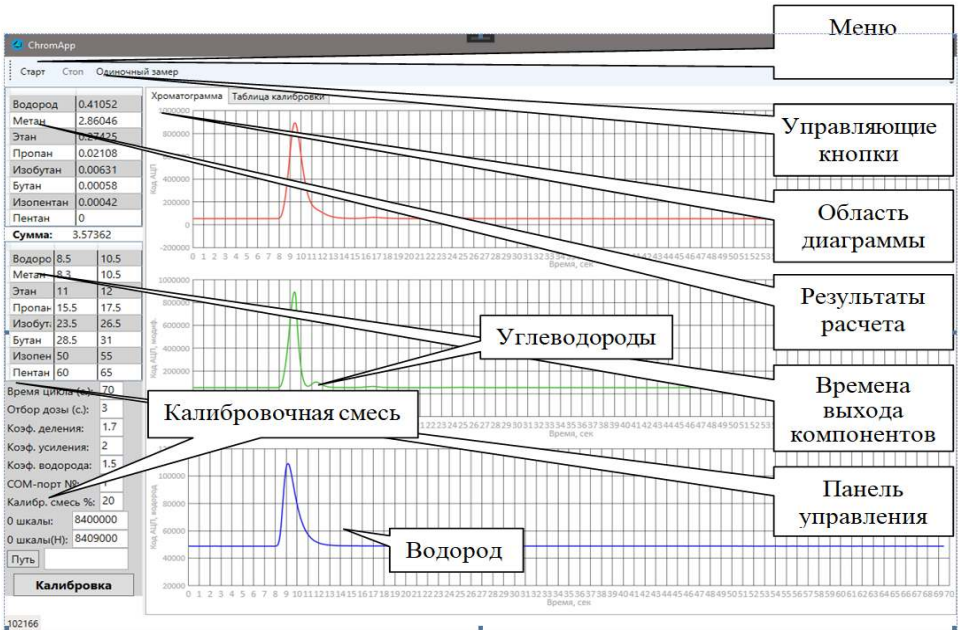


Рис.7.15. Рабочее окно программы «ChromApp»

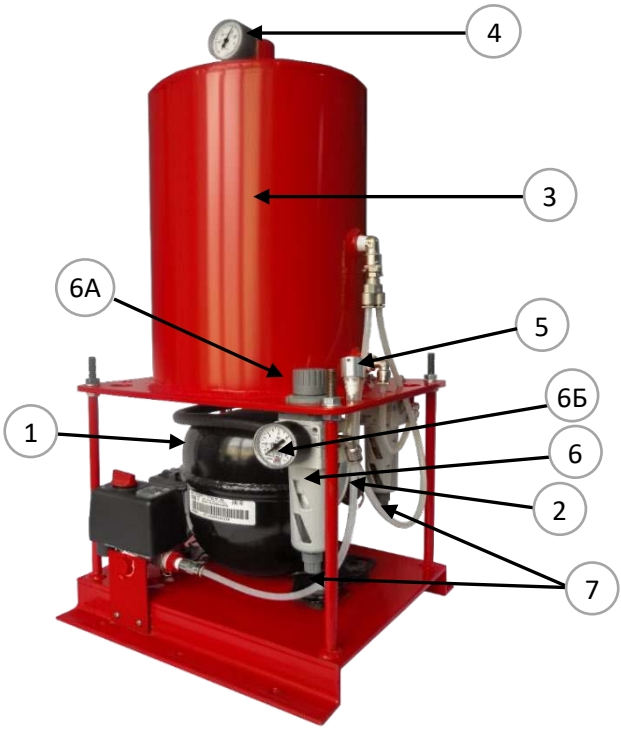
Принцип действия хроматографа основан на методе газожидкостной хроматографии. Газовоздушная смесь от дегазатора под давлением газа-носителя (воздуха) из крана-дозатора проходит через колонку, заполненную специальным сорбентом, обработанным жидкой фазой. Вследствие различной скорости сорбирования анализируемых компонентов, они удерживаются в колонке различное время и, разделяясь, таким образом, далее подаются последовательно на детектор, инициируя сигнал, пропорциональный их содержанию. В соответствии с физико-химическими свойствами анализируемых газов и скорости сорбирования очередность их прохождения через колонку распределена в порядке возрастания молекулярной массы от водорода до пентана.

Сигнал с детектора в виде отдельных пиков, величина которых характеризует процентное содержание водорода и углеводородных газов, оцифровывается АЦП прибора и пересылается в ПК, где программа производит обработку сигнала, сохраняет результаты в базе данных и формирует изображения хроматограммы для визуального контроля процесса анализа на мониторе.

Для стабильности результатов и качественного анализа газовоздушной смеси в условиях работы буровой хроматографическая колонка газоанализатора термостатирована. Установка давлений осуществляется регуляторами давлений (давления воздуха управления и давления газа-носителя). Подбор жидкой фазы, сорбента, термостатирование колонки, подбор давления газа-носителя и напряжения питания детекторов позволяют качественно проводить анализ газовоздушной смеси при газовом каротаже.

Воздух, используемый не только в качестве газа носителя, но и для управления краном-дозатором, подается из специализированного блока подготовки газа-носителя, где проходит необходимую очистку, осушку и сжимается до необходимого давления.

Блок подготовки воздуха (БПВ-М), используемый в комплекте с хроматографом ГХ-П001.2-2М, показан на рис.7.16.



1 – компрессор;
2 – входной фильтр очистки;
3 – ресивер;
4 - манометр, показывающий давление в ресивере;
5 – реле давления;
6 – выходной фильтр-регулятор тонкой очистки;
6А – ручка регулятора;
6Б – манометр, показывающий давление на выходе;
7 – клапаны слива конденсата.

Рис. 7.16. Блок подготовки воздуха (БПВ-М).

Схема пневматических и газовых соединений комплекса показана на Рис.7.17.

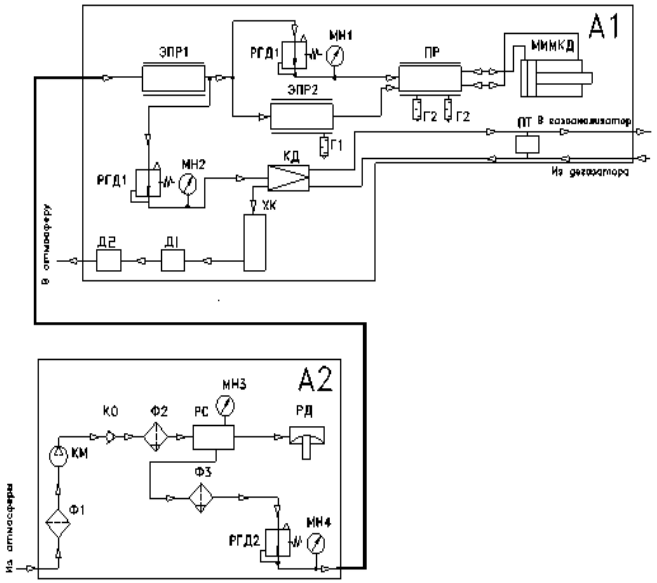


Рис. 7.17. Схема пневматических и газовых соединений

Обозначение	Наименование
А1	Газоанализатор ГХ-П001.2М
ЭПР1	Электропневмоклапан
РГД1	Регулятор давления
МН1	Манометр «Воздух управления» 0,25 МПа
ЭПР2	Электропневмоклапан
Г1	Глушитель
ПР2	Пневмораспределитель 5/2
Г2	Глушитель
МИМКД	Мембранный исполнительный механизм крана-дозатора
МН2	Манометр «Газ носитель» 0,6 МПа
КД	Кран-дозатор
ПТ	Пневмотумблер
ХК	Колонка хроматографическая
Д1,Д2	Детекторы
А2	Блок подготовки воздуха (БПВ-М)
Ф1	Входной фильтр грубой очистки
КМ	Компрессор
КО	Клапан обратный
Ф2	Входной фильтр

РС	Ресивер
МН3	Манометр давления в ресивере
РД	Реле давления
Ф3+РГД2+МН4	Выходной фильтр – регулятор тонкой очистки

Газовоздушная смесь (ГВС) из дегазатора с буровой непрерывно прокачивается побудителем расхода суммарного газоанализатора по газовоздушной линии **(**ГВЛ**)** через петлю отбора дозы крана-дозатора. При этом непосредственно перед попаданием в газоанализатор ГВС очищается от возможных механических примесей при помощи фильтра, установленного в разрыв ГВЛ.

Компрессор блока подготовки воздуха закачивает атмосферный воздух через обратный клапан и входной фильтр очистки и осушки воздуха в ресивер. Рабочий диапазон давления в ресивере поддерживается автоматически при помощи регулируемого реле давления. Визуальный контроль давления в ресивере осуществляется при помощи манометра.

Из ресивера через фильтр-регулятор очищенный и осушенный воздух подается в газоанализатор.

Воздух в газоанализаторе разбирается по трём воздушным магистралям:

- магистрали управления пневмораспределителем посредством электропневмоклапана со сбросом;
- магистрали управления краном-дозатором, редуцированным давлением 0.1-0.18 МПа посредством пневмораспределителя;
- магистрали газа-носителя, для продувки дозы анализируемого газа по хроматографической колонке в детектор редуцированным давлением 0.2-0.4 МПа.

Управление электропневмоклапаном со сбросом происходит по команде ПК при работе программы ”ChromApp**”**, а в случае необходимости – кнопкой «Ручной пуск дозы».

Хроматограф монтируется в стойку газоаналитической аппаратуры станции ГТИ.

Широкое применение в производственных организациях нашел и полевой экспресс-хроматограф «Рубин» (ООО «Геотехсервис», г. Уфа). [73]

В хроматографе «Рубин» используется пламенно-ионизационный детектор и метод газоадсорбционной хроматографии.

Внешний вид прибора представлен на рис.7.18.



Рис.7.18. Внешний вид хроматографа «Рубин».

В хроматографе сохранены положительные стороны и устранены имевшиеся эксплуатационные неудобства предыдущего поколения аппаратуры. Хроматограф «Рубин» построен по прямоточной одноколоночной схеме вместо традиционно используемой двухколоночной; поглотительная колонка, служащая для отсечки компонентов тяжелее гексана, отсутствует. Исследуемая газовая смесь пропускается через спиральную колонку, заполненную адсорбентом, при непрерывном потоке газа-носителя и одновременном воздействии теплового поля, меняющегося во времени.

Разделение смеси газообразных углеводородов происходит вследствие различной скорости движения отдельных компонентов вдоль слоя адсорбента. Нагрев колонки в процессе анализа вызывает уменьшение сорбционных свойств, применяемого наполнителя, что дает возможность разделить газовые компоненты с резко отличными сорбционными свойствами.

Обогрев колонки происходит путем пропускания тока непосредственно через металл колонки и реализуется по определенному алгоритму, задаваемому заложенной в приборе программой. Нагрев колонки контролируется термодатчиком и ток нагрева корректируется при отклонении температуры от заданной программы независимо от колебаний питающей сети на буровой. В течение цикла программа поддерживает оптимальную температуру, при которой анализируемые компоненты четко разделяются при наименьшей продолжительности анализа.

Технические характеристики хроматографа «Рубин» представлены в таблице 7.21.

Таблица 7.21.

Технические характеристики хроматографа «РУБИН»

Анализируемые углеводородные компоненты	CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10}, C_5H_{12}, C_6H_{14} и более, включая изосоединения
Тип детектора	ПИД
Чувствительность по метану, %	Не хуже 1^x10^{-5}
Верхний предел исследуемых концентраций, %	100
Продолжительность цикла анализа от C_1 до C_6, *с*	Не более 110
Газ-носитель	Воздух
Давление газа-носителя, *атм*	3
Время выхода на режим, *мин*	Не более 20
Напряжение питания сети, *В*	От 150 до 280
Частота питающей сети, *Гц*	От 40 до 60

Хроматограф может работать автономно, в режиме реального времени (эпизодически и непрерывно) с привязкой по глубине и по времени.

Хроматограф имеет программу регистрации, визуализации и обработки полученных данных.

Генератор водорода, поставляемый с хроматографом, обеспечивает работу пламенно-ионизационного детектора хроматографа.

7.7.5. Масс-спектрометры.

Масс-спектрометр измеряет соотношение массы иона к его заряду, что позволяет определять массу молекулы. [74] Анализируемый газ ионизируется и образовавшиеся положительные ионы разделяются по характерному для каждого из них массовому числу – отношению массы иона к его заряду. Для однозарядных ионов массовые числа совпадают с их молекулярными весами. После разделения ионы попадают на коллектор и дают в его цепи ток, пропорциональный давлению.

Все масс-спектрометры работают по принципу пространственного или временного разделения ионного потока по массе заряженных частиц. Процесс протекает в глубоком вакууме в электрическом и магнитном поле в следующей последовательности:

– ионизация атомов:
– получение потока заряженных частиц;
– разделение ионов по массе;
– преобразование энергии разделенных ионов в электрический сигнал и его обработка в ПК.

Схема масс-спектрометра приведена на рис.7.19.

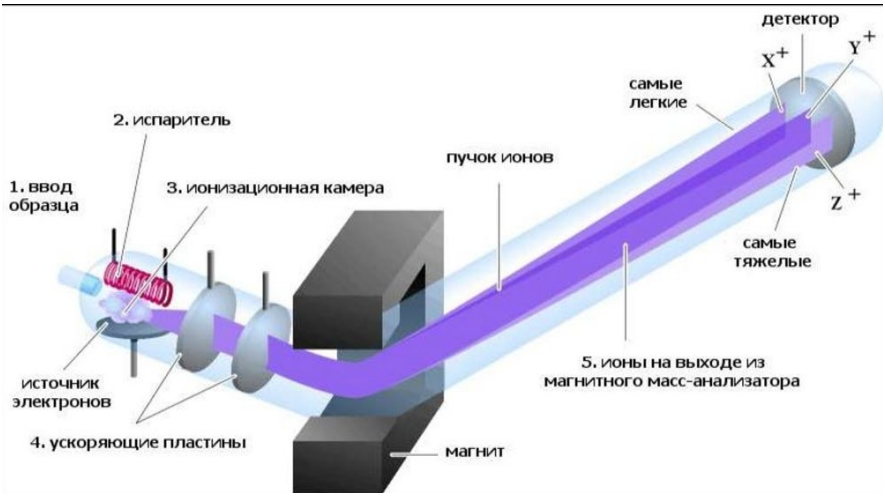


Рис.7.19. Схема масс-спектрометра.

Масс-спектрометры бываю двух типов: непрерывные и пульсовые. [74]

К непрерывным масс-спектрометрам относятся магнитные и квадрупольные.

Наибольший интерес для геолого-геохимических исследований имеют квадрупольные масс-спектрометры, т.к. они обеспечивают высокое разрешение, широкий диапазон измеряемых молекулярных масс и быстродействие.

Приборы имеют компактные размеры и незначительную массу по сравнению со стационарными лабораторными моделями.

В квадрупольных масс-спектрометрах ионный пучок проходит между четырьмя параллельными электродами, на которые подается высокочастотное переменное напряжение, причем одна из пар электродов противоположно расположенных стержней имеет положительный заряд, а другая отрицательный.



Рис.7.20. Газоаналитический модуль «Гарант-К».

Масс-спектрометры для анализа УВГ в ГВС в составе станций ГТИ в настоящее время применяются в ПАО «Сургутнефтегаз» (г. Сургут) и в АО «Башнефтегеофизика» (г. Уфа).

Внешний вид газоаналитического модуля «Гарант-К», в который входит квадрупольный масс-спектрометр остаточных газов RGA200(ГА) (АО «Башнефтегеофизика»), показан на рис.7.20. Технические характеристики масс-спектрометра приведены в таблице 7.22.

Таблица 7.22

Технические характеристики масс-спектрометра RGA200(ГА)

Диапазон масс, а.е.м.	2 -200
Разрешающая способность на уровне 10 %	R = 1 M
Скорость регистрации одной массовой компоненты, с	≈ 1
Диапазон рабочих давлений, Па	10^{-2} - 10^{-4}
Чувствительность по азоту, А / Па	$2x10^{-6}$
Количество регистрируемых газовых компонент, не более	16



Рис.7.21. Портативный масс-спектрометр МС-100.

В производственном режиме масс-спектрометр дает количественную оценку объемного содержания УВГ от метана до пентана в течение 15 *с.*

Из отечественных спектрометров можно отметить выпускаемый группой компаний «ГРАНАТ» портативный масс-спектрометр МС-100. Внешний вид масс-спектрометра МС-100 показан на рис.7.21., а его технические характеристики приведены в таблице 7.24.

Таблица 7.23.

Технические характеристики масс-спектрометра МС-100

Количество одновременно измеряемых компонент	400
Диапазон измеряемых масс, *а.е.м.*	1…1800
Разрешающая способность, не менее	400
Предел обнаружения, *ppm*	1
Диапазон изменения энергии ионизации источника, *эв*	12…150
Время однократного измерения компонента, *с*, не более	0,2
Время установления рабочего режима, *ч*	1,5
Время анализа в газовом режиме, *с*, не более	2,5
Электропитание, *В*	220
Потребляемая мощность, *Вт*	350
Габаритные размеры, *мм*	525х400х325
Вес, *кг*	24

К достоинствам масс-спектрометров относятся быстродействие, измерение углеводородных и неуглеводородных газов, высокая чувствительность.

Основным недостатком прибора, препятствующим широкому применению его в практике работ по ГТИ, является его высокая стоимость. По мере совершенствования технологии производства и снижения цены серийно выпускаемых масс-спектрометров, они, несомненно, найдут широкое применение при проведении геолого-геохимических исследований в процессе бурения нефтегазовых скважин.

7.7.6. Дегазаторы проб промывочной жидкости.

Глубокая дегазация проб проводится для определения газонасыщенности промывочной жидкости и пластового флюида, а также для расчета коэффициента дегазации желобного дегазатора.

Для глубокой дегазации проб ПЖ наиболее широкое применение получили термовакуумные дегазаторы.

Внешний вид термовакуумного дегазатора ДТМ-2, серийно выпускаемого в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», показан на рис.7.22.

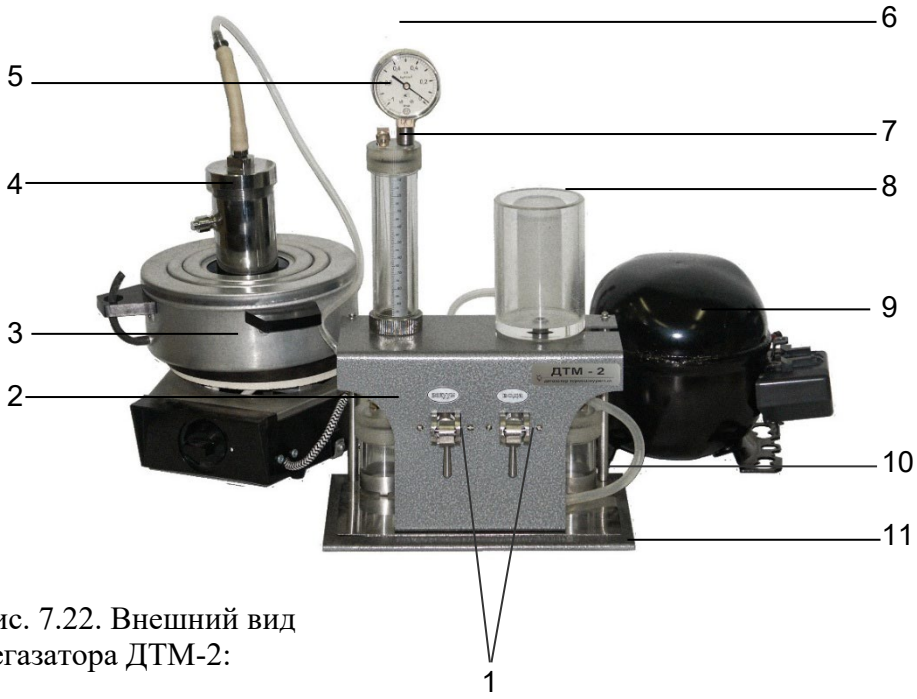


Рис. 7.22. Внешний вид дегазатора ДТМ-2:

1 - пережимные клапаны «Вакуум» и «Вода»;
2 – каркас газоприемного блока;
3 – баня комбинированная лабораторная;
4 – пробоотборник;
5 – узел отбора газа;
6 – вакуумметр;
7 – газосборная емкость со шкалой;
8 – напорная емкость;
9 – вакуумный насос;
10 – ловушка;
11 – основание блока

Функциональная схема дегазатора ДТМ-2 показана на рис. 7.23.

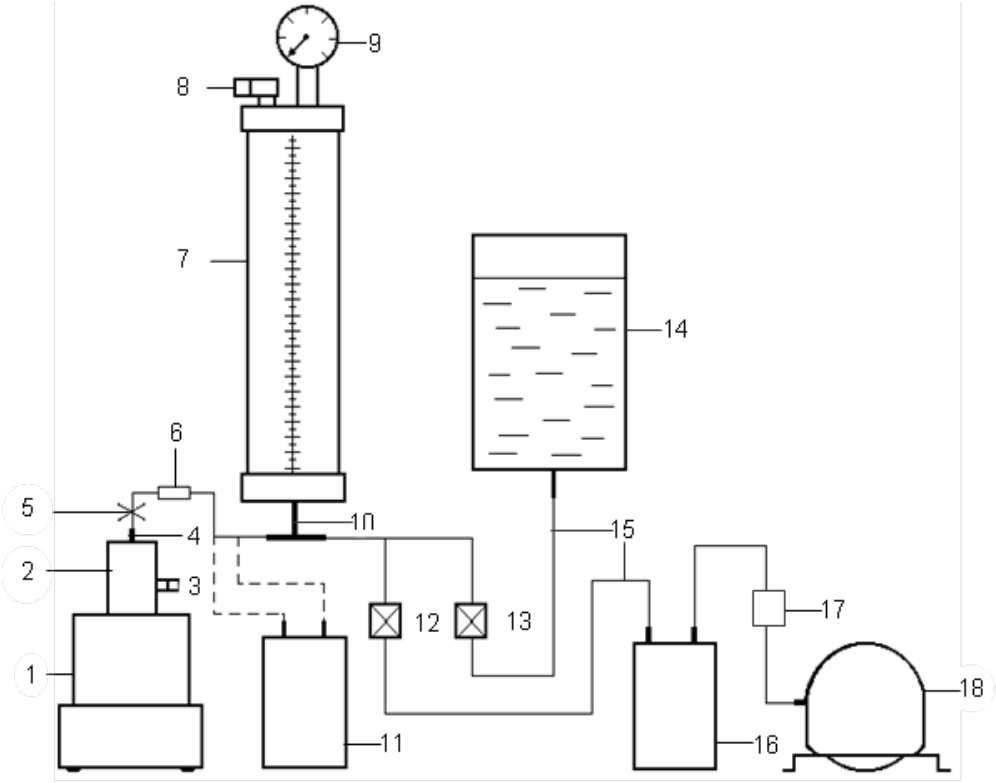


Рис. 7.23. Функциональная схема дегазатора:

1 – баня комбинированная лабораторная (БКЛ);
2 – пробоотборник;
3 – сливной патрубок пробоотборника;
4 – отводная трубка;
5 – зажим Кохера;
6 – входной штуцер;
7 – газосборная ёмкость со шкалой;
8 – узел отбора газа;
9 – вакуумметр;
10 – тройник;
11 – дополнительная ловушка;
12 – пережимной клапан «ВАКУУМ»;
13 – пережимной клапан «ВОДА»;
14 – напорная ёмкость;
15 – соединительные трубки;
16 – ловушка;
17 – фильтр;
18 – вакуумный насос

Отобранная проба ПЖ объемом 250 $см^3$ устанавливается в лабораторную водяную баню (1) и подогревается в течение 10 *мин* до температуры 90-95ºС. В напорную емкость (14) заливается 0,4-0,5 *л*

воды, при закрытом клапане (13). При нагревании пробы ПЖ зажим (5) закрыт. При открытом клапане (12) в системе с помощью вакуумного насоса создается разряжение 0,9 МПа, после чего клапан (12) перекрывается.

Через 10 *мин* после прогрева пробы ПЖ при температуре 90-95ºС, зажим (5) осторожно открывается и газ из пробы переходит в газосборную емкость со шкалой (7), после чего зажим (5) закрывается. Для создания нормального атмосферного давления в системе клапан (13) открывается, и вода частично поступает в газосборную емкость (7), по шкале которой судят об объеме извлеченного из пробы газа. С помощью шприца через узел отбора газа (8) на анализ отбирается 5 $см^3$ газовой смеси, которая через штуцер ввода хроматографа подается для раздельного анализа ГВС.

Общий объём углеводородных и неуглеводородных газов в 1л ПЖ будет равен:

$$V_{общ}=4\cdot V_г, \tag{7.36.}$$

где $V_г$ – объём газа, выделившегося из пробы ПЖ объёмом 250 $см^3$.

Выделившийся из пробы газ анализируется на хроматографе.

Концентрация каждого из углеводородных компонентов рассчитывается по формуле:

$$\mathrm{C}_{ж_i} = \frac{V_г \cdot \mathrm{C}_i}{V_ж}, \tag{7.37.}$$

где C_i – объёмное содержание i-го компонента в газе, извлечённом из пробы, %.

Суммарное содержание УВГ рассчитывается как сумма C_i, т.е.

$$\Gamma_{сум_ж} = \mathrm{C}_1 + \mathrm{C}_2 + \cdots + \mathrm{C}_i. \tag{7.38.}$$

Газонасыщенность пробы углеводородными газами рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{1\cdot 10^{-2}\cdot V_г \cdot \Gamma_{сум_ж}}{V_ж}. \tag{7.39.}$$

Коэффициент дегазации желобного дегазатора определяется по формуле:

$$K_д = \frac{\Gamma_{сум_г}}{\Gamma_{сум_ж}\cdot Q_д}, \tag{7.40.}$$

где $Г_{сум_г}$ - суммарное содержание УВГ в газовоздушной смеси по суммарному газоанализатору в момент отбора пробы промывочной жидкости, %;

$Q_ж$ – расход жидкости через желобной дегазатор, л/сек.

Коэффициент дегазации желобного дегазатора неодинаков для различных углеводородных газов и уменьшается по мере увеличения молекулярной массы газа.

Отбор проб промывочной жидкости необходимо проводить строго в определённом месте перед желобным дегазатором. Время между отбором пробы и её дегазацией должно быть минимальным на протяжении всего времени исследования заданного интервала скважины.

Периодичность или интервалы отбора и дегазации проб промывочной жидкости указываются в техническом задании на проведение ГТИ.

Обязателен отбор и дегазация проб ПЖ при резком изменении параметров ПЖ (плотность, вязкость, водоотдача), при резком увеличении суммарных газопоказаний (в 1,5 и более раз), при замене желобного дегазатора на дегазатор другой конструкции, при переносе желобного дегазатора на другое место.

Пробы пластовой жидкости, при проведении испытаний пластов на трубах (ИПТ), отбираются в пробоотборники, входящие в комплект ДТМ-2, объёмом 250 $см^3$, на выходе из бурильных труб или из ёмкости, куда сливается пластовая жидкость в соответствии с РД 153-39.0-062-00 «Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах», М., 2001.

Термовакуумная дегазация проб ПЖ и пластового флюида проводится при температуре 90-95^oC в течение 10 мин. Вакуум в системе дегазатора (0,09 МПа) создаётся после нагрева пробы. После создания вакуума кран «ВАКУУМ» дегазатора закрывается, а зажим Кохера на трубке пробоотборника осторожно открывается таким образом, чтобы жидкость из пробоотборника не попала в газоизмерительный цилиндр.

Дегазатор ДТМ-2 может применяться и для дегазации проб бурового шлама и керна.

Дегазация шлама и керна производится в следующей последовательности. Свежеотобранная проба бурового шлама объемом 100 $см^3$ или куски керна такого же объема помещают в

пробоотборник и заливают водой в объеме 150 *см*^{3}. Отводная трубка пробоотборника пережимается зажимом и пробоотборник устанавливается в лабораторную водяную баню. Проводится дегазация шлама (керна) по той же схеме, что и для проб с ПЖ.

Газонасыщенность шлама (керна) отдельными углеводородными компонентами рассчитывается по формуле:

$$q_i = \frac{C_i \cdot V_г \cdot \eta}{10 \cdot V_{шл}} \quad (7.41)$$

где: *Ci* – концентрация *i*-го углеводородного компонента, %;

$V_Г$ – объем газа извлеченного из шлама (керна), *см*^{3};

η – доля основной породы в шламе, ед.;

$V_{шл}$ – объем шлама (керна), *см*^{3}.

Суммарная газонасыщенность открытых пор шлама (керна) рассчитывается по формуле:

$$q_{шл} = \sum_{i=1}^{i=n} q_i =$$

где: n – количество углеводородных компонентов.

При дегазации шлама и керна необходимо соблюдать следующие условия:

- дегазацию шлама (керна) проводить в минимально возможное и строго одинаковое время после отбора (но не более 30 *мин*) во избежание самопроизвольной дегазации шлама (керна);
- хранить пробы шлама или образцы керна в герметичных пакетах.

Следует иметь в виду, что за первые 6 *ч* хранения шлама (керна) в негерметизированном состоянии горная порода теряет до 90% газа, содержащегося в открытых порах.

Газометрию шлама в связи с высокой трудоемкостью метода целесообразно проводить, когда газовый каротаж по ПЖ не дает положительных результатов или когда механическая скорость бурения низкая (1-2м/ч).

8. Перспективы развития газового каротажа.

Перспективы развития газового каротажа связаны с совершенствованием всех процессов производства газового каротажа, начиная с отбора проб ПЖ и заканчивая методическим и программным обеспечением.

Отбор ПЖ необходимо производить только из затрубного пространства, для исключения потерь газа, при его контакте с атмосферой.

Применяемый дегазатор должен обладать следующими характеристиками:

- степень дегазации должна быть не ниже 90% при постоянстве коэффициента дегазации;
- расход ПЖ через дегазатор должен быть постоянным;
- объем дегазационной камеры должен быть минимальным;
- газовоздушная смесь должна подаваться в газоаналитическую аппаратуру с постоянными величинами расхода и температуры.

В качестве газовоздушной линии (ГВЛ) использовать металлические трубки из нержавеющей стали или из фторопласта с постоянной температурой нагрева.

Очевидно, что датчики измерения метана, водорода, углекислого газа, сероводорода, кислорода необходимо устанавливать на устье скважины, для чего можно использовать серийно выпускаемые анализаторы ИГС 98.

Газоаналитическая аппаратура, помимо хроматографа, должна дополняться масс-спектрометром, а в ближайшем будущем, в связи с совершенствованием аппаратуры, возможна замена хроматографов портативными масс-спектрометрами.

Хроматографы должны совершенствоваться в нескольких направлениях: увеличение количества регистрируемых компонентов, сокращение цикла анализа, повышение чувствительности.

Наиболее приемлемым для хроматографа является пламенно-ионизационный детектор, обладающий высокой чувствительностью к углеводородам (1×10^{-6} по пропану).

Особенно актуально применение таких хроматографов при исследовании опорных, параметрических, глубоких поисковых и разведочных скважин, а также при поиске и разведке нефтеносных залежей в Республиках Татарстан и Башкортостан, где газовый фактор

нефти незначителен и фоновые значения суммарных газопоказаний УВГ очень низкие (<0,001%).

Для повышения эффективности газового каротажа, на наш взгляд, представляется перспективным внедрение системы для автоматического измерения объемного газосодержания и истинной плотности бурового раствора (Патент 2310069 РФ).

При выборе технических и методических средств газового каротажа необходимо учитывать следующие факторы:

- горно-геологические условия района работ;
- категория скважины;
- применяемая технология буровых работ и свойства ПЖ;
- перечень подлежащих решению задач.

В зависимости от перечисленных выше факторов должны гибко меняться и технико-методические средства газового каротажа, т.е. необходим дифференцированный подход.

Естественно, что применяемые технические и методические средства газового каротажа в Сев. Кавказе и в Прикаспии, будут отличаться от применяемых в Зап. Сибири и в Республике Татарстан.

В связи с намечающейся интеграцией информационных данных различных видов исследований, диктуется необходимость комплексной интерпретации всей имеющейся на буровой информации (геологической, геофизической и технологической) в реальном режиме времени, т.е. необходимо создать целый пакет программ, с привлечением и газокаротажных данных, для оперативного решения различного рода задач.

На наш взгляд, необходимо решить вопрос с закрытой желобной системой циркуляции промывочной жидкости, не позволяющей отбирать пробы ПЖ и устанавливать дегазаторы, датчики измерения физико-химических свойств раствора непосредственно у устья скважины.

Невозможность установки дегазатора у устья скважины и невозможность отбора проб ПЖ для глубокой термовакуумной дегазации, как правильно отмечает Э.Е. Лукьянов [75], сводит эффективность газового каротажа к нулю. Кстати, отсутствие открытого участка желобной системы у устья скважины не позволяет отбирать пробы ПЖ на определение газосодержания, фильтрата и температуры по правилам предусмотренным РД39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов», разработанных в ОАО НПО «Бурение».

9. Оперативные исследования проб промывочной жидкости и пластового флюида.

Промывочная жидкость является источником прямой информации о нефтегазонасыщенности разбуриваемых горных пород, поэтому всегда должна занимать достаточное место в общем комплексе геологических исследований в процессе бурения.

Исследование проб пластового флюида, если на скважине проводятся гидродинамические исследования, крайне необходимы, так как оперативный анализ пластового флюида на скважине существенно повышает достоверность заключения не только о нефтегазонасыщенности разреза, но и позволяет сделать оценку продуктивности пласта.

Схема исследования проб ПЖ и пластового флюида приведена на рис.9.1.

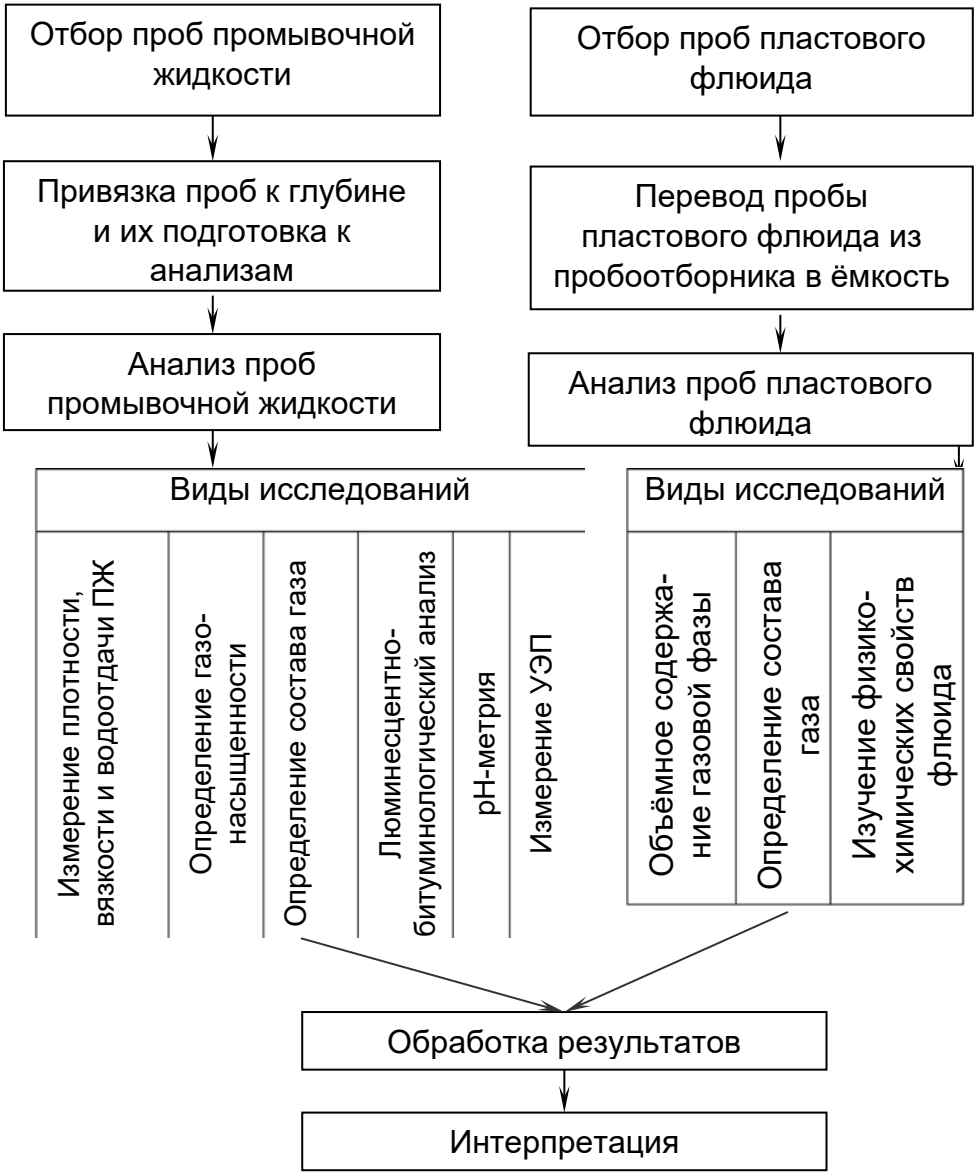


Рис. 9.1. Схема исследований проб промывочной жидкости и пластового флюида

Оперативным исследованием проб промывочной жидкости (ПЖ) и пластового флюида необходимо уделять самое пристальное внимание,

а результаты анализов учитывать при интерпретации результатов исследования бурового шлама и керна.

В настоящее время наиболее широко распространенным методом исследования проб ПЖ является их термовакуумная дегазация с последующим раздельным анализом извлечённого из пробы газа, что позволяет определить истинную газонасыщенность промывочной жидкости на выходе из скважины и рассчитать коэффициент дегазации применяемого желобного дегазатора. Несмотря на трудоёмкость данного метода, равноценной замены ему, к сожалению, в настоящей момент нет, поэтому качественному выполнению работ по ТВД, если они указаны в техническом задании на скважину, необходимо уделять самое пристальное внимание.

Исследование проб промывочной жидкости проводится по классической схеме: отбор проб - привязка проб по глубине – пробоподготовка - анализ.

Исследование проб пластового флюида поводится по почти аналогичной схеме: отбор пластового флюида - получение пробы – пробоподготовка - анализ.

9.1. Отбор и привязка проб промывочной жидкости к глубине

Пробы промывочной жидкости отбираются периодически в процессе бурения скважины с целью определения газонасыщенности ПЖ и её параметров.

При отборе проб ПЖ необходимо соблюдать следующие основные требования.

В качестве пробоотборников необходимо применять сосуды из нержавеющей стали или стеклянные. При применении пробоотборников, изготовленных из других материалов (пластмассы, оцинкованного железа, непокрытого железа, алюминия), искажается истинная картина компонентного состава газовоздушной смеси промывочной жидкости вследствие адсорбции углеводородов внутренней поверхностью пластмассовых пробоотборников или взаимодействия щелочных реагентов промывочной жидкости с железом или алюминием металлических пробоотборников.

Пробоотборники, применяемые для отбора проб ПЖ, должны быть тщательно промыты горячей водой.

Отбор проб ПЖ необходимо производить по возможности ближе к устью скважины в строго определенном месте. Изменение места отбора проб в процессе проведения исследований на скважине существенно влияет на количественный и качественный состав газовой смеси выходящей промывочной жидкости.

Пробы ПЖ желательно дегазировать и анализировать в станции ГТИ непосредственно на скважине. Извлеченная из ПЖ газовоздушная смесь хранится в стеклянных бутылках или колбах с водяным затвором (дистиллированная вода с добавлением хлористого натрия). Объем водяного затвора должен быть небольшим (10-30 мл). Хранить пробы необходимо в темном месте при температуре окружающей среды 18-25° С. Время хранения проб с газовоздушной смесью зависит от концентрации углеводородных газов в смеси и составляет от 3 суток (при концентрации <0,1%) до 15 суток (при концентрации >0,5 %). Для привязки отобранной пробы промывочной жидкости к истинной глубине определяется время отставания по формуле:

$$t_{\text{от}} = \frac{3{,}14 \cdot 10^{-3}\left(D^2 - d_H^2\right) \cdot H}{4Q_{\text{вых.п}}}, \qquad (9.1.)$$

где D – диаметр скважины, м;

$d_н$ – наружный диаметр бурильных труб, м;

H – глубина скважины, м;

$Q_{вых.п}$ – расход промывочной жидкости на выходе из скважины с учётом газосодержания, л/с.

Значение расхода ПЖ на выходе с учётом газосодержания рассчитывается по формуле:

$$Q_{вых.п} = (1 - K_г) \cdot Q_{вых.}, \qquad (9.2.)$$

где $K_г$ – коэффициент содержания газа в промывочной жидкости;

$Q_{вых.п}$ – расход промывочной жидкости на выходе, л/с.

Коэффициент $K_г$ определяется по формуле:

$$\text{К}_\text{г} = \frac{V_\text{г}}{V_\text{ж}}, \qquad (9.3.)$$

где $V_г$ – объём газа, выделившегося при дегазации 1 л промывочной жидкости, см^3;

$V_{ж}$ – объём ПЖ, к которому приводится объём газа (в данном случае 1000 см^3).

При многосекционной компоновке скважины время отставания подсчитывается как сумма $t_{от}$ для каждой из секций.

Расчетные значения $t_{от}$ проверяются опытным путём после каждого спуско-подъёма по времени появления газовых и температурных аномалий. Время между началом циркуляции после СПО и зарегистрированным максимальным значением суммарного газосодержания и температуры ПЖ должно соответствовать расчётному значению $t_{от}$. При расхождении >10% берётся $t_{от}$, определяемое опытным путём.

К каждой отобранной пробе ПЖ прикладывается этикетка, в которой указывается номер скважины, площадь, порядковый номер пробы, глубина, дата отбора и фамилия оператора.

9.2. Глубокая дегазация проб промывочной жидкости

Глубокая дегазация проб проводится для определения газонасыщенности промывочной жидкости и пластового флюида, а также для расчёта коэффициента дегазации желобного дегазатора.

Для дегазации проб промывочной жидкости и пластового флюида применяется термовакуумный дегазатор ДТМ-2, подробное описание которого дано ранее (раздел 7.7.6).

Отбор проб промывочной жидкости производится в пробоотборники из нержавеющей стали, которые входят в состав ДТМ-2. Объём отбираемой пробы составляет 250 см^3.

Отбор проб промывочной жидкости необходимо проводить строго в определённом месте перед желобным дегазатором. Время между отбором пробы и её дегазацией должно быть минимальным на протяжении всего времени исследования заданного интервала скважины.

Обязателен отбор и дегазация проб ПЖ при резком изменении параметров ПЖ (плотность, вязкость, водоотдача), при резком увеличении суммарных газопоказаний (в 1,5 и более раз), при замене желобного дегазатора на дегазатор другой конструкции, при переносе желобного дегазатора на другое место.

Пробы пластовой жидкости, при проведении испытаний пластов на трубах (ИПТ), отбираются в пробоотборники, входящие в комплект ДТМ-2 объёмом 250 см^3, на выходе из бурильных труб или из ёмкости, куда сливается пластовая жидкость, в соответствии с РД 153-39.0-062-00 «Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах», М., 2001.

Термовакуумная дегазация проб ПЖ и пластового флюида проводится при температуре 85-90^0 С в течение 10 мин.

По результатам термовакуумной дегазации проб ПЖ и пластового флюида рассчитываются следующие параметры:

- общая газонасыщенность углеводородными и неуглеводородными газами в 1л пробы по формуле:

$$V_{общ}=4\cdot V_{г}, \quad (9.4.)$$

где $V_г$ – объём газа, выделившегося из пробы ПЖ объёмом 250 см^3;

Концентрация каждого компонента рассчитывается по формуле:

$$C_{ж_i} = \frac{V_г \cdot C_i}{V_ж}, \quad (9.5.)$$

где C_i – объёмное содержание i-го компонента в газе, извлечённом из пробы, %.

Суммарное газосодержание определяется как сумма концентраций всех компонентов:

$$\sum_{i=1}^{i=n} C_{ж_i} = Г_{УВГ}=$$

Газонасыщенность пробы углеводородами определяется по формуле:

$$q = \frac{1\cdot 10^{-2}\cdot V_г \cdot Г_{увг}}{V_ж} \quad (9.7.)$$

где: $Г_{УВГ}$ – суммарное содержание УВГ в пробе, %.

Так как состав УВГ, рассчитанный по результатам глубокой дегазации проб промывочной жидкости, наиболее близок к истинному составу пластового газа, данные результатов ТВД являются основными при определении характера насыщения пласта и обязательно должны учитываться при выдаче заключений о нефтегазоносности исследуемого разреза.

9.3. Определение физико-химических свойств промывочной жидкости и пластового флюида

При проведении оперативных геолого-геохимических и геолого-технологических исследований может измеряться целый ряд параметров промывочной жидкости, характеризующих её физико-химические свойства: плотность, вязкость, водоотдача, удельное электрическое сопротивление (УЭС) или удельная электрическая проводимость (УЭП), температура, концентрация ионов водорода, газосодержание и т.д.

При исследовании проб пластового флюида и фильтрата промывочной жидкости обычно измеряются их плотность, УЭС, pH, минерализация, газосодержание.

Отбор проб ПЖ для измерения содержания газа, анализа фильтрата и температуры проводится непосредственно в желобной системе на устье скважины.[76]

Отбор проб ПЖ для определения плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и других параметров производится на выходе из системы очистки. [76]

Рассмотрим более подробно некоторые наиболее применяемые непосредственно на буровой приборы для измерения характеристик ПЖ и пластового флюида. [77]

Ареометр АБР-1М предназначен для измерения плотности ПЖ, а также жидкостей и пульп, нейтральных к полиэтилену. Принцип работы прибора основан на законе Архимеда. Глубина погружения ареометра пропорциональна плотности раствора, залитого в емкость. Внешний вид ареометра показан на рис.9.2.



Рис.9.2. Ареометр АБР-1М.

Технические характеристики ареометра.
Диапазон измерения плотности:
- без груза – 0,8…1,7 г/см^3;
- с грузом – 1,7…2,6 г/см^3.

Цена деления шкалы (основной и поправочной) – 0,01 г/см^3.
Рабочая среда – вода:
- плотность – 0,96…1,039;
- температура – 5…50ºС

Вместимость стакана – 78,5 см^3
Предел допускаемой основной погрешности - ±0,01 г/см^3
Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры испытуемого раствора – 0,002 г/см^3
Предел допускаемой дополнительной погрешности от влияния климатических факторов внешней среды - ±0,01 г/см^3
Размер: диам.150х477 мм.

Определение плотности промывочной жидкости производится в следующей последовательности.



Рис.9.3. Пикнометр ПЖ-2-50-КШ7/16

Чистый мерный стакан объемом 78,5±1 см^3 заполняют промывочной жидкостью и соединяют с поплавком поворотом последнего до упора. Стакан снаружи тщательно обмывают водой, погружают его в ведерко с водой и делают отсчет плотности по делению на шкале, до которого ареометр опустился в воду.

Калибруют ареометр чистой дистиллированной водой при температуре 20±0,5ºС. При этом показание прибора должно быть равно 1г/см^3.

При необходимости измерения плотности небольших объемов жидкости используется пикнометрический способ, при помощи пикнометра и электронных весов.

Пикнометр представляет собой стеклянный сосуд специальной формы и определенной вместимости.

Внешний вид пикнометра ПЖ-2-50-КШ7/16 на 50 мл жидкости показан на рис.9.3.

Измерение плотности жидкости производят по разности масс пустого пикнометра и пикнометра, заполненного жидкостью до специальной метки на горловине пикнометра.

Основными достоинствами метода являются:

- высокая точность измерений плотности жидкости;
- возможность использования небольших объемов жидкости (25мл, 50мл);
- простота проведения процесса измерений.

Электронные весы используются различных марок с точностью взвешивания ±5мг.

Плотность жидкости определяют по формуле:

$$\rho_{ж}=\frac{m}{V_{\text{п}}} \qquad (9.8.)$$

где: m – масса жидкости в пикнометре, *г*;

V_n – рабочий объем пикнометра, $см^3$.

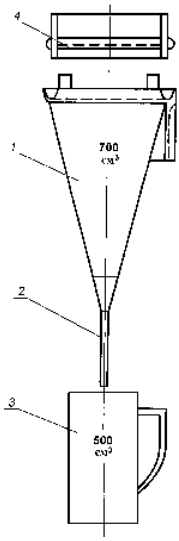


Рис.9.4. Вискозиметр ВВ-1.
1. – воронка;
2 – трубка;
3 – мерная кружка;
4 – сетка.

Для определения условной вязкости промывочной жидкости (УВ, *с*), т.е. времени истечения из стандартной воронки определенного объема ПЖ используется вискозиметр ВВ-1. В состав вискозиметра ВВ-1 входят: воронка, трубка, мерная кружка и сетка. Внешний вид вискозиметра ВВ-1 показан на рис.9.4.

Технические характеристики:

Постоянная вискозиметра
(время истечения 500 $см^3$ воды при Т=(20±5)ºС, с…. 15;
Погрешность постоянной вискозиметра, с …..…… ±0,5;
Объем воронки вискозиметра, $см^3$ …….……700;
Объем мерной кружки, $см^3$ ……...……. 500.

Условная вязкость определяется следующим образом. В мерную кружку заливается 500 $см^3$ промывочной жидкости. Затем, через сетку, жидкость из мерной кружки переливается в воронку, нижнее сливное отверстие предварительно закрывается пальцем. Подставляют под сливное отверстие кружку и, открыв сливное отверстие, засекают

время истечения 500 см^3 жидкости по секундомеру. Полученное число секунд считается величиной условной вязкости исследуемой жидкости.

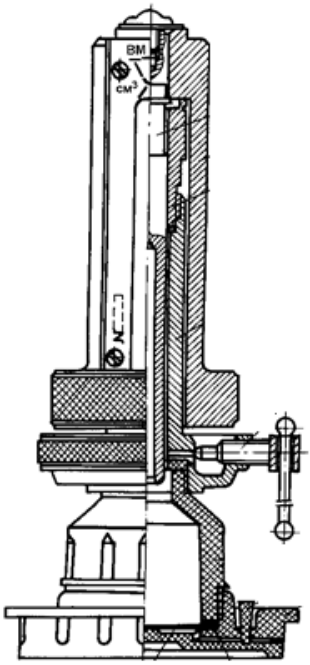


Рис.9.5. Прибор ВМ-6.

Для определения водоотдачи глинистых растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин, используется прибор ВМ-6. Показатель водоотдачи глинистых растворов определяют как количество фильтрата в кубических сантиметрах, выделяющегося при избыточном давлении 0,1МПа (1кгс/см3 за 30 мин с площади фильтрации диаметром 53 мм).Показатель водоотдачи характеризует способность глинистого раствора отдавать свободную воду под давлением через пористую перегородку в пласт и образовывать на этих перегородках глинистую корку. При измерении водоотдачи раствора одновременно определяют толщину образующейся на фильтре глинистой корки.

На рис.9.5. показан внешний вид прибора ВМ-6.

Технические характеристики:

Цена деления шкалы прибора, см3 …… 1,0;
Давление фильтрации, МПа ……. 0,1±0,01;
Объем пробы жидкости, см3 ……..100;
Диаметр фильтра, мм ……..……53±0,4;
Температура исследуемой жидкости, ºС……..10…35.

Порядок работы прибора при определении водоотдачи глинистого раствора подробно описан в прилагаемой к прибору инструкции по эксплуатации.

Удельную электрическую проводимость (УЭП) можно измерять с помощью кондуктометров различного типа.



Рис.9.6. Кондуктометр КП-150МИ.

На рис.9.6. показан портативный кондуктометр КП-150МИ.

Кондуктометр портативный КП-150МИ предназначен для измерения удельной электропроводности (УЭП), и температуры растворов. Прибор может применяться для определения массовой концентрации солей в водных растворах в пересчете на NaCl (условного солесодержания - УСС) и производить расчет удельной электропроводности, приведенной к 25ºС ($УЭП_{25}$) по линейной зависимости.

Кондуктометр укомплектован датчиками электропроводности Д7-01 и Д7-02, предназначенными для определения электропроводности природных вод и технологических растворов с электропроводностью от 0,1 до 20000 мкСм/см. Кондуктометр может производить измерение в потоке жидкости с применением входящей в комплект проточной ячейки. По линейному графику прибор рассчитывает степень солености исследуемой жидкости от 10мг/л до 12 г/л. Прибор измеряет температуру исследуемой жидкости в диапазоне от 5ºС до 50ºС. Потребляемая мощность не более 10 мА.



Рис.9.7. Внешний вид pH-метра Анион-4100.

Для измерения водородного показателя pH, окислительно-восстановительного потенциала Eh можно использовать pH-метр Анион-4100. Внешний вид pH-метра Анион-4100 показан на рис.9.7.

pH-метр позволяет измерять активность ионов водорода в диапазоне от -2 до 14; окислительно-восстановительный потенциал и ЭДС электродных систем в диапазоне от ±2000 мВ; температуру от 5ºС до 50Cº.

Прибор проводит автоматическую температурную компенсацию (АТК) с возможностью ручного ввода значений температуры. Для

связи с ПК прибор оснащен интерфейсом RS 232. Данный прибор широко применяется при исследовании горных пород методом ОВП.

Прибор ПГР-1 предназначен для определения общего газосодержания промывочной жидкости в циркуляционной системе буровых установок.

Состав и габаритные размеры переносного прибора ПГР-1 представлены на рис.9.8.

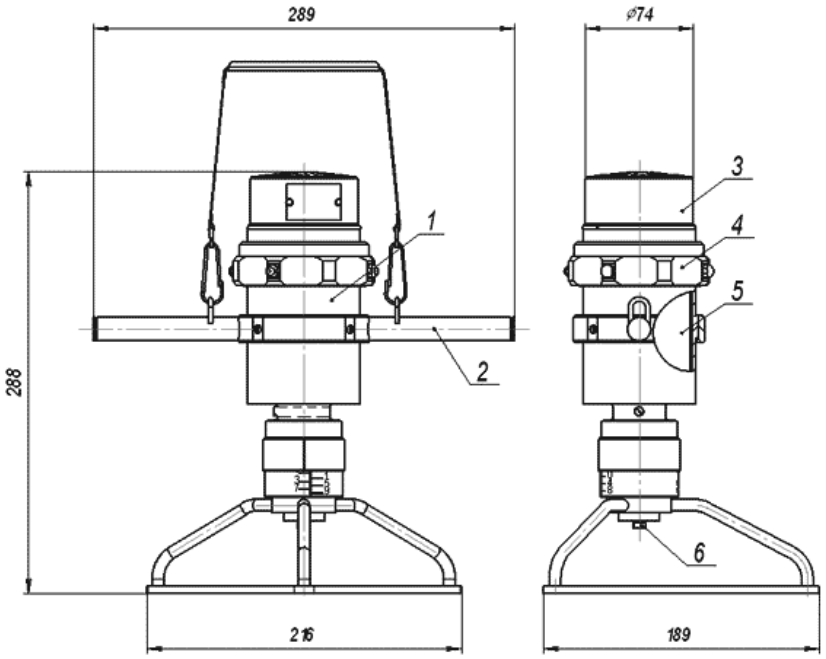


Рис.9.8. Состав и габаритные размеры прибора ПГР-1

1 – корпус; 2 – ручки; 3 – узел манометра; 4 – гайка запорная; 5 – стакан мерный; 6 – болт М5х16.

Принцип работы прибора основан на свойстве газа сжиматься под действием избыточного давления. При вращении ручек прибора по часовой стрелке за счет механического усилия, прикладываемого к дну мерного стакана, газо-жидкостная смесь сжимается до достижения давления 3 кг/см^2. Длина хода поршня, воздействующего на дно стакана, пропорциональна содержанию газовой фазы в буровом растворе.

Последовательность операций при работе с прибором ПГР-1 показана на рис.9.9.



Рис.9.9. Последовательность работы с прибором ПГР-1.

Технические характеристики прибора ПГР-1 приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1.

Технические характеристики прибора ПГР-1.

Принцип действия прибора	механический
Способ отбора пробы	ручной
Тип прибора	переносной
Диапазон измерений объемной доли газовой фазы в промывочной жидкости, %	0…10
Цена деления шкалы, % об.доли	1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % об.доли	±0,5
Среднее время измерения, с	90
Рабочий объем мерного стакана, $см^3$	288±2
Рабочее давление прибора при проведении измерения, кПа ($кгс/см^2$)	290

Рабочие условия эксплуатации прибора:	
- диапазон температуры окружающей среды, ºС	от +5 до +50
- рабочее положение прибора	вертикальное
- допустимое отклонение в любом направлении от рабочего положения, º	±5
- диапазон температур анализируемой среды, ºС	от +5 до +50
Габаритные размеры прибора, мм, не более	199х290х290
Масса прибора, кг, не более	4
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	30000
Средний срок службы, лет	10

Пробы промывочной жидкости, согласно РД 39-00147001-773-2004, необходимо отбирать как можно ближе к устью скважины из потока ПЖ, поступающей в желобную систему.

Как показано в работе [10] через величину кажущихся газопоказаний $\Gamma_к$ (в %) и значения кинематической вязкости ПЖ Л.А.Сигал (СНИИ-ГГИМС) определил газонасыщенность промывочной жидкости $U^o_{гр}$ по выражению:

$$\Gamma_к V_o = 1{,}32 + 2{,}15\ v^o_{гр} \qquad (9.9.)$$

где: V_o – кинематическая вязкость, *сСт*.

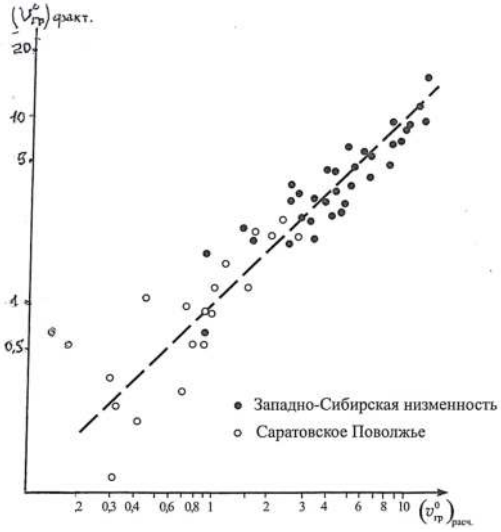


Рис.9.10. Сопоставление фактических и расчетных значений $U_{гр}{}^o$ (шнековый дегазатор) по Л.А. Сигалу.

Кинематическая вязкость определяется по формуле:

$$V_o = 26{,}6\ \log T - 30{,}4 \qquad (9.10.)$$

где: Т –условная вязкость ПЖ по прибору СПВ-5, *с* (для воды T_o при 20ºС – 15 *с*).

Сопоставление фактических значений, определенных с помощью термовакуумного дегазатора, и расчетных значений $U_{гр}{}^o$, определенных через Т, V_o, $\Gamma_к V_o$ для

дегазатора с принудительным дроблением потока (шнековым), показали хорошую сходимость для Западно-Сибирской низменности (рис.9.10).

Исследования, проведенные с использованием поплавкового дегазатора, дали отрицательные результаты, что лишний раз указывает на их непригодность для проведения газового каротажа.

9.4. Отбор и анализ проб пластового флюида.

При проведении испытаний испытателями пластов на бурильных трубах (ИПТ) в бурильные трубы поступает пластовый флюид, который необходимо отобрать с целью установления характера насыщения пласта (нефть, газовый конденсат, газ или вода), а также для определения физико-химических свойств и компонентного состава газа.

При испытании бурящихся скважин, вследствие ограниченности притока, в бурильные трубы поступает, как правило, смесь пластового флюида с промывочной жидкостью, фильтратом и буферной жидкостью, предварительно залитой в бурильные трубы перед испытанием.[78]

Во многих случаях при слабой интенсивности притока не удается получить представительную пробу. Тогда оценку нефтегазонасыщенности пластов и свойств флюидов можно сделать по косвенным показателям – наличию и компонентному составу содержащегося в отобранной пробе газа, так как независимо от характера насыщения пласта, газ является неотъемлемым компонентом пластового флюида. Как наиболее подвижный и легко выделяющийся из жидкости газ, попадая в скважину даже в небольшом количестве, свободно мигрирует через столб промывочной жидкости в подпакерной зоне и поступает в бурильные трубы. Поэтому отбираемый при испытании газ следует использовать для установления характера насыщения пласта даже в случае полного отсутствия в отобранной пробе основного компонента флюида, насыщающего пласт.

При подъеме испытательного оборудования отбирают несколько проб жидкости из разных секций бурильной колонны.

Если верхняя часть бурильных труб после окончания испытаний остается незаполненной, подъем оборудования производится до появления уровня жидкости в трубах. После этого включают обратную

циркуляцию и из выходящего потока отбирают пробы жидкости через равные промежутки времени.

Если после испытаний, в поднимаемой колонне бурильных труб обнаруживается наличие эффекта разгазирования, колонну бурильных труб устанавливают на элеватор и перекрывают муфту верхней трубы специальной пробкой с вставленной в нее трубкой (рис.9.11,а).

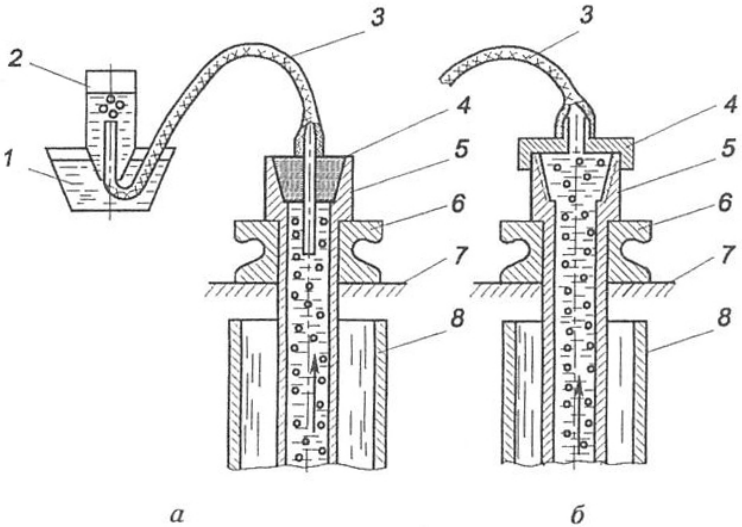


Рис.9.11. Схемы отбора газа на устье скважины:

1 – вспомогательная емкость,
2 – приемный сосуд,
3 – резиновый шланг,
4 – резиновая или деревянная пробка с трубкой (а), металлическая заглушка (б),
5 – колонна бурильных труб,
6 – элеватор,
7 – стол ротора,
8 – обсадная колонна.

К трубке присоединяется тонкий резиновый или пластиковый шланг (3), на стол ротора (7) устанавливается пластиковая емкость (1), заполненная водой, в эту емкость в перевернутом виде погружают стеклянную бутыль, емкостью 0,5 л, 0,75 л или 1 л, предварительно заполненную водой. Свободный конец шланга помещают под уровень воды в емкости и наблюдают за выходом пузырьков газа. Через несколько минут под водой заводят конец шланга в перевернутую емкость. По мере поступления газа вода из бутыли вытесняется и ее уровень снижается.

При уменьшении уровня воды до 4-5 см от горловины бутыли, шланг извлекают, а бутыль закрывают пробкой (обязательно под водой) и извлекают из емкости. В таком перевернутом виде бутыль должна находиться до момента проведения анализа. На бутыль наклеивают этикетку с информацией о месте отбора пробы, времени и условиях отбора, Ф.И.О. и должность работника, отбиравшего пробу.

При интенсивном выходе газа из жидкости муфту верхней трубы перекрывают металлической крышкой (рис.9.11,б) с выходящим резиновым или пластиковым шлангом. Операция отбора пробы аналогична вышеописанной.

Отобранные пробы газа анализируются с помощью газоаналитической аппаратуры в станции ГТИ для выдачи оперативного заключения о характере насыщения пласта, а часть проб отправляется в стационарную лабораторию для детального анализа.

10. Технологические исследования.

10.1. Цели, задачи и контролируемые параметры при технологических исследованиях.

Целями технологических исследований являются обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизация режима вскрытия продуктивных нефтегазоносных пластов.

К решаемым задачам технологических исследований относятся следующие:

- контроль за соответствием режима бурения геолого-техническому наряду (ГТН) и режимно-технологической карте (РТК);
- выбор оптимального режима бурения;
- идентификация и определение продолжительности технологических операций;
- контроль скорости спуско-подъемных операций (СПО);
- контроль за доливом скважины при СПО;
- расчет и контроль гидродинамических давлений в скважине;
- диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- прогнозирование и выявление зон аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых (АВПД) давлений;
- раннее обнаружение нефтегазоводопроявлений в процессе строительства скважин;
- раннее обнаружение поглощений промывочной жидкости в процессе бурения;
- определение физико-механических свойств разбуриваемых горных пород с качественной оценкой их пористости и проницаемости;
- удаленный мониторинг за получаемой технологической информацией в функциях времени и глубины в процессе бурения;
- формирование отчетов и сводных диаграмм и передача их Заказчику.

Согласно национальному стандарту Российской Федерации [1] комплексы измерения технологических параметров подразделяются на обязательный и дополнительный.

Обязательный комплекс включает измерение и контроль следующих параметров:

- глубина скважины и механическая скорость проходки;
- вес на крюке и нагрузка на долото;
- давление промывочной жидкости (ПЖ) на стояке манифольда;
- число ходов поршня бурового насоса;
- расход ПЖ на входе и выходе из скважины;
- уровень и объем ПЖ в приемных емкостях и доливочной ёмкости;
- скорость спуска и подъема бурильного инструмента;
- плотность ПЖ на входе и выходе из скважины;
- скорость вращения ротора (при роторном бурении);
- крутящий момент на роторе (при роторном бурении);
- удельное электрическое сопротивление ПЖ на входе и выходе из скважины;
- температура ПЖ на входе и выходе из скважины.

Дополнительный комплекс включает виброакустический каротаж в процессе бурения, т.е. определение виброакустических характеристик работы бурового инструмента и бурового оборудования.

В дальнейшем, в связи с развитием и совершенствованием технико-методических средств обязательный комплекс будет дополняться контролем новых параметров процесса бурения и промывки скважины, например, непрерывным измерением физико-механических свойств разбуриваемой горной породы, контролем реологических характеристик ПЖ и т.д.

10.2. Датчики, применяемые для измерения технологических параметров процесса бурения.

Для измерения параметров, перечисленных в разделе 10.1 применяются различные датчики и оборудование.

Все применяемые датчики подразделяются на датчики с аналоговым выходом сигнала и цифровым выходом сигнала.

В дальнейшем будут рассмотрены преимущественно датчики, разработанные и серийно выпускаемые в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», с цифровым выходом сигнала, как наиболее современные и наиболее эффективные. Датчики с цифровым выходом в отличии от

аналоговых имеют меньшие погрешности в линии передачи информации, которые соизмеримы с погрешностью самих датчиков.

10.2.1. Датчики измерения глубины скважины и механической скорости проходки.

В зависимости от места установки датчика методы измерения проходки можно разделить на две группы [42]:

- методы непрерывного измерения глубины скважины при установке первичного преобразователя на нижнем конце бурильной колонны;
- косвенные методы измерения глубины скважины при установке первичного преобразователя на одном из элементов спуско-подъемного механизма.

В настоящее время в связи с трудностями реализации непосредственного измерения глубины скважины используются косвенные методы.

Для измерения глубины скважины и скорости проходки может быть использован целый ряд косвенных методов [42]:

- по величине перемещения верхнего конца бурильной колонны;
- по величине перемещения талевого каната;
- по углу поворота шкива кронблока;
- по углу поворота барабана лебедки;
- по углу поворота дополнительного мерного барабана, связанного мерным тросиком с талевым блоком.

Наиболее широкое применение нашли датчики, измеряющие глубину скважины и скорость проходки по изменению угла поворота барабана лебедки.

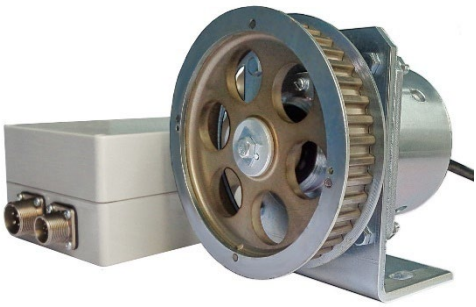


Рис.10.1. Внешний вид датчика ДКПИ-310 (глубиномер).

Рассмотрим кратко датчик контроля перемещения инструмента ДКПИ-310 («Глубиномер»). Внешний вид датчика представлен на рис.10.1.

Глубиномер ДКПИ-310 представляет собой подсистему, состоящую из электронного блока на базе микроконтроллера и

подключенных к нему датчиков – датчика углового перемещения вала лебедки, датчика веса на крюке и положения клиньев ротора. [79]

Датчики углового перемещения вала лебедки (рис.10.2) вырабатывают в зависимости от конструкции от 36 до 50 импульсов на один оборот, что соответствует перемещению талевого блока в среднем на 0,5 *см* на 1 импульс. Чувствительным элементом в датчиках являются две оптопары или три-четыре магниточувствительных элемента. Выходной сигнал во всех датчиках унифицирован, что позволяет подключать на один и тот же контроллер тот датчик, монтаж которого наиболее удобен на данной конструкции лебедки.

Контроллер глубиномера конструктивно выполнен в отдельном корпусе и соединяется с датчиками кабелями.

Внешний вид датчиков перемещения вала лебедки показан на рис.10.2.



а *б* *в* *г*

Рис.10.2. Датчики перемещения вала лебедки:
а – оптический датчик импульсов ОДИ-341-03;
б – датчик импульсов ДОВЛ-319-01;
в – датчик импульсов ДОВМ-318-01;
г – датчик импульсов ДОВЛ-319-03.

Оптический датчик импульсов ОДИ-341-03 применяется на буровых станках различных производителей, как отечественных, так и зарубежных. Устанавливается в разрыв между вертлюжком и валом лебедки.

Датчик оборотов вала лебёдки ДОВЛ-319-01 применяется на различных буровых станках и предназначен для установки на вал диаметром 60 мм. На вал лебедки устанавливается кольцо с магнитами, состоящее из двух половинок. Под фланец защитного кожуха крепится серповидная скоба, позволяющая настраивать положение считывающей головки относительно магнитов.

Датчик ДОВМ-318-03 аналогичен датчику ДОВМ-318-01 и отличается от последнего габаритами.

Датчик **ДОВЛ-319-03** устанавливается на вал диаметром 17 мм, например, на вал командоаппарата. На валу датчик крепится посредством фиксации винта в шпоночном пазу вала; от проворота датчик фиксируется проволокой путем крепления к скобе на датчике или к какой-либо неподвижной части оборудования

Датчик **ДОВЛ-319-02** предназначен для установки на валы диаметрами 190 мм, 200 мм и 230 мм. На вал лебедки устанавливается браслет с магнитами.

Глубиномер ДКПИ-310 автоматически определяет и передает в систему сбора следующие параметры [79]:

- положение талевого блока;
- натяжение грузонесущего каната («мертвого» конца);
- мгновенное значение скорости перемещения талевого блока;
- положение рычага фиксации клиньев.

Все передаваемые величины имеют размерность соответствующих физических параметров.

Глубиномер программно компенсирует нелинейность перемещения талевого блока по высоте и, соответственно, положения инструмента в скважине, связанную с изменением диаметра барабана при укладке слоев каната. Коэффициент пересчета углового перемещения вала в линейное перемещение талевого блока зависит от количества слоев каната, оставшихся на лебедке. Номер текущего слоя считается от слоя, принятого за нулевой. Он соответствует положению талевого блока, принятому за ноль. Для определения номера текущего слоя глубиномеру требуется сообщить раскладку каната (количество витков на нижнем слое), а также количество витков каната, оставшихся на «нулевом» слое при «нулевом» положении тальблока. Для определения положения тальблока также требуется определить линейное перемещение тальблока на один импульс датчика по каждому слою (приращение). Оно рассчитывается по формуле:

$$\Delta L_i = \frac{\pi(D_б + d_к + 2ih)}{N_{im} K_{tb}}$$

или

$$\Delta L_i = \left[\frac{\pi(D_б + d_к}{N_{im} K_{tb}}\right] + \frac{dL}{d_i} \qquad (10.1)$$

Где $$\frac{dL}{d_i} = i\left[\frac{\pi(d_к+\Delta d_к)\frac{\sqrt{3}}{2}}{N_{im}K_{tb}}\right] \quad (10.2)$$

где ΔL_i – приращение на один импульс (перемещение талевого блока на один импульс); $\frac{dL}{d_i}$ – увеличение приращения на текущий слой; i – номер слоя, $d_к$ – диаметр каната, *см*; K_{tb} – коэффициент передачи талевой системы (обычно 6–-10); N_{im} – число импульсов датчика на один оборот лебедки; h – коэффициент, учитывающий укладку каната, определяется как:

$$h = (d_к + d_к)\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (10.3)$$

где: $\Delta d_к$ – коэффициент укладки каната примерно 0,1 *см*; $D_б$ – диаметр барабана лебедки, может быть вычислен, исходя из замеренного расстояния, пройденного тальблоком:

$$D_б = \frac{N_{im}L_{tb}K_{tb}}{\pi\left(\sum_{i=0}^{N_L} N_i\right)} - d_к - \frac{2h\left(\sum_{i=0}^{N_L}(iN_i)\right)}{\sum_{i=0}^{N_L} N_i}, \quad (10.4)$$

где: L_{tb} – пройденное тальблоком расстояние, *см*; N_i – суммарное число импульсов, накопленное глубиномером по каждому слою каната при прохождении этого расстояния;

N_L – число слоев каната на барабане.

На практике при определении точного значения приращений ΔL_i не делается измерение контрольного расстояния L_{tb} , а берется близкий к истинному значению начальный диаметр барабана $D_{б0}$ и при спуско-подъемных операциях косвенно, по глубине забоя (или над забоем) определяется длина свечи. По ее отклонению от промера инструмента, а при отсутствии промера – от средней длины свечи пропорционально изменяется диаметр барабана и по нему вычисляют новые коэффициенты ΔL_i.

$$D_б = D_{б0}\frac{L_{ср.дейст}}{L_{ср.изм}} \quad (10.5)$$

где: $L_{ср.дейст}$ – реальная средняя длина свечи; $L_{ср.изм}$ – средняя длина свечи, измеренная глубиномером; $D_{б0}$ – диаметр барабана, при котором проводились измерения.

Средняя длина свечи вычисляется как приращение глубины забоя (над забоем) от наращивания до наращивания не менее чем за 10 замеров. Данный метод не учитывает такие факторы, как удлинение каната под действием нагрузки, изменение плотности намотки каната

на барабан с нагрузкой и без нагрузки. Эта особенность может приводить к тому, что величины перемещения тальблока на один импульс датчика при спуске и подъеме колонны могут различаться на 1,5 – 2%.

Определение ситуации – движется ли тальблок с колонной или без нее производится с помощью дополнительных датчиков – датчика веса инструмента, установленного на «мертвом» конце каната, датчика фиксации клиньев в открытом состоянии и датчика давления в манифольде. Эти параметры могут быть переданы в глубиномер по каналу связи, либо датчики подключаются непосредственно к глубиномеру. Кроме того, для устранения эффекта уменьшения веса колонны при быстром спуске в горизонтальных скважинах анализируется скорость движения колонны.

Текущее положение тальблока определяется глубиномером как сумма приращений на каждый импульс датчика с учетом направления, начиная от нулевого положения тальблока.

Положение инструмента над забоем определяется суммированием приращений от начального значения с учетом направления при движении тальблока с колонной. При подъеме тальблока параметр увеличивается, при спуске – уменьшается. В момент нахождения инструмента на забое параметр «над забоем» равен нулю.

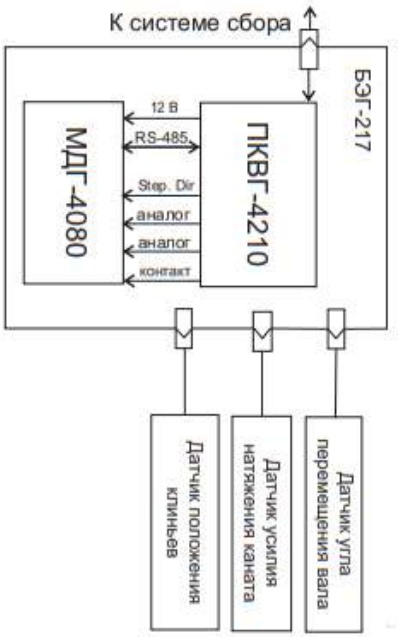


Рис.10.3. Структурная схема ДКПИ.

Глубина забоя определяется суммированием приращений с учетом направления от начального значения при движении тальблока с колонной вниз. Параметр «глубина забоя» увеличивается при движении тальблока вниз при значении «над забоем», равным нулю, и превышении давления в манифольде над уставкой; при движении с колонной вверх сохраняется максимальное значение.

Скорость вращения лебедки измеряется как число импульсов датчика вращения, подсчитанное за

100 *мс*, умноженное на приращение на текущем слое. Положительное значение соответствует спуску тальблока, отрицательное – подъему.

Структурная схема ДКПИ показана на рис.10.3.

Технические характеристики датчика ДКПИ приведены в табл.10.1.

Таблица 10.1.

Технические характеристики ДКПИ.

Диапазон измерений положения талевого блока, м	0–50
Основная погрешность измерения положения талевого блока, м	±0.02
Максимальная скорость перемещения талевого блока, м/сек	10
Физический уровень интерфейса канала связи	RS-485, 9-бит, 57600 бод
Логический уровень протокола связи	HDLC
Напряжение питания, В	9...12
Потребляемый ток, мА, не более	450
Температура окружающей среды, °С	─40…+75
Относительная влажность, до %	100
Атмосферное давление, мм.рт.ст	630…802
Габаритные размеры блока контроллера, мм	170×120×80
Масса блока контроллера, кг	0.8
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X

10.2.2. Датчики измерения веса бурильного инструмента.

Измерение веса бурильного инструмента и контроля осевой нагрузки на долото можно производить следующими методами [80]:

- по натяжению неподвижного конца талевого каната;
- непосредственными измерениями на буровом крюке или вертлюге;
- измерением усилий, передаваемых кронблоком на подкронблочные балки.

В практической работе по ГТИ наибольшее распространение получил метод измерения веса инструмента по натяжению неподвижного конца талевого блока.

Датчики веса, работающие по этому принципу, по способу монтажа измерителя можно разделить на две группы:

- монтируемые непосредственно на неподвижном конце каната;
- устанавливаемые в специальном устройстве, предназначенном для крепления конца талевого каната.

Измерители первой группы работают на принципе измерения горизонтальной составляющей натяжения неподвижного конца талевого каната.

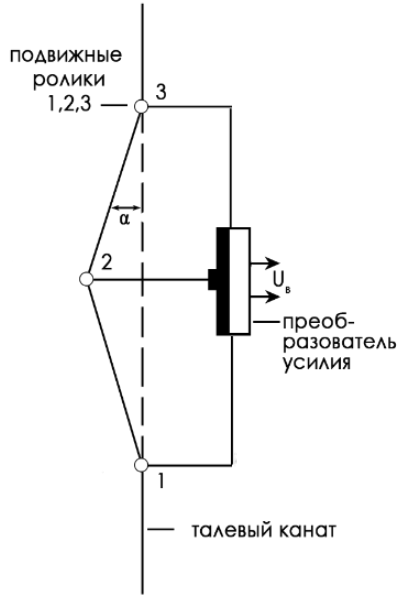


Рис.10.4. Схема датчика веса, монтируемого на неподвижном конце талевого каната.

Принципиальная схема датчика веса показана на рис.10.4.

Талевый канат проходит через подвижные крайние ролики 1 и 3 и преломляется в среднем ролике 2 на угол $\boldsymbol{\alpha}$. Под действием веса бурильного инструмента талевый канат растягивается на величину $T_н$. Горизонтальная величина растягивающего усилия F, действующая на ролик 2 будет:

$$F = 2T_н \cdot \sin\alpha \qquad (10.6)$$

В связи с малой величиной угла $\boldsymbol{\alpha}$ можно принять, что

$$\sin X = \operatorname{tg}\alpha = \frac{h}{l},$$

$$\text{тогда } T_н = \frac{Fl}{2h} \qquad (10.7)$$

С помощью различного вида преобразователей (гидравлического, электрического, электромеханического) сила F преобразуется в пропорциональные величины давления или электрического сигнала, которые измеряются вторичными приборами.

К достоинствам такого способа измерения веса бурильного инструмента относятся:

– простота монтажа датчика;

– нет необходимости рассечки талевого каната;
– безопасность работы буровой установки при монтаже датчика.

Основными недостатками данного способа являются:

– показания датчика зависят от диаметра и степени жесткости талевого каната;
– перемещение среднего ролика под действием силы F изменяет угол α, что вызывает нелинейность диапазона измерения.

Датчик усилия натяжения каната ДНК-311 показан на рис.10.5.

Датчик предназначен для измерения усилия натяжения неподвижной ветви талевого каната, что позволяет рассчитать вес бурового инструмента и осуществлять контроль нагрузки на долото в процессе бурения, а также для измерения веса на крюке буровой установки в процессе различных технологических операций при строительстве скважин.



Рис.10.5. Датчик усилия натяжения талевого каната ДНК-311.

Датчик ДНК-311 представляет собой механическую рычажную конструкцию, подвешиваемую на канат неподвижного конца талевой системы. В качестве чувствительного элемента в датчике использован тензометрический преобразователь.

Технические характеристики датчика ДНК-311 приведены в табл.10.2.

Таблица 10.2.

Технические характеристики ДНК-311.

Параметр	**Величина**
Диапазон измерения усилий, кН	8 – 400
Диапазон выходного сигнала	0 – 3000
Основная приведенная погрешность от верхнего предела измерений, δ, %, не более	±1
Дополнительная температурная погрешность на каждые 10 °С, % не более	±0,1
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	7 – 12

Ток потребления, мА, не более	40
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5
Диапазон рабочих температур, °С	-50 ... +50
Время наработки на отказ, час	8 000
Диаметр талевого каната, мм	25 – 39

Датчик ДНК-311 изготавливается в двух вариантах исполнения 03 и 06, которые отличаются друг от друга конструкцией регулировочного винта. Технические характеристики двух вариантов идентичны.

10.2.3. Датчики контроля давления ПЖ.

Давление промывочной жидкости на входе в скважину является важным параметром, по изменению величины которого можно судить о работе насосов, эффективности промывки скважины, о величине давления на забой и стенки скважины, раннего обнаружения аварийных ситуаций, связанных с состоянием бурильного инструмента и ствола скважины.

Датчики давления ПЖ устанавливаются на манифольде буровой установки и предназначены для контроля состояния циркуляционной системы, работы буровых насосов и позволяют судить о режиме промывки скважины и величине гидравлических потерь. На рис. 10.5. показан датчик давления ДВД-320.

Датчик может использоваться в условиях, где необходимо непрерывное измерение давления жидкости от 25 до 100 МПа.

Датчик применяется для измерения:

- давления бурового раствора в нагнетательной линии,
- давления скважины в линии под превентором,
- давления на цементировочном агрегате,
- момента на роторе в буровых установках с гидравлическим приводом ротора,
- момента на машинном ключе для конструкций с гидроприводом.

Датчик может измерять давление воды и масла непосредственно без разделителя сред. Давление бурового раствора передается на первичный преобразователь датчика, через резиновый, заполненный маслом, средоразделитель.

Чувствительным элементом датчика является первичный преобразователь, в виде полупроводникового тензометрического моста.

Преобразователь преобразует измеряемое давление в пропорциональный электрический сигнал, который поступает в блок электроники, где происходит перевод в цифровой код и передача в систему сбора данных, или, в зависимости от модификации, формируется сигнал 4-20 мА.



Рис.10.6.1. Датчик давления ДВД-320 с резиновым средоразделителем.

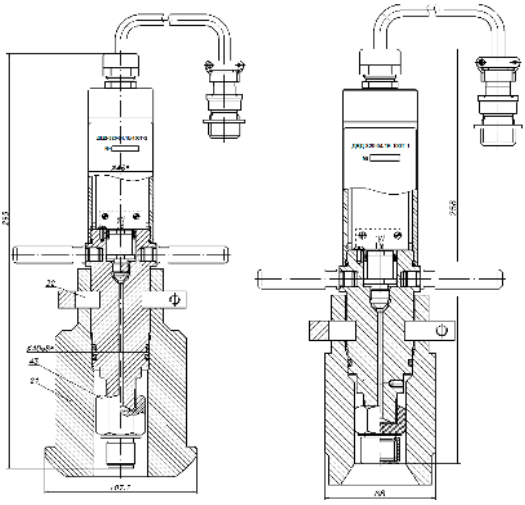


Рис.10.6.2. Датчик давления ДВД-320 со средоразделителем в виде металлической мембраны.

Технические характеристики датчика ДВД-320 приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3.

Технические характеристики ДВД-320.

Параметр	ДВД-320-04.1Е-*		
	-хх с резиновым средоразделителем	**-ххТ/ -ххТ-А-2W с резиновым средоразделителем**	**-ххТ-х/ -ххТ- А-2W-х Со средоразделителем - металлическая мембрана**
Диапазон выходного сигнала	от 0 до D*	от 4 до 20 мА	от 4 до 20 мА
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения давления, %	±0,5	±0,5	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения давления, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %	±0,2	±0,2	±0,2
Напряжение питания постоянного тока, В	от 7 до 15	от 12 до 15	от 12 до 15
Ток потребления, мА, не более	20	40/ 20	40/ 20
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3	0,6/ 0,24	0,6/ 0,24
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +50	-50 ... +50	-50 ... +50
Температура измеряемой среды, °С, не более	+85	+85	+85
Время наработки на отказ, ч	16 000	16 000	16 000
Тип выходного сигнала	цифровой, 1-Wire	токовый	токовый
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65	IP65	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X	0Ex ia IIB T5 Ga X	0Ex ia IIB T5 Ga X

Габаритные размеры с комплектом принадлежностей в сборе, Д × Ш × В, мм, не более	345×198×60	345×198×60	295×152×95
Масса с комплектом принадлежностей, кг, не более	2,5	2.5	3,0
Режим работы	Постоянный	Постоянный	Постоянный

** D – Верхнее значение выходного кода, численно равное верхнему пределу диапазона измерений ДВД в атм.*

10.2.4. Датчики измерения крутящего момента на роторе.

Величина крутящего момента на роторе является очень важным параметром, характеризующим состояние бурильной колонны и степени износа долота при роторном способе бурения. Бурильная колонна работает в напряженном режиме, и превышение критического значения момента на роторе может привести к серьезной аварии.

Крутящий момент на роторе может определяться по изменению упругих свойств вала, по изменению силы тока электродвигателя, изменению положения стола ротора или изменения натяжения цепной передачи.

Рассмотрим несколько наиболее широко применяемых типов датчиков для измерения крутящего момента на роторе.



Рис.10.7. Датчик момента на роторе ДМР-315-05.

Датчик момента на роторе ДМР-315-05 (внешний вид показан на рис.10.7.).

Датчик ДМР-315-05 с помощью тензопреобразователя измеряет реактивный момент роторного стола относительно станины.

Датчик работает на растяжение.

Проушины датчика привариваются к полу буровой и столу ротора. Вращая талреп, выбираются люфты и создается небольшое преднатяжение.

При необходимости, длина датчика может быть увеличена с помощью цепи. Максимальное расстояние между точками крепления датчика может составлять 2200 мм.

Технические характеристики датчика ДМР-315-05 приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4.

Технические характеристики датчиков ДМР-315-05 и ДМР-3115.

Параметр	**ДМР-315-05.1Е**
Диапазон измерений силы, кН (тс)	0,5-50(0,05-5)
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения силы, %	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения силы, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %	±0,5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 15
Ток потребления, мА, не более	20
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +50
Время наработки на отказ, ч	8 000
Тип выходного сигнала	Цифровой, 1-Wire
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	650×115×180
Масса, кг, не более	15
Режим работы	Постоянный



Рис.10.8. Датчик момента на роторе ДМР-312.

Датчик момента на роторе ДМР-312 (внешний вид датчика показан на рис.10.8.).

Принцип работы датчика ДМР-312-02 основан на измерении усилия, возникающего под «лапой» редуктора карданного привода ротора при изменении крутящего момента ротора.

Технические характеристики датчика ДМР-312 приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5.

Технические характеристики датчика ДМР-312.

Параметр	**ДМР-312-02.1Е**
Диапазон измерений силы, кН (тс)	0,6-30 (0,06-3)
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения силы, %	±2,0
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения силы, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %	±0,5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 7 до 15
Ток потребления, мА, не более	100
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +50
Время наработки на отказ, ч	8 000
Тип выходного сигнала	Цифровой, 1-Wire
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	192×190×310
Масса кг, не более	5
Режим работы	Постоянный



Рис.10.9. Датчик момента на роторе ДМР-3115.

Датчик момента на роторе ДМР-3115 (внешний вид датчика показан на рис.10.9.).

Датчик ДМР-3115 предназначен для использования на буровых установках с цепной передачей привода ротора [81].

ДМР-3115 устанавливается под ведущей ветвью цепи привода ротора так, чтобы создать небольшой прогиб цепи.

Принцип работы ДМР-3115 заключается в регистрации изменения усилия натяжения цепи. Усилие, воздействующее на зубчатое колесо, через рессоры и тяговый палец передается на датчик силы.

Принципиальная схема измерения момента на роторе с помощью датчика ДМР-3115 показана на рис.10.10.

При вращении ротора момент вращения пропорционален силе натяжения цепи привода. Натяжение цепи при неизменном прогибе h пропорционально силе P , с которой цепь действует на датчик, являющийся измерителем силы P.

Таким образом, по выходному сигналу датчика момент определяется как:

$$M=KX+\alpha \qquad (10.8)$$

где*:* K и α – коэффициенты, рассчитанные при градуировке по двум точкам.

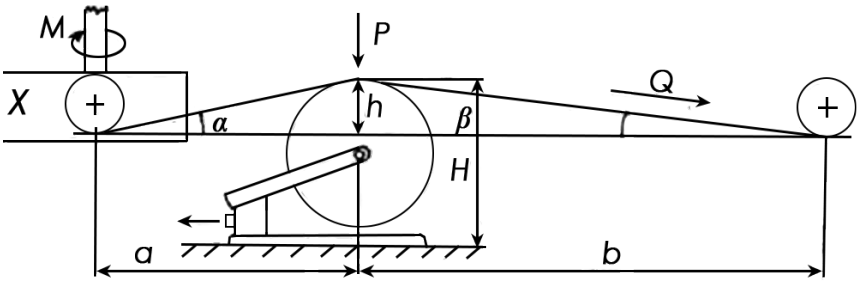


Рис.10.10. **Схема измерения момента на роторе:**

M - момент на роторе;
Q - сила натяжения цепи;
P - сила действия цепи на датчик;
h - расстояние, на которое датчик оттягивает цепь от прямой;
X - выходной сигнал датчика

На самом деле метод измерения имеет некоторую нелинейность, вызванную тем, что при увеличении нагрузки P прогиб цепи h уменьшается из-за сжимаемости датчика. По этой причине нелинейность выходной характеристики может составлять несколько процентов. Эту нелинейность можно компенсировать, если выходной сигнал пересчитывать в единицы момента по следующей формуле:

$$M=e/(h_o/(X-X_o)-K_y), \quad (10.9)$$

где K_y – коэффициент упругости датчика (измерен при изготовлении и записан в формуляр);

X_o – выходной сигнал при нулевом моменте;

e и h_o – рассчитываются при градуировке установленного датчика по двум точкам.

При практическом применении нелинейностью можно либо пренебречь и градуировать выходной сигнал датчика в единицах момента, либо при пересчете выходного сигнала в единицы момента использовать вышеприведенную формулу, компенсирующую нелинейность.

Градуировка датчика производится по месту после его установки.

Для предотвращения поломки первичного преобразователя при превышении максимальной нагрузки предусмотрен срезной штифт.

ДМР-3115 устанавливается на основание из комплекта монтажных частей. Основание приваривается к горизонтальной поверхности пола.

Конструкция основания предусматривает плавную регулировку положения ДМР-3115 по вертикали в пределах от 0 до 30 мм, что позволяет корректировать положение ДМР-3115, задавать требуемую величину прогиба цепи в зависимости от величины натяжения.

Технические характеристики датчика ДМР-3115 приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6.

Технические характеристики датчика ДМР-3115.

Параметр	**ДМР-3115-02.1Е**
Диапазон измерений силы, кН (тс)	0,05-5 (0,005-0,5)
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения силы, %	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения силы, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %	±0,5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 15
Ток потребления, мА, не более	20

Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +50
Время наработки на отказ, ч	8 000
Тип выходного сигнала	Цифровой, 1-Wire
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	564×410×233
Масса кг, не более	38
Режим работы	Постоянный



Рис.10.11. Датчик момента на роторе ДЭМР-316.

Датчик электрический момента на роторе ДЭМР-316 (внешний вид датчика показан на рис.10.11.).

Датчик ДЭМР предназначен для преобразования значения измеряемого тока в цифровой электрический сигнал с гальванической развязкой силовой и измерительной цепей. ДЭМР не является автономным устройством и должен использоваться в составе систем сбора данных геолого-технологических исследований, систем контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

ДЭМР может использоваться для измерения вращающего момента электропривода по потребляемому им току, как по постоянному, так и по переменному.

Технические характеристики датчиков ДЭМР-316 приведены в таблице 10.7.

Таблица 10.7.

Технические характеристики датчиков ДЭМР.

Параметр	**ДЭМР-316-03.1** А.404154.001	**ДЭМР-316-03.1-1.5** А.404154.001-01
Диаметр отверстия под токовую шину, мм, не более	35	64
Верхний предел диапазона измерения (амплитудное значение), А	500	1 500
Нелинейность не более, %	±1	±1
Основная приведенная погрешность, % от верхнего значения диапазона	±3	±3
Постоянная времени изменения выходного сигнала, с, не более	0,1	0,1
Допустимое максимальное напряжение на силовой шине, В	1 000	1 000
Коэффициент преобразования токоизмерительных клещей, мВ/А	2,0	1,0
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 10	от 8 до 10
Размах пульсаций напряжения питания, В, не более	0,1	0,1
Ток потребления, мА, не более	200	200
Тип выхода	Цифровой, совместимый с RS-485	Цифровой, совместимый с RS-485
Вес, кг, не более	0,5	0,5

10.2.5. Датчики измерения расхода ПЖ на входе и выходе из скважины.

Расход промывочной жидкости - важнейший параметр, характеризующий режим промывки скважины. Измерение расхода ПЖ на входе и выходе из скважины позволяет по величине дифференциального расхода устанавливать на ранней стадии нефтегазоводопроявление или поглощение промывочной жидкости, их интенсивность, а также регистрировать момент вскрытия нефтегазоносного пласта.

Своевременное выявление проявления или поглощения ПЖ позволяют предупредить возникновение аварийной ситуации и свести к минимуму осложнения в бурении.

Измерение расхода ПЖ на входе в скважину чрезвычайно важно при турбинном бурении. При турбинном бурении измерение расхода ПЖ позволяет контролировать режим бурения.

Для измерения расхода ПЖ на входе в скважину наиболее широкое применение нашли электромагнитные и ультразвуковые измерители.

Электромагнитный расходомер РГР-100 состоит из датчика и преобразовательного блока. В расходомере РГР-100 система магнитов создает переменное магнитное поле, в котором по изолированной изнутри трубе протекает промывочная жидкость. Индуцируемая в ней ЭДС пропорциональна средней скорости потока жидкости и измеряется двумя электродами внутри трубы. Сигнал с электродов поступает на усилитель.

Рабочая среда для расходомера РГР-100 - промывочная жидкость или тампонажный раствор на водной основе с удельной электропроводимостью от 10^{-3} до 10 См/м.

Основными недостатками расходомера РГР-100 являются:

– низкая стойкость внутренней поверхности расходомера к абразивным и химически активным средам;
– сложность монтажа расходомера.

Ультразвуковые расходомеры лишены перечисленных выше недостатков и поэтому находят все более широкое применение [82].

На рис.10.12 показан внешний вид ультразвуковых измерителей расхода ПЖ РУД-342-05.1Е-И и РУД-342-05.1Е, которые поставляются в комплекте станции «Разрез-2В» и «Разрез-5В».



Рис.10.12. Измерители расхода жидкости РУД-342-05.1Е-И и РУД-342-05.1Е.

Измерители расхода промывочной жидкости РУД предназначены для непрерывного преобразования измеряемого параметра объемного расхода жидкости в полностью заполненной трубе и объема прокачанной жидкости в электрический цифровой сигнал и дистанционной передачи в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системы контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Принцип действия РУД основан на излучении в контролируемую жидкость непрерывного ультразвукового сигнала постоянной частоты, приеме отраженного от включений в жидкость ультразвукового сигнала и определении среднего отклонения частоты принятого сигнала от частоты излученного сигнала.

Излучаемые датчиком РУД колебания создают ультразвуковые волны, которые через стенку трубопровода проникают в жидкость. Волны, отражаясь от неоднородностей жидкости, возвращаются к преобразователю и возбуждают в нем вторичные механические колебания, которые создают на его выходе электрический сигнал. Сигнал по кабелю поступает в электронный блок, детектируется, усиливается и преобразуется в цифровой код. При малой амплитуде принятого сигнала устанавливаются нулевые показания. При достаточной амплитуде принятого сигнала РУД осуществляет его спектральный анализ, определяет доплеровскую частоту и выполняет вычисление мгновенной скорости жидкости в трубе, а также объемный и суммарный расход жидкости.

Преимуществом РУД-342 перед расходомерами других типов является возможность использования накладных датчиков, не требующих врезки в трубопровод. Установка датчика не сопряжена с расчетами, которые необходимы для времяпролетных накладных расходомеров. Объединение в одном корпусе излучателя и приемника первичного преобразователя также значительно упрощает установку.

– Первичный преобразователь является аналогом датчика SE4 (Greyline, Канада; Artvik Inc., США) и может применяться с ультразвуковыми доплеровскими расходомерами DFM (Greyline, Канада); имеет высокую эффективность, как за счет конструктивных особенностей, так и за счет согласования входного и выходного импеданса пьезопреобразователей с генератором и усилителем.

- Цифровая обработка сигнала в частотной области.
- Аппроксимационный алгоритм определения центральной частоты доплеровского спектра, позволяющий существенно снизить влияние шумов и повысить точность измерений на малых расходах.
- Автоматическая отстройка от шумов и помех.
- Большой динамический диапазон амплитуд входного сигнала, что позволяет выполнять измерения разных типов жидкости.
- Опционально: встроенные клавиатура и дисплей для индикации расхода и амплитуды сигнала, управления настройками и режимами.
- Компактные габариты датчика и небольшая масса

Расходомеры нечувствительны к материалу и толщине стенки трубопровода (исключение многослойные металлопластиковые и футерованные трубы), плотности и температуре жидкости. По сравнению с времяпролетными расходомерами они практически нечувствительны к профилю распределения скоростей потока. Программные средства, поставляемые в комплекте, позволяют выполнять настройку и проверку работоспособности РУД, включая дистанционную проверку работоспособности и контроль сигнала от датчика.

Технические характеристики измерителей расхода ПЖ приведены в таблице 10.8.

Таблица 10.8.

Технические характеристики измерителя расхода РУД-342-05.1Е-И.

Наименование параметра	**РУД-342-05.1Е РУД-342-05.1Е-И**
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, $м^3/с$	$3{,}98\times10^{-5}$ ... 0,1
Диапазон измерений удельного суммарного объема, $м^3$	0 – 16 777 215
Диапазон диаметров труб, мм	22,5 – 5000
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения объемного расхода жидкости, выраженные в процентах от верхнего предела измерений, %	± 2,0*

Наименование параметра	РУД-342-05.1Е РУД-342-05.1Е-И
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения объемного расхода жидкости, выраженные в процентах от верхнего предела измерений, без предварительной градуировки, %	±3
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения суммарного объема прокачанной жидкости, выраженные в процентах от измеряемого значения параметра, %	±1,0*
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения, обусловленной отклонением температуры окружающей среды, %	±0,15
Диапазон измеряемых скоростей потока жидкости, м/с	0,05 - 10,0
Напряжение питания постоянного тока, В	9^{+9}_{-2}
Напряжение питания $U_{пт}$ для токового выхода, В	24^{+1}_{-17}
Ток потребления, мА, не более	130
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,2
Диапазон рабочих температур, ºС	- 40 ... + 60
Относительная влажность воздуха, %, не более	95
Формат выходного кода на цифровом выходе	Четырехбайтный с плавающей точкой
Время чистого запаздывания выходного сигнала, с, не более	1,2
Постоянная времени, с, не более	1,5
Среднее время наработки на отказ, ч	8000
Тип выходного сигнала	RS-485, 4 - 20 мА
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
Габаритные размеры (Д×В×Ш), мм	200 × 150 × 100
Масса, кг, не более	2
Режим работы	Постоянный

** - Заявленная точность обеспечивается после градуировки РУД непосредственно на месте установки*

Для измерения расхода ПЖ на выходе из скважины применяются, в основном, индикаторы потока. Внешний вид индикатора потока

ИПБР-3310 и схема установки его в желобной системе показана на рис.10.13.

Индикатор предназначен для непрерывного контроля изменения потока промывочной жидкости на выходе из скважины.

Скорость движения промывочной жидкости пропорциональна углу отклонения «лопатки» под воздействием потока. Угол поворота измеряется поворотом постоянного магнита относительно магниторезистивного датчика. ИПБР-3310 имеет дополнительный противовес, обеспечивающий гарантированный возврат лопатки в исходное положение при снижении потока жидкости. Индикатор потока ИПБР-3310 применяется в открытой и закрытой желобных системах. На рис.10.13. показан пример применения в открытой желобной системе.

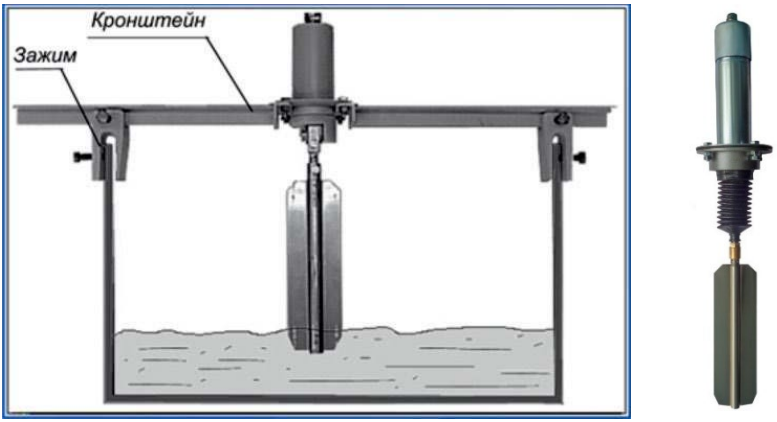


Рис.10.13. Индикатор потока промывочной жидкости на выходе из скважины.

Технические характеристики индикатора потока ИПБР-3310 приведены в таблице 10.9.

Таблица 10.9.

Технические характеристики ИПБР-3310

Параметр	ИПБР-3310-01.1Е-*	
	-А-2W	-М
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения угла отклонения лопатки для оптимальной НСХ, %	± 3,0	± 3,0
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 24	от 8 до 15
Ток потребления, мА, не более	20	30
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5	0,4
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +50	-50 ... +50
Время наработки на отказ, ч	16 000	16 000
Тип выходного сигнала	Аналоговый, 4-20 мА	Цифровой, 1-Wire
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65	
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X	
Габаритные размеры, мм, не более	Диаметр 130, Высота 736	
Масса, кг, не более	5	
Режим работы	Постоянный	

10.2.6. Датчики измерения уровня промывочной жидкости в приемной и доливочной емкостях.

Измерение уровня ПЖ в приемной и доливочной емкостях является необходимым условием безаварийной проводки скважины. Контроль изменения уровня объема промывочной жидкости в приемных емкостях, в комплексе с измерением расхода ПЖ, дает возможность своевременно выявлять нефтегазоводопроявление и поглощение ПЖ в процессе бурения скважины, а также давать количественную оценку интенсивности проявлений или поглощений.

Измерение уровня ПЖ в доливочной емкости необходимо для контроля объема ПЖ при спуске или подъеме бурильного инструмента

в целях предупреждения аварийных ситуаций, связанных с поглощением ПЖ и внезапными выбросами пластового флюида.

Для измерения уровня промывочной жидкости в емкостях применяются различного типа датчики, основанные на различных физических принципах работы: гидростатические, поплавковые, ультразвуковые и т.д.

Наибольшее распространение на буровых получили уровнемеры двух типов – поплавковые и ультразвуковые. Поплавковые уровнемеры встречаются двух модификаций – бесконтактные, у которых поплавок свободно движется по стержню с размещенным в нем чувствительным элементом (магнитострикционным или магниточувствительным), и с поплавком, соединенным с чувствительным элементом при помощи тяги. Реже на буровых встречаются емкостные и гидростатические уровнемеры. Микроволновые уровнемеры для контроля уровня бурового раствора практически не используются.

В лабораторных условиях наибольшую точность измерения уровня – до 0,5*мм* – могут обеспечивать бесконтактные поплавковые уровнемеры с магнитострикционным чувствительным элементом [83]. Такую точность они обеспечивают при постоянном уровне погружения поплавка. Это достигается при постоянной плотности контролируемой жидкости, при отсутствии перемешивания этой жидкости и осадка на поверхности поплавка. Такие условия обеспечиваются в баках с бензином, для которых разработаны уровнемеры, но практически никогда не бывают в емкостях с буровым раствором. В результате реальная точность уровнемеров значительно хуже и в условиях буровой может ухудшаться до 4 – 8 *мм*. Кроме того, в состав конструкции уровнемеров входит стержень или трос длиной не менее диапазона измерения, т.е. более 2,5 *м*, что затрудняет их транспортировку и монтаж.

Бесконтактным поплавковым уровнемерам с магниточувствительными элементами (герконами или датчиками Холла) свойственны все недостатки поплавковых уровнемеров, кроме того, шаг установки магниточувствительных элементов не менее 5 *мм*, а реальная точность уровнемера не лучше 8 – 10 *мм*.

Уровнемеры, у которых поплавок соединен с чувствительным элементом при помощи тяги, как правило, имеют большую массу поплавка. Это приводит к росту погрешности, вызванной изменением плотности промывочной жидкости. Дополнительную погрешность

уровнемеров этого типа вызывают трение и люфты в узлах механической передачи. Их надежность может снижаться из-за попадания промывочной жидкости на подвижные части уровнемера. В качестве чувствительного элемента приборов чаще всего используется переменный резистор, на вал которого наматывается трос, связанный с поплавком. В условиях повышенной влажности колебания уровня вблизи одного значения могут привести к быстрому выходу из строя резистора. Использование в качестве чувствительного элемента сельсинов или проволочных резисторов может снизить разрешающую способность до 0,5 – 1% от диапазона измерения, а использование в качестве чувствительного элемента оптических счетчиков импульсов требует обеспечения бесперебойного питания уровнемера и периодического контроля достоверности текущих показаний. В результате точность лучших образцов таких уровнемеров в лабораторных условиях не превосходит 3 – 4 *мм*, а для некоторых моделей уровнемеров в реальных условиях – 15 – 20 *мм*.

Емкостные уровнемеры в лабораторных условиях обеспечивают точность, близкую к точности магнитострикционных уровнемеров, и имеют аналогичные недостатки. Необходимым элементом емкостного уровнемера является чувствительный элемент в виде стержня или троса, опущенный вертикально вниз до дна емкости. Движение раствора приводит к тому, что чувствительный элемент отклоняется от вертикали, уровень жидкости, наталкивающейся на него, повышается, а брызги и отложения на нем увеличивают показания. В результате реальная точность контроля уровня не может быть лучше тех же 4 – 5 *мм.* [83]

Гидростатические уровнемеры для нормальной работы требуют непрерывной продувки сжатым воздухом и коррекции показаний по плотности бурового раствора. Точность измерения плотности должна быть, по крайней мере, не хуже требуемой точности измерения уровня – 0,25%. В настоящее время такие плотномеры на буровой отсутствуют.

Ультразвуковые и микроволновые уровнемеры имеют похожий принцип действия – излучение импульса и измерение времени до прихода отраженного сигнала. Точность, достигнутая у лучших образцов этих уровнемеров в лабораторных условиях, одинакова и составляет 0,5 – 1 *мм*. В условиях буровой при колебаниях уровня жидкости и наличии на ее поверхности пены точность измерения падает и может ухудшиться до 4 – 8 *мм*. Оба типа уровнемеров в

одинаковой степени подвержены влиянию отражений от расположенных вблизи них препятствий. Достоинством микроволновых уровнемеров является меньшее влияние на его показания температуры, давления и пены на поверхности раствора. Недостатком микроволновых уровнемеров является цена, в 5 – 10 раз превосходящая цену ультразвуковых уровнемеров.

Сравнительные характеристики основных типов уровнемеров, пригодных для измерения уровня буровых растворов, приведены в таблице 10.10.

Таблица 10.10.

Характеристики различных типов уровнемеров [5]

Характеристика уровнемера	Тип уровнемера						
	Магнито-стрикционный	Магнито-чувствительный	Тросовый	Емкостной	Гидростати-ческий	Ультразвуковой	Микроволновой
Теоретическая точность, *мм*	0,5-1	5-12	4-20	0,5-1	1-3	1-3	0,5-5
Реальная точность, *мм*	4-8	6-15	6-20	4-8	4-8*	4-8	4-8
Надежность при отклонении условий эксплуатации от нормальных, *балл*	1-5	1-5	1-3	3-5	1-5	4-5	5
Удобство обслуживания, *балл*	1-3	1-3	1-4	1-4	1-3	4-5	4-5
Автономность, *балл*	5	5	1-5	5	1	5	5
Контакт уровнемера с раствором	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
Цена, *балл*	2-4	2-4	2-5	2-4	2-4	3-5	1

**Без учета погрешности, вызванной изменением плотности.*

Сравнение характеристик уровнемеров показывает, что требуемая точность 5 *мм* может быть получена магнитострикционным, емкостным, ультразвуковым или микроволновым уровнемерами, и ни один из них реально в условиях буровой не может обеспечить лучшей точности. Все эти уровнемеры могут обеспечить, примерно, одинаковую надежность работы. По удобству обслуживания и отсутствию контакта с раствором предпочтительными являются

ультразвуковой и микроволновой уровнемеры, а с учетом цены наиболее предпочтительным является ультразвуковой.



Рис.10.14. Датчик уровня ДУУ-340.

Внешний вид ультразвукового датчика уровня ДУУ-340 показан на рис.10.14.

ДУУ предназначен для измерения величины уровня жидких, гелеобразных и сыпучих материалов, преобразования её в электрический цифровой и токовый сигнал для дистанционной передачи в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системы контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

– Аналог ультразвуковых уровнемеров серии HRXL-MaxSonar (Maxbotix, США).

– Автоматическая регулировка мощности излучения акустических импульсов.

– Цифровая обработка отраженного сигнала с применением многоэтапной фильтрации и детектирования, позволяющих выделить основной отраженный импульс на фоне помех, существенно уменьшить влияние внешних акустических и электрических помех, повысить стабильность измерений.

– Встроенный датчик температуры для термокомпенсации результатов измерения уровня.

– На результаты измерений уровня не влияют плотность среды, её физико-химические свойства. Подходит для работы с вязкими, агрессивными, сильно загрязненными средами.

– Компактные габариты датчика и небольшая масса.

– Интерфейсы: цифровой RS-485, токовый 4 – 20 мА.

Технические характеристики датчиков уровня ДУУ-340 приведены в таблице 10.11.

Таблица 10.11.

Технические характеристики датчиков уровня ДУУ-340.

Параметр	Значение
Диапазон измерений уровня*, м	0,0 – 6,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения уровня, м ±0,01	±0,01
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения уровня, обусловленной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, %	±0,005
«Мертвая» зона**, м	0,5
Минимальная высота установки $ВУ_{min}$, м	0,5
Максимальная высота установки $ВУ_{max}$, м	6,5
Тип выходного сигнала	цифровой (RS-485), токовый (4 – 20 мА)
Напряжение питания, В	9 – 15
Напряжение питания токового выхода, В	9 – 24
Средний ток потребления, мА, не более	30
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5
Диапазон рабочих температур, оС	-40 ... +60
Допустимое отклонение оси преобразователя от вертикали, град., не более	2
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
Габаритные размеры (Д × Ш × В), мм, не более	50 × 60 × 200
Масса (без учета КМЧ), кг, не более	0,35
Режим работы	Постоянный

* – При максимальной высоте установки.

В общем случае верхний предел диапазона измерений определяется как

$h=ВУ – ВУ_{min}$, где ВУ – высота установки ДУУ (расстояние от дна ёмкости до преобразователя ДУУ

** – «Мертвая» зона – расстояние от поверхности преобразователя, в пределах которого измерения невозможны

Последние модификации станций ГТИ «Разрез-2В» и «Разрез-5В» комплектуются датчиками уровня герконовыми - ДКПР-У (см. рис.10.16).



Рис.10.16. Датчик уровня ДКПР-У.

Датчики контроля уровня раствора ДКПР-У*-02Е-хх**-L***

* - У – уровнемеры;

** хх – шифр выходного сигнала;

***L – длина штанги в метрах (2,4 *м* / 3,0 *м*).

Шифр выходных сигналов	Выходной сигнал
1WT	Цифровой 1-Wire и аналоговый токовый 4-20 мА
10В	Аналоговый по напряжению 0-10В и 0-5В
Т	Аналоговый токовый трехпроводный 4-20 мА
А-2W	Аналоговый токовый двухпроводный 4-20 мА

ДКПР-У герконовый, предназначен для непрерывного преобразования измеряемых параметров – уровня – в электрический сигнал для дистанционной передачи в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), контроля, регулирования и управления различными технологическими параметрами.

Все модификации ДКПР имеют взрывозащищенное исполнение. ДКПР имеют модификации, отличительные особенности которых приведены в табл.10.12.

Таблица 10.12.

Модификации датчиков уровня ДКПР

Параметр		ДКПР-У-02-*-Б	
		1WT-2,4/3,0	**10В-2,4/3,0| Т-2,4/3,0| |А-2W-2,4/3,0|**
Диапазон измерения уровня, *м*		0,3 … 2,1/2,8	0,3 … 2,1/2,8
Пределы допускаемой основной погрешности измерений уровня на всем диапазоне измерений, *м*		±0,01	±0,01
Напряжение питания постоянного тока, *В*		10 … 24	12/10 … 24/ 10 … 24
Потребляемая мощность, *Вт*, не более		8	5/ 5/ 0,5
Тип выходного сигнала		Цифровой 1-Wire, токовый 4-20 мА	Аналоговый (4…20) мА, (0-10)В
Масса, *кг*, не более		6,5	6,5
Рабочие условия эксплуатации блока электроники	температура окружающей среды, *°С*	-50 … +50	-50 … +50
	Допустимый диапазон температуры жидких растворов, *°С*	0 … +85	0 … +85
Маркировка взрывозащиты		0Ex ia IIB T5 Ga X	0Ex ia IIB T5 Ga X

10.2.7. Датчики измерения плотности промывочной жидкости.

Величина плотности ПЖ является очень важным параметром, знание которого в значительной степени обеспечивает безаварийную проходку скважины, оптимальный режим промывки и вскрытия продуктивных пластов.

Наиболее широкое применение при контроле технологических параметров нашли датчики измерения плотности ПЖ ареометрическим и вибрационным способами.



Рис.10.17. Датчик плотности промывочной жидкости ДПА-327.

Внешний вид ареометрического датчика плотности промывочной жидкости показан на рис.10.17.

Датчик ДПА предназначен для непрерывного измерения плотности жидкости. Датчик разработан для применения в составе станций ГТИ на буровых установках для контроля плотности промывочной жидкости в рабочих ёмкостях.

Датчик состоит из корпуса, в нижней части которого под защитным кожухом находится металлический шар-груз объёмом 1 литр. Шар-груз на тонкой нити подвешен к измерителю веса, расположенному в верхней части корпуса. Датчик с помощью крепёжных приспособлений устанавливается вертикально в ёмкости с контролируемой жидкостью так, чтобы шар-груз был погружен в жидкость. При изменении плотности контролируемой жидкости изменяется выталкивающая сила, действующая на шар-груз, а значит, и сигнал измерителя веса.

Измеренный сигнал преобразуется в цифровой код, пропорциональный плотности и передаётся по линии связи.

Датчик не градуирован в единицах плотности, поэтому перед применением производится градуировка по двум точкам.

Первая точка - выходной сигнал датчика, не погруженного в жидкость (на воздухе), принимается за плотность ноль.

Вторая точка - выходной сигнал в жидкости с известной плотностью.

Технические характеристики датчиков плотности ДПА представлены в таблице 10.13.

Таблица 10.13.

Технические характеристики датчиков плотности ДПА.

Параметр		ДПА-327-02.1Е	ДПА-327-02.1Е-А-2W
Диапазон измерений плотности, кг/м^3		800 - 2 500	
Пределы допускаемого приведенного отклонения измеряемого параметра от нормальной статической характеристики (НСХ) (основная погрешность измерения) в нормальных условиях, %		±1	
Пределы допускаемого приведенного отклонения измеряемого параметра от НСХ (дополнительная погрешность измерения), обусловленного отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С, %		±0,5	
Напряжение питания постоянного тока, В		от 10 до 15	от 12 до 24
Ток потребления, мА, не более		20	
Потребляемая мощность, Вт, не более		0,3	0,5
Время наработки на отказ, ч		8 000	
Тип выходного сигнала		Цифровой (1-Wire), Аналоговый (4-20мА)	Аналоговый (4-20мА двухпроводный)
Минимальная глубина погружения в измеряемую жидкость, м		0,4	
Масса груза, кг, не более		2,8	2,95
Объем груза, дм^3, не более		1,0	1,1
Масса, кг, не более		12	
Рабочие условия эксплуатации	Диапазон рабочих температур, °С	-50 ... +60	
	Относительная влажность воздуха, %, не более	95	

Параметр	ДПА-327-02.1Е	ДПА-327-02.1Е-А-2W
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65	
Режим работы	Постоянный	
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X	

Вибрационный измеритель плотности промывочной жидкости основан на определении резонансной частоты вынужденных колебаний камертона, опущенного в контролируемую жидкость. Вынужденные механические колебания в камертоне возбуждаются непрерывным широкополосным сигналом. Спектральная характеристика колебаний камертона зависит от свойств контролируемой жидкости. Специализированный микроконтроллер в электронном блоке обрабатывает сигнал от камертона, производит необходимые расчеты и поддерживает связь по цифровому каналу.

На рис.10.18. показан вибрационный измеритель плотности ВИП-328, широко применяемый на станциях «Разрез-2В» и «Разрез-5В».

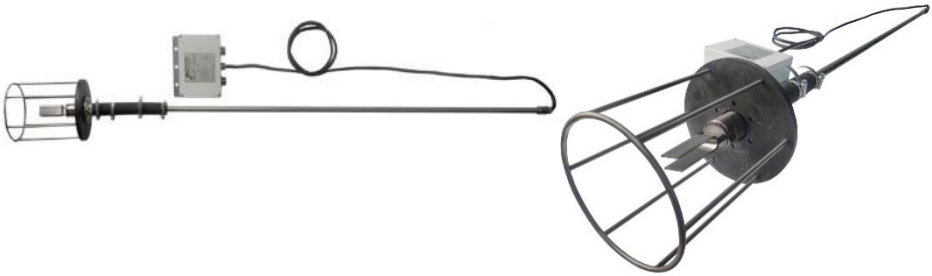


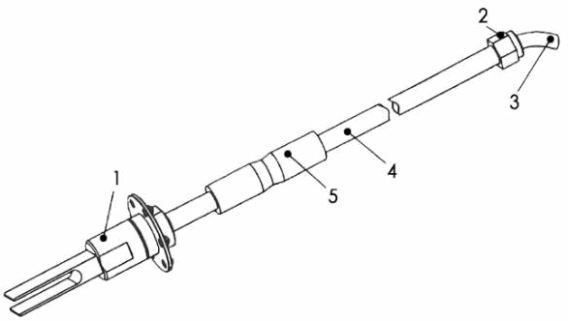
Рис.10.18. Вибрационный измеритель плотности ВИП-328.

Измеритель плотности промывочной жидкости ВИП предназначен для измерения плотности ПЖ и передачи результатов измерений в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системы контроля, регулирования и управления технологическими процессами. [84]

Датчик ВИП выпускается в двух модификациях:

- ВИП-328-06.1Е - с цифровым выходом RS-485, предназначенный для работы в составе системы сбора станций ГТИ «Разрез-2В» и «Разрез-5В»;
- ВИП-328-06.1Е-Т - с дополнительным токовым выходом и внешним блоком питания.

Внешний вид измерительной части ВИП-328 представлен на рис.10.19.



1 – камертон;
2 – гермоввод;
3 – кабель;
4 – штанга;
5 – гибкая развязка.

Рис.10.19. Внешний вид измерительной части ВИП-328: [6]

Датчик ВИП предназначен для измерения плотности жидкости в открытой емкости. Жидкость может быть как ньютоновской (вязкость жидкости не зависит от скорости движения), так и неньютоновской (вязкость жидкости имеет зависимость от скорости движения). Промывочная жидкость, как правило, относится к неньютоновским жидкостям.

Технические характеристики вибрационного измерителя плотности ВИП-328 представлены в таблице 10.14.

Таблица 10.14.

Технические характеристики измерителя плотности ПЖ ВИП-328-06

Параметр		**Значение**
Диапазон измеряемых плотностей, г/см^3		0,8 - 2,4
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения плотности, %		±0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %		±0,5
Время чистого запаздывания при изменении плотности, с, не более		2
Диапазон измерений температуры, °С		0 ... 100
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерения температуры во всем рабочем диапазоне температур, %		±1,0
Постоянная времени изменения выходного сигнала при изменении температуры измеряемой жидкости, с, не более		30
Допустимый диапазон температуры измеряемой жидкости, °С		0 ... 100
Напряжение питания постоянного тока Un, mB	ВИП-328-06.1Е, ВИП-328-06.1, ВИП-328-06.1Е-2,5	от 7 до 14
	ВИП-328-06.1Е-Т, ВИП-328-06.1Е-В	от 10 до 30*
Потребляемая мощность, Вт, не более	ВИП-328-06.1Е, ВИП-328-06.1, ВИП-328-06.1Е-Т, ВИП-328-06.1Е-В, ВИП-328-06.1Е-2,5	0,8

Параметр		Значение
Диапазон рабочих температур окружающей среды для блока электроники, °С		-50... +50
Тип выходного сигнала	ВИП-328-06.1Е, ВИП-328-06.1, ВИП-328-06.1Е-2,5	RS-485, протокол SenNet
	ВИП-328-06.1Е-Т	аналоговый 4-20мА
	ВИП-328-06.1Е-В	аналоговый 1-5 В, 0-5 (10)В
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP65
Маркировка взрывозащиты		0Ex ia IIB T5 Ga X
Режим работы		Постоянный

**- при напряжении питания в диапазоне более 15 В исполнение не является искробезопасным.*

10.2.8. Датчики измерения электропроводности промывочной жидкости.

Измерение электропроводности ПЖ часто необходимо, особенно при вскрытии разрезов, содержащих соленосные толщи. В районах Прикаспия, Сев.Кавказа, Предуральского прогиба, Восточной Сибири очень часто геологический разрез представлен переслаиванием солей, аргиллитов, песчаников, причем пласты соли достигают мощности сотен метров.

Основными признаками вскрытия соленосных отложений, наряду с резким возрастанием механической скорости бурения, является и резкое увеличение электропроводности ПЖ, т.е. резкое уменьшение электрического сопротивления промывочной жидкости на выходе из скважины.



Рис.10.20. Датчики электропроводности ДЭИ.

Рассмотрим широко применяемые датчики электропроводности промывочной жидкости ДЭИ-3290 и ДЭИ-3291.

Внешний вид датчиков ДЭИ представлен на рис.10.20.

Процесс измерения удельной электропроводности жидкости (УЭП) включает:

- непрерывное преобразование измеряемого параметра в электрический сигнал;

– дистанционную передачу в виде цифрового электрического сигнала в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системы контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Датчики измерения электропроводности ПЖ имеют несколько модификаций, отличающихся по области применения:

– ДЭИ-3290 предназначен для использования на буровых установках в составе станции ГТИ;
– ДЭИ-3291 предназначен для использования в лабораториях (стационарных, передвижных).

Датчик ДЭИ-3290 имеет бесконтактный проточный чувствительный элемент, что позволяет устанавливать его в потоке жидкости (например, в желобе).

Датчик позволяет получать приведенные по температуре значения удельной проводимости жидкости.

ДЭИ-3290 может работать с внешним термометром, а ДЭИ-3291 имеет встроенный цифровой термометр.

Показания термометров передаются по цифровому каналу и отображаются одновременно с показаниями проводимости.

Технические характеристики датчиков электропроводности ДЭИ-3290 и ДЭИ32-91 приведены в таблице 10.15.

Таблица 10.15.

Технические характеристики датчиков электропроводности.

Параметр	ДЭИ-3290	ДЭИ-3291.1
Диапазон измерений удельных электропроводностей, σ, См/м	0,05 - 100	0,02 - 20
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности УЭП при температуре окружающей среды (20±5)°С, δ_{op}%	±1,0	±0,5
Изменение предела допускаемой основной приведенной погрешности измерения УЭП в режиме приведения при изменении температуры жидкости в пределах 0 ... +85°С, %	±1,0	±0,5
Диапазон температуры жидкости для приведения показаний ДЭИ, °С	0 ... +85	
Диапазон измерения температуры жидкости, °С	0 ... +65	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры, °С	±0,5	±0,25
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	от 7 до 12	9
Ток потребления, мА, не более	150	50
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,8	0,45
Диапазон рабочих температур окружающей среды (для блока электроники), °С	-40 ... +50	0 ... +50
Диапазон температур измеряемой жидкости, °С	0 ... +65	
Гидростатическое давление, атм., не более	2	-
Среднее время наработки на отказ, ч	16 000	
Тип выходного сигнала	Цифровой (RS-485), Аналоговый (4-20мА)	Цифровой, RS-232
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP65	IP54
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X	-
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	80×130×1300*	40×65×400
Масса, кг, не более	3	0,45
Режим работы	Постоянный	

** для ДЭИ-3290-02.1х - высота 2100*

10.2.9. Датчики измерения температуры промывочной жидкости.

Измерение температуры промывочной жидкости на выходе из скважины дает ценную информацию о температурном режиме на забое бурящейся скважины, о динамике изменения температуры при вскрытии кровли продуктивных нефтегазоносных пластов и их мощности.

При измерении температуры ПЖ на входе и выходе из скважины можно регистрировать величину дифференциального значения температуры ПЖ, что позволяет более информативно интерпретировать кривые изменения температуры.

Рассмотрим датчики для измерения температуры промывочной жидкости ДТЦШ-334, применяемые при работе на станциях ГТИ «Разрез-2В» и «Разрез-5В».

Внешний вид датчиков ДТЦШ-334 показан на рис.10.21.



Рис.10.21. Датчики для измерения температуры ДТЦШ-334.

Датчики ДТЦШ-334 предназначены для непрерывного преобразования измеряемого параметра температуры жидкостей в электрический сигнал и дистанционной передачи в системы сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системы контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Датчики температуры имеют две модификации:

- ДТА-333 с первичным преобразователем на термосопротивлении;
- ДТЦШ-334 с интегральным измерителем температуры, цифровым.

Модификация ДТА-333 имеет два варианта исполнения:

- ДТА-333-01 с первичным преобразователем ПТПК-01 и пластиковым блоком электроники;

– ДТА-333-02 с первичным преобразователем HEL-711 и компактным блоком электроники.

Модификация ДТЦШ-334 имеет два варианта исполнения:

ДТЦШ-334-01 - штанговое исполнение; ДТЦШ-334-02 - бесштанговое исполнение.

Датчик температуры ДТА-333-01 с монтажным комплектом, предназначен для контроля температуры на выходе из скважины.

Датчик температуры ДТА-333-02 отличается применением компактного блока электроники и отсутствием на конце штанги пластиковой коробки.

Датчик температуры ДТЦШ-334-01 с монтажным комплектом, предназначен для контроля температуры на входе в скважину. По сравнению с ДТА-333-01 обладает более высокой точностью, низким энергопотреблением.

Датчик температуры ДТЦШ-334-02. Малогабаритный бесштанговый. Может монтироваться на штангах других датчиков (например, датчика плотности).

Технические характеристики датчиков измерения температуры ПЖ приведены в таблице 10.16.

Таблица 10.16.

Технические характеристики датчиков ДТА-333 и ДТЦШ-334.

Параметр	**ДТА-333-01-[XXX]**		**ДТЦШ-334-[XXX]**
	01-1.1E 01-2.1E	**02-1.1E 01-2.1E-A-2W 01-2.1E-1W/T2W***	**01.1E 02.1E**
Диапазон измеряемых температур, °С	0 ... +100		
Диапазон выходного сигнала	0...10 000 код	4 ... 20 мА	0 ... +100
Пределы допускаемого отклонения измеряемого параметра от НСХ (основная погрешность измерения) в нормальных условиях, δ, °С	±1,0		±0,5

Пределы допускаемого отклонения измеряемого параметра от НСХ (дополнительная погрешность измерения), обусловленного отклонением температур во всем рабочем диапазоне температур, δ, °С	±0,5		-
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 15	от 9 до 27	от 8 до 15
Ток потребления, мА, не более	20		10
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3	0,54	0,15
Диапазон рабочих температур блока электроники, °С	-50 ... +80		
Постоянная времени, с, не более	3,5		8,0
Среднее время наработки на отказ, ч	16 000		
Тип выходного сигнала	Цифровой, 1-Wire	4 - 20мА, Цифровой 1-Wire*	Цифровой, 1-Wire
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	850×110×60		820×20×20
Масса, кг, не более	0,5		
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65		
Режим работы	Постоянный		
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X		

** В датчике ДТА-333-01-01-2.1Е-1W/T2W реализованы 2 типа интерфейсов: токовый (4-20мА) и цифровой (1-Wire).*

10.2.10. Датчики силоизмерительные.

Для контроля крутящего момента на машинном ключе в момент свинчивания и затяжки резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб используются силоизмерительные датчики.

На рис.10.22. показан силоизмерительный датчик ДММК-313 в нескольких вариантах исполнения: ДММК-313-02.1Е, ДММК-313-03.1Е и ДММК-313-05-ДВД.

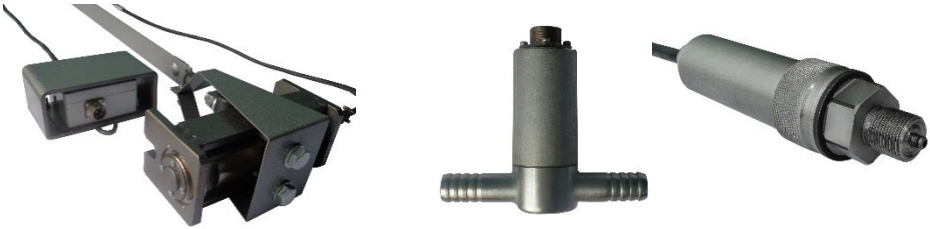


Рис.10.22. Датчики силоизмерительные ДММК-313.

Варианты исполнения напрямую зависят от первичных тензопреобразователей, применяемых в ДММК:

ДММК-313-02.1Е – устанавливается на неподвижный конец троса машинного ключа буровой. В состав входит тензопреобразователь ДСТ-Н.

ДММК-313-03.1Е – устанавливается в разрыв пневмопривода пневматического ключа буровой. Изготавливается на основе ДПК-314 с тензопреобразователем Д-2,5, Д-10.

ДММК-313-05-ДВД – устанавливается в гидросистему гидравлического ключа буровой. Изготавливается на базе датчика ДВД-320-04.1Е-40 с тензопреобразователем Д 40-Т.

Технические характеристики датчиков ДММК-313 приведены в таблице 10.17.

Таблица 10.17.

Характеристики силоизмерительных датчиков ДММК-313.

Параметр	**ДММК-313-02.1Е**	**ДММК-313-03.1Е**	**ДММК-313-05-ДВД**
Диапазон измерения момента силы, кН (тс)*м	0,8-80 (0,08-8)		
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения момента силы после монтажа и градуировки, %, не более	±4,0	±4,0	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения силы, обусловленной отклонением температуры окружающей среды на каждые 10°С от нормальных условий, %	±0,2		±0,6

Диаметр троса, не более, мм	20	-	-
Диапазон измерений давления, МПа	-	0 ... 2,5	0 ... 40
Напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 12		от 7 до 15
Ток потребления, мА, не более	100	20	20
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,2	0,4	0,3
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	-50 ... +60		
Время наработки на отказ, ч	8 000		16 000
Тип выходного сигнала	Цифровой, RS-485	1-Wire	1-Wire
Режим работы	Постоянный		
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X		

10.2.11. Датчики положения клиньев стола ротора.

Датчик положения клиньев стола ротора необходим для обеспечения нормальной работы измерителя глубины скважины, который помогает измерять холостой ход талевого каната по изменению давления воздуха в пневмосистеме управления клиньями.

Внешний вид датчика положения клиньев ДПК-314 показан на рис.10.23.



Рис.10.23. Датчик положения клиньев ДПК-314.

Датчик ДПК предназначен для определения положения клиньев стола ротора по давлению воздуха в пневмосистеме управления клиньями и передачи результатов измерений в датчик контроля перемещения инструмента ДКПИ-310.

Устанавливается в разрыв шланга пневмосистемы управления.

Датчики имеют степень защиты по ГОСТ 14254-2015 **IP65** и маркировку взрывозащиты 0Ex ia IIB T5 Ga X.

ДПК-314-01.1Е-Д	А.406233.002	Датчик на базе датчика давления, дискретный.
ДПК-314-01.1Е-А	А.406233.002-01	Датчик на базе датчика давления, 4 - 20 мА

10.2.12. Датчики ходов поршня бурового насоса и частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении.

Измерение числа ходов поршня бурового насоса в единицу времени позволяет косвенно судить о расходе промывочной жидкости на входе в скважину при условии, что величина хода поршня и размеры цилиндра известны. При этом необходимо учитывать и коэффициент заполнения цилиндра насоса, который зависит от нескольких факторов: степени изношенности поршня, реологического состава ПЖ, газонасыщенности прокачиваемой промывочной жидкости и др.

Внешний вид датчика ходов бурового насоса и оборотов бурильной колонны при роторном бурении показан на рис.10.24.



Рис.10.24. Внешний вид датчика ДПМ-336.

Датчик частоты перемещений магнитный ДПМ-336 предназначен для измерения частоты и общего количества циклических перемещений различных механизмов, например, частоты вращения вала и т.п. Датчик разработан для применения в составе станций ГТИ на буровых установках.

Используется для измерения частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении и для измерения частоты ходов поршня буровых насосов.

Датчик срабатывает при поднесении к нему постоянного магнита, измеряет частоту срабатываний и считает общее количество срабатываний. Передаёт результаты измерений (частоту и количество срабатываний) по однопроводной цифровой линии связи.

Технические характеристики датчика ДПМ-336 приведены в таблице 10.18.

Таблица 10.18.

Технические характеристики датчика ДПМ-336

Параметр		Значение
Диапазон измерений частоты колебаний, мин		30 ... 650
Диапазон выходного сигнала, код		3 000 ... 65 000
Пределы допустимого отклонения измеряемого параметра от нормальной статической характеристики НСХ (основная погрешность измерения) в нормальных условиях, %		± 0,2
Пределы допустимого отклонения измеряемого параметра от нормальной статической характеристики НСХ (дополнительная погрешность измерения), обусловленного отклонением температур во всем рабочем диапазоне температур, %		± 0,5
Параметры постоянного магнита, входящего в комплект ДПМ*:	Величина остаточной магнитной индукции, Тл, не менее	1,0
	Линейные размеры (Д×Ш×В), мм, не менее	12 × 12 × 5
Расстояние между чувствительной головкой и магнитом, необходимое для срабатывания ДПМ, мм, не более		8*
Ёмкость счетчика общего количества колебаний, байты		2
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В		от 8 до 15
Ток потребления, мА, не более		20
Потребляемая мощность, Вт, не более		0,3
Диапазон рабочих температур блока электроники, °С		-50 ... +50
Минимальное время присутствия магнита вблизи чувствительной головки, необходимое для срабатывания ДПМ, мс		0,4
Постоянная времени, с, не более		0,5
Среднее время наработки на отказ, ч		16 000
Тип выходного сигнала		Цифровой, совместимый с 1-Wire
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более		100 × 50 × 25
Масса, кг, не более		0,5
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP65
Маркировка взрывозащиты		0Ex ia IIB T5 Ga X
Режим работы		Постоянный

**При использовании магнита меньших размеров расстояние срабатывания может отличаться от указанного.*

10.2.13. Блок управления работой датчиков.

Блок управления предназначен для обеспечения питания технологических датчиков, расположенных на буровой, их опроса, сбора информации об измеряемых параметрах и передачи данных на компьютер станции ГТИ.

Внешний вид блока управления БУ-201-08COM показан на рис.10.25.



Рис.10.25. Блок управления БУ-201-08COM.

Блок управления является промежуточным блоком системы сбора данных ГТИ и предназначен для:

- обеспечения питания всей системы сбора и сети цифровых датчиков, расположенных на буровой;
- опроса датчиков, сбора информации об измеренных параметрах и передачи их на ПК.

Технические характеристики блока управления БУ-201-08COM приведены в таблице 10.19.

Таблица 10.19.

Технические характеристики блока БУ-201-08COM

Количество линий цифровой сети	8
В том числе линий связи с буровой	7
Интерфейс линий цифровой сети	RS-485
Количество линий связи с компьютером	1
Интерфейс линии связи с компьютером	RS-232, USB
Напряжение питания цифровой сети, В	36
Ток питания цифровой сети, А, не более	5
Напряжение питания линии цифровой сети в станции, В	от 7 до 10

Ток питания линии цифровой сети в станции, мА, не более	1000
Потребляемый ток, А, не более	2
Габаритные размеры, мм	482 × 466 × 88
Масса, кг, не более	5

Рабочие условия эксплуатации:

Температура окружающей среды, °С	от +4 до +30
Относительная влажность воздуха, %, не более	65
Напряжение питания, В	от 200 до 240
Частота напряжения, Гц	от 49 до 51

10.3. Комплект оборудования системы автоматического контроля долива бурового раствора в скважину (СКД-1Е)

Внешний вид оборудования контроля долива бурового раствора показан на рис.10.26.



а. б. в.

Рис.10.26. Оборудование системы контроля долива бурового раствора:

а – блок управления с монитором,
б – пульт кнопочный,
в – датчик уровня ультразвуковой измерительный.

СКД-1Е применяется при проведении спуско-подъемных операций в режиме реального времени в процессе бурения скважин.

Основное назначение оборудования – прогнозирование нештатных ситуаций на основе непрерывного контроля разницы между фактическим объемом металла поднятых труб, и фактическим объемом доливаемой промывочной жидкости.

Данный комплекс обеспечивает:

- формирование перед началом спуско-подъемных операций меры колонны труб, включающей все ее элементы;
- вычисление объемов металла колонны труб на основе заранее введенных значений;
- автоматический расчет объема металла, в также полного объема поднятых труб – при подъеме с «сифоном»;
- непрерывный контроль:

а) объема доливаемой в скважину промывочной жидкости;

б) разницы между расчетным объемом металла поднятых бурильных труб и фактическим объемом доливаемой промывочной жидкости;

- раннее обнаружение аварийной ситуации (отклонения между расчетными и фактическими данными выше заданного предела) с выводом на монитор бурильщика информационного сообщения с выдачей звукового сигнала;
- сохранение данных процесса долива в виде электронного журнала за последние 30 дней, с возможностью распечатки отчета;
- возможность передачи технологических параметров бурения по цифровым каналам связи;
- калибровки датчика уровня для получения точного объема бурового раствора.

Характеристики комплекта СКД-1Е.

Параметр	**Значение**
Фактический объем бурового раствора в доливной ёмкости, *м³*	0 - 15
Диапазон измерений датчика уровня, *м*	0,5 - 5,0
Напряжение питания, *В*	220
Потребляемая мощность, не более, *кВт*	1
Диапазон рабочих температур, *°С*	-30 ... +45
Время развертывания на месте эксплуатации, *час*, не более	4
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP54
Габаритные размеры блока управления, *мм*	680×550×230
Масса, *кг*	30
Режим работы	Постоянный

Устройства, входящие в состав СКД-1Е:

Блок управления	[Ex ia Ga] IIB
Датчик уровня ультразвуковой измерительный ДУУ-340	0Ex ia IIB T5 Ga X
Пульт управления	0Ex ia IIB T6 Ga X
Оповещатель звуковой	1Ex sd IIB T6

10.4. Пульты бурильщика.

Пульт бурильщика представляет собой устройство, размещаемое на буровой в непосредственной близости от бурильщика для визуального контроля технологической и геохимической информации, отражающей в реальном режиме времени процесс бурения скважины.

Пульты бурильщика оборудованы аварийной сигнализацией при выходе регистрируемых параметров за установленные пределы, предупреждающей о возникновении предаварийных ситуаций.

Пульты бурильщика позволяют осуществлять следующие операции:

- автоматизированный сбор информации с датчиков технологических параметров бурения и суммарного газоанализатора углеводородных газов;
- обработку и отображение информации на линейных и цифровых индикаторах;
- контроль параметров по установленным пороговым значениям;
- распознавание в автоматическом режиме аварийных ситуаций;
- вывод световой и звуковой аварийной сигнализации;
- вывод сообщений для бурильщика в бегущей (информационной) строке.

Пульт бурильщика индикаторный ИПБ-280-04.1Е, разработанный и серийно выпускаемый в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», показан на рис.10.27.



Рис.10.27. Внешний вид пульта бурильщика ИПБ-280.

Пульт бурильщика ИПБ-280 позволяет отображать следующие параметры процесса бурения:

- положение талевого блока;
- положение долота над забоем;
- глубину скважины;
- величину пройденного интервала проходки;
- вес на крюке;
- нагрузку на долото;
- крутящий момент на роторе;
- скорость проходки;
- расход промывочной жидкости на входе в скважину;
- расход промывочной жидкости на выходе из скважины;
- давление промывочной жидкости на входе в скважину;
- плотность промывочной жидкости;
- баланс долива;
- суммарное содержание легких и тяжелых углеводородных газов в промывочной жидкости.

Все вышеперечисленные параметры выводятся на пульт бурильщика в цифровом виде. Некоторые параметры, для удобства визуального наблюдения, продублированы светодиодными индикаторными линейками. В нижней части табло пульта бурильщика находится строка сообщений, с помощью которой бурильщику может быть передана технологическая информация, необходимая в процессе бурения.

Пульт бурильщика ИПБ-280 применяется в составе системы сбора данных станции ГТИ для оперативного отображения контролируемых системой параметров.

Технические характеристики пульта бурильщика ИПБ-280-04.1Е приведены ниже.

- Интерфейс канала связи: RS-485
- Протокол: HDLC (SenNet)
- Напряжение питания, В: 2 х 7,5В
- Потребляемая мощность, Вт, не более: 15
- Диапазон рабочих температур, °С: от -50 до +80

- Маркировка взрывозащиты: Ex ia IIB T5 X
- Степень защиты по ГОСТ 14254-2015: Р65
- Габаритные размеры, мм: 550х450х100
- Масса, кг: 11

В таблице 10.20. приведены параметры, выводимые на индикацию пульта ИПБ-280.

Таблица 10.20.

Таблица параметров, выводимых на индикацию

Название параметра (кол-во индикаторов)	**Диапазоны**	**Чувствительность индикатора**	**Формат цифровой индикации**
Вес на крюке (100 индикаторов)	1) 0 - 100 тс 2) 0 - 200 тс 3) 0 - 300 тс 4) 0 - 400 тс 5) 0 - 500 тс	1 тс - 1 индикатор 2 тс - 1 индикатор 3 тс - 1 индикатор 4 тс - 1 индикатор 5 тс - 1 индикатор	000,0
Индикатор для множителя (вес на крюке)	1, 2, 3, 4, 5		0
Нагрузка на долото (75 индикаторов)	0 - 25 тс	0,333 тс- 1 индикатор	00,0
Глубина забоя	0 - 9999,9 м		0000,0
Над забоем	0 - 9999,9 м		0000,0
Тальблок	0 - 50 м		00,0
Количество свечей	0 - 999		000
Проходка на долото	0 - 9999,9 м		0000,0
Механическая скорость проходки	1) 0 - 999,9 м/ч 2) 0 - 999,9 м/с		000,0
Крутящий момент (40 индикаторов)	0 - 5 т*м	0,125 т*м 1 индикатор	
Расход на входе (40 индикаторов)	0 - 80 л/с	2 л/с 1 индикатор	00
Расход на выходе (40 индикаторов)	0 - 80 л/с	2 л/с 1 индикатор	00
Суммарное газосодержание (40 индикаторов)	0 - 20%	0,5% - 1 индикатор	00,0

Давление на насосах	0 - 250 атм		000
Плотность раствора	0 - 2,5 г/см3		0,00
Баланс долива	0 - ±20м3		±00,0
Информация			16 знаков

Параметры, имеющие индикаторы выхода за установленные диапазоны:

- вес на крюке (max);
- нагрузка на долото (max);
- крутящий момент на роторе (max);
- расход ПЖ на входе (min, max);
- расход ПЖ на выходе(min, max);
- газосодержание ПЖ (max);
- плотность ПЖ (min);
- давление ПЖ на входе в скважину (min, max);
- баланс долива ПЖ (- или +.)

Пульт бурильщика оснащен также звуковой индикацией при выходе значения параметра за установленные пределы.

Пульт бурильщика, разработанный в ООО «Геотехсервис», показан на рис.10.28.

Пульт бурильщика применяется для контроля процесса бурения скважин на нефть и газ.

Используется в станции контроля процесса бурения «Геотест-5» и «Геотест-7».



Рис.10.28. Внешний вид пульта бурильщика.

На табло пульта бурильщика отображаются следующие параметры:

- крутящий момент ротора;
- давление ПЖ на входе;
- нагрузка на долото;
- вес на крюке;
- плотность ПЖ на входе;
- уровень ПЖ в приемной емкости;
- расход ПЖ на входе;
- расход ПЖ на выходе;
- высота долота над забоем;

– глубина;
– механическая скорость бурения;
– суммарное газосодержание бурового раствора.

Краткие технические характеристики пульта бурильщика приведены в таблице 10.21.

Таблица 10.21.

Технические характеристики пульта бурильщика.

Количество каналов:	- входные аналоговые сигналы: 22 - входные дискретные сигналы (TTL): 8 - выходные дискретные (TTL): 8 - входные/выходные (TTL): 5
Разрядность АЦП	12
Уровень входных сигналов	0 – 5 В; 0 – 10 В
Канал связи пульта с компьютером	- RS-485 (оптоизолированный) - Радиоканал (433 МГц)
Напряжение питания	150-260 В
Температура окружающей среды	- 45 … +50°С
Габаритные размеры	600 х 400 х 120 мм

При использовании программы "Регистрация" на пульте бурильщика отображаются не только регистрируемые, но и расчетные параметры, выводится аварийная сигнализация и сообщения в бегущей (информационной) строке.

Пульт бурильщика имеет возможность подключения как аналоговых, так и цифровых датчиков.

10.5. Станции геолого-геохимических и технологических исследований (ГТИ).

Современные станции ГТИ представляют собой сложные информационно-измерительные системы, обеспечивающие решение основных геологических и технологических задач в процессе строительства скважин.

Станция ГТИ устанавливается непосредственно на территории буровой и соединяется с датчиками, приборами и оборудованием, смонтированным на буровой установке, системой силовых,

информационных, заземляющих кабелей и газовоздушной линией (ГВЛ).

Непосредственно в станции ГТИ размещаются:

- аппаратура сбора и обработки информации;
- вычислительный комплекс;
- газоаналитические приборы и оборудование;
- геологические приборы и оборудование;
- система бесперебойного питания;
- комплект оборудований метрологического обеспечения;
- методическое и программное обеспечение.

Перечисленные выше аппаратурные средства и оборудование размещаются обычно в передвижных вагон-домах или контейнерах.

Технологическая схема сбора, обработки и передачи геолого-геохимической и технологической информации приведены на рис.10.29.

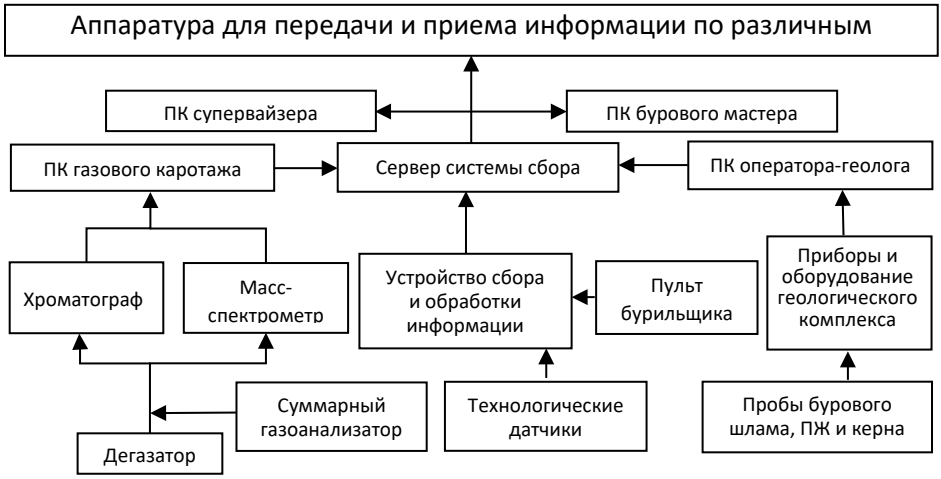


Рис.10.29. Технологическая схема сбора и передачи информации при использовании станций ГТИ.

В последние годы широкое развитие получили технологии интегрированных исследований, обеспечивающих:

- контроль и регистрацию технологических параметров бурения;
- контроль фактической траектории забоя скважины для управления ее проводкой;

- детальное изучение свойств бурового шлама и керна;
- изучение газосодержания промывочной жидкости и пластового флюида;
- контроль за оптимальным режимом вскрытия продуктивных пластов;
- контроль за спуском обсадных колонн;
- контроль параметров технологических процессов цементирования и опрессовки;
- геофизические исследования с помощью автономных приборов и приборов с телеметрическим каналом связи;
- накопление и создание базы данных всей получаемой геологической, геохимической, технологической, геофизической и информацией по результатам испытаний пластов по исследуемой скважине;
- импорт и экспорт информации с использованием спутниковых и других каналов связи.

С использованием данной технологии разработаны станции геолого-геохимических и технологических исследований «Разрез-2В», «Разрез-5В» ООО НПК «Геоэлектроника сервис» (г.Тверь), «Геотест-5» и «Геотест-7» ООО «Геотехсервис» (г.Уфа), «КАМА» ООО НППГА «Луч» (г.Новосибирск) и ООО «ЗАО АМТ» (г.Санкт-Петербург), «КЕДР» ООО «Геофизмаш» (г. Саратов).

Необходимо отметить, что все указанные станции ГТИ имеют модульное построение.

Рассмотрим более подробно широко применяемую в практике работ при проведении геолого-технологических исследований станцию ГТИ «Разрез-2В».

Станция ГТИ «Разрез-2В» предназначена для решения геологических, технологических, информационных и экологических задач, перечисленных выше (см. разделы 2 и 10).

Станция ГТИ «Разрез-2В» размещается в передвижном прицеп-фургоне или в блок-контейнере (при использовании на морских платформах) (см. рис.10.30.).



а б

Рис.10.30. Станция ГТИ: а) в прицеп-фургоне; б) в блок-контейнере.

Прицеп-фургон имеет следующие габаритные размеры: длина – 7200-8000 мм, ширина – 2500 мм, высота – 3300 мм.

Прицеп-фургон разделен на несколько отсеков. В рабочем отсеке размещается вычислительный комплекс, газоаналитическая аппаратура, узлы связи, блоки бесперебойного питания. В лабораторном отсеке проводятся оперативные геолого-геохимические исследования проб бурового шлама, ПЖ, керна и проб пластового флюида. Здесь расположены приборы и оборудование, необходимое для проведения анализов, вытяжной шкаф, бак для воды, наборы хим.посуды и реактивов. Значительное место занимает отсек для отдыха операторов, который оборудован системой нормального жизнеобеспечения: спальными местами, бытовыми приборами, телевизором и пр.

Блок-схема станции ГТИ «Разрез-2В» с комплектом аппаратуры и оборудования приведена на рис.10.31.



Рис.10.31. Блок-схема СГТИ «Разрез-2В».

Выносной комплект оборудования, включающий технологические датчики, распределительный блок и пульт бурильщика был описан выше.

Технические характеристики технологических датчиков, используемых в станции ГТИ «Разрез-2В», приведены в сводной таблиц 10.22.

Таблица 10.22.

Краткие технические характеристики датчиков.

Датчик	Условное обозначение	Измеряемые параметры	Пределы измерения
Датчик контроля перемещения инструмента (Глубиномер)	ДКПИ-310	Положение талевого блока, *м*	0-50
		Глубина забоя, *м*	до 10 000
		Положение долота на забоем, *м*	до 10 000
		Мгновенная скорость перемещения талевого блока, *м/с*	0-10
Датчик усилия натяжения каната	ДНК-311	Усилие натяжения каната неподвижной ветви талевой системы, *кН*	0-400
Датчик высокого давления	ДВД-320	Давление на входе в скважину, *МПа*	0-25, 0-40, 0-60 , 0-100
Датчик давления привода клиньев ротора	ДПК-314	Давление в пневмосистеме, *МПа*	0-1
Датчик частоты вращения ротора и числа ходов насоса	ДПМ-336	Число оборотов ротора в минуту (число ходов насоса)	30-650
		Суммарное число оборотов ротора	до 65 535
Датчик крутящего момента на роторе	ДЭМР-316	Сила постоянного или переменного тока электропривода ротора, *А*	0-500, 0-1 500
	ДМТ-321	Сила переменного тока электропривода ротора, *А*	0-100, 0-300, 0-1 000
	ДМР-315	Механическая сила, вызванная реактивным моментом стола ротора относительно станины, *кН*	0-50
	ДМР-312	Усилие, возникающее под «лапой» редуктора карданного привода ротора, *кН*	0-30
	ДМР-3115	Усилие под ведущей ветвью цепи привода ротора, *кН*	0-5

Датчик	Условное обозначение	Измеряемые параметры	Пределы измерения
Датчик момента на машинном ключе	ДММК-313	Диапазон измерения момента силы, *кН*	0,8-80
Датчик уровня ультразвуковой	ДУУ-340	Уровень жидкости в емкости, *м*	0-5, 0-10
Расходомер ультразвуковой доплеровский	РУД-342	Объемный расход жидкости, $м^3/с$	$3{,}98 \cdot 10^{-5}$-0,177
		Скорость потока жидкости, *м/с*	0,1-10
		Объемное количество жидкости, $м^3$	до 10^6
Датчик температуры	ДТА-333	Температура раствора на входе в емкости, *°С*	0-100
	ДТЦШ-334	Температура раствора на выходе из скважины, *°С*	0-100
Датчик плотности бурового раствора	ДПА-327	Плотность промывочной жидкости в емкости, $г/см^3$	0,8-2,5
	ВИП-328	Плотность промывочной жидкости в емкости или на выходе из скважины, $г/см^3$	0,8-2,4
Датчик электро-проводности жидкости	ДЭИ-3290	Электропроводность промывочной жидкости, *См/м*	0,05-100
	ДЭИ-3291		0,02-20
Индикатор потока жидкости	ИПБР-3310	Измерение потока жидкости в желобе, *%*	0-100

Комплекс газоаналитической аппаратуры и оборудования включает:

- дегазатор;
- газовоздушную линию (ГВЛ);
- блок подготовки газовой смеси;
- анализатор суммарного газосодержания АГАТ-3И;
- хроматограф ГХ-П001.2-2М;
- программное обеспечение «ChromApp»;
- компьютер;

– набор эталонных углеводородных газов для калибровки хроматографа и газоанализатора.

В качестве дегазатора промывочной жидкости используется дегазатор с принудительным дроблением потока ДЦ-2623.1, реже поплавковый дегазатор ДГК.1МШ.

Для детального анализа газовоздушной смеси, извлекаемой из промывочной жидкости, используется суммарный газоанализатор АГАТ-3И и хроматограф ГХ-П001.2-2М.

Газоанализаторы суммарные АГАТ-3И относятся к проточным стационарным приборам и предназначены для определения процентного содержания метана и тяжелых углеводородов в газовоздушной смеси, поступающей от дегазатора промывочной жидкости, и последующей передачи информации о содержании газов в систему сбора информации.

Суммарные газоанализаторы АГАТ-3И имеют модификации:

– АГАТ-3И-01.1-4А с термокаталитическим и оптическим сенсорами;
– АГАТ-3И-01.1-5А с оптическими сенсорами.

В соответствии с ГОСТ 13320-81 газоанализатор по времени установления выходного сигнала относится к группе И-2, а по времени прогрева – к группе П-2.

Технические и метрологические характеристики газоанализатора АГАТ-3И приведены в таблице 7.17.

Хроматограф ГХ-П001.2-2М предназначен для оперативного определения покомпонентного состава углеводородных газов и водорода при проведении геолого-геохимических и технологических исследованиий в автоматическом режиме.

В перечень определяемых компонентов входят: водород, метан, этан, пропан, изобутан, бутан, изопентан и пентан.

Принцип действия хроматографа основан на методе газожидкостной хроматографии. Газовоздушная смесь от дегазатора под давлением газа-носителя (воздуха) из крана-дозатора проходит через колонку, заполненную специальным сорбентом. Вследствие различной скорости сорбирования анализируемых компонентов, они удерживаются в разделительной колонке разное время и, разделяясь, подаются далее последовательно на детектор, инициируя сигнал, пропорциональный их содержанию в газовой смеси.

Сигнал от детектора в виде отдельных пиков, величина которых характеризует процентное содержание водорода и углеводородных газов, оцифровывается АЦП прибора и передается на компьютер, где программа «ChromApp» производит обработку сигнала, сохраняет результаты в базе данных и формирует изображение хроматограммы для визуального контроля процесса анализа на мониторе.

Диапазоны измерений компонент и пределы допускаемой приведенной погрешности приведены в таблице 10.23.

Таблица 10.23.

Таблица определяемых компонентов, диапазоны измерений и приведенные погрешности.

Определяемый компонент	**Диапазон измерений об. доли компонента, %**	**Пределы допускаемой приведенной погрешности, %**
водород (H_2)	от 0 до 20,00% об.д.	±5,0
метан (CH_4)	от 0 до 20,00% об.д.	±2,0
этан (C_2H_6)	от 0 до 20,00% об.д.	±2,0
пропан (C_3H_8)	от 0 до 20,00% об.д.	±2,0
изобутан (i-C_4H_{10})	от 0 до 10,00% об.д.	±5,0
бутан (C_4H_{10})	от 0 до 10,00% об.д.	±10,0
изопентан (i-C_5H_{12})	от 0 до 10,00% об.д.	±15,0
пентан (C_5H_{12})	от 0 до 10,00% об.д.	±15,0

Технические характеристики хроматографа ГХ-П001.2-2М приведены в таблице 7.20.

Геологический комплекс включает в себя:

- оборудование для отбора проб бурового шлама и подготовки их к анализам;
- пробоотборники для отбора проб промывочной жидкости и пластового флюида;
- приборы для проведения анализов проб бурового шлама, промывочной жидкости и пластового флюида;
- наборы химпосуды и химреактивов для проведения анализов.

Перечень аппаратуры и оборудования входящих в геологический комплекс СГТИ «Разрез-2В», представлен в таблице 10.24.

Таблица 10.24.

Состав аппаратуры и оборудования геологического модуля станции «Разрез-2В»

Наименование	Обозначение	Измеряемые параметры	Ед. измерения	Диапазон измерения	Назначение
Микроскоп с веб-камерой	«Альтами» СМ0745-Т	-	-	-	Визуальный просмотр и фотографирование бурового шлама и керна
Люминоскоп с фотоприставкой	Луч-2Ф	Интенсивность свечения. Цвет люминесценции	*баллы*	0-5	Визуальная диагностика и фотографирование капиллярных вытяжек, образцов керна и бурового шлама в УФ-лучах
Анализатор плотности и пористости горных пород	АП-2	Плотность	*г/см³*	1,2-3,0	Определение открытой пористости, объемной и минералогической плотности горных пород
		Пористость	*%*	0-50	
Карбонатомер	КУМ-2	Кальцит, доломит, сидерит, н.о.	*%*	0-100	Определение содержания кальцита, доломита, сидерита и нерастворимого остатка в горной породе
Установка остаточного нефтеводонасыщения	ДЖ-7	Нефтенасыщение Водонасыщение	*Доли ед.*	0-0,5	Определение коэффициентов остаточного нефте- и водонасыщения

Иономер	И-160	*Eh*	*мВ*	±2000	Измерение окислительно-восстановительного потенциала горных пород и *pH*
		pH	ед. *pH*	0-14	
Кондуктометр	АНИОН-4120	УЭП	*мС/м*	0,001-100	Измерение удельной электрической проводимости, степени минерализации и температуры растворов
		C_{NaCl}	*г/л*	0,001-20	
		Температура	*°С*	0-50	
Дегазатор термо-вакуумный	ДТМ-2	Газонасы-щенность	*см³/л*	0-400	Определение газонасыщенности проб промывочной жидкости и бурового шлама
Сита фракционные лабораторные	СФЛ	Размер частиц шлама	*мм*	0,25-10	Разделение проб бурового шлама по фракциям
Весы электронные	ВМ-153	Масса	*г*	0,001-150	Взвешивание образцов горных пород
Осушитель шлама	ОШВ-2	-	-	-	Осушка проб бурового шлама
Измельчитель шлама	ЭМИШ-2	-	-	-	Измельчение образцов горных пород
Комплект химпосуды и расходных материалов	-	-	-	-	Обеспечение нормального функционирования аппаратуры и оборудования

Подробное описание геологических приборов и оборудования, а также их технические характеристики описаны в разделах 3 и 4.

Функциональная схема станции ГТИ «Разрез-2В» показана на рис.10.32.

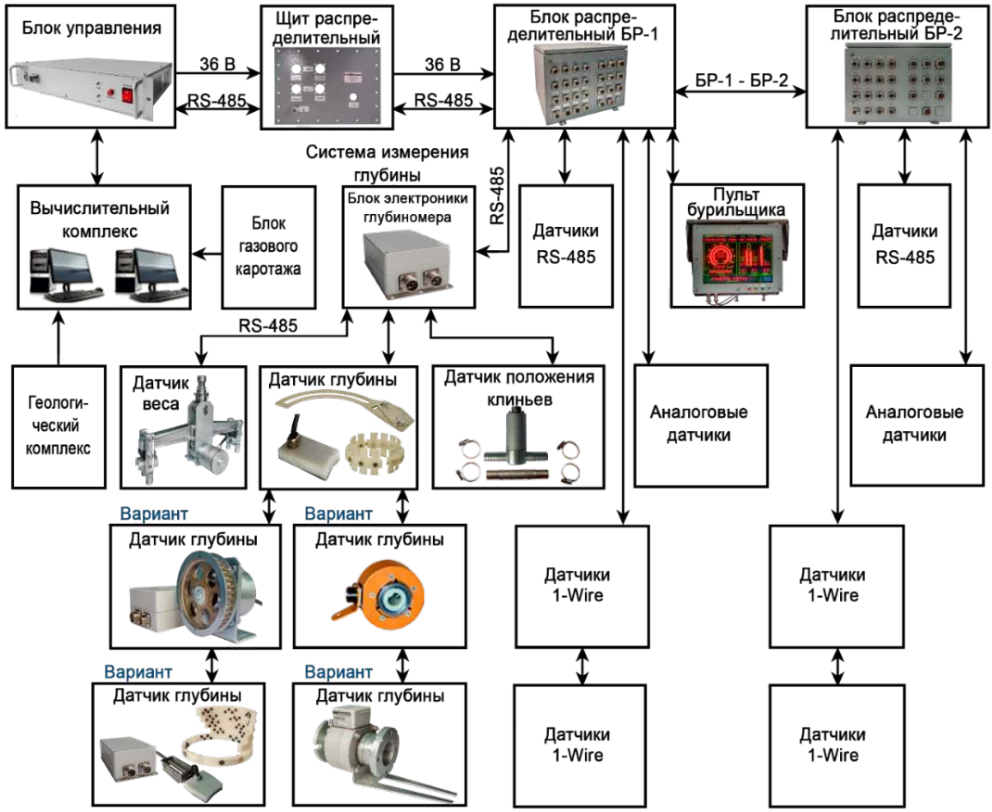


Рис.10.32. Функциональная схема станции ГТИ «Разрез-2В».

Станции «Геотест-5» и «Геотест-7» ООО «Геотехсервис» предназначены для обеспечения безаварийной проводки скважины и детального изучения геологического разреза в процессе бурения.

В состав станции ГТИ входят:

- вагон-контейнер на шасси прицепа;
- технологический модуль;
- модуль газового каротажа;
- геологический модуль;

– компьютерное оборудование;
– программное обеспечение;
– пульт бурильщика.

Датчики технологического модуля обеспечивают измерение и регистрацию всех основных параметров процесса бурения и промывки.

Модуль газового каротажа обеспечивает регистрацию, исследование и контроль газосодержания углеводородных газов в промывочной жидкости и включает в себя:

– хроматограф Рубин;
– анализатор суммарного газосодержания;
– дегазатор желобной с газовоздушной линией;
– термовакуумный дегазатор (ТВД);
– газовые датчики;
– программу «Chrom».

Геологический модуль включает: карбонатомер, плотномер шлама, люминоскоп с фотоприставкой, микроскоп с фотоприставкой, установку АДЖ, весы, сита фракционные, осушитель шлама, набор химпосуды и расходных материалов.

Станция может контролировать более 19 параметров. Потребляемая мощность не более 12 кВт. Масса станции не более 8 т. Габариты: 7000х2500х2200 мм.

Станция ГТИ «Кама» является совместной разработкой ООО НППГА «Луч» и ООО «ЗАО АМТ».

Станция предназначена для исследования опорно-параметрических, поисковых, разведочных и горизонтальных скважин бурящихся на нефть и газ.

Станция имеет модульное построение и предусматривает интеграцию с методами ГИС.

Технологический модуль обеспечивает измерение положения талевого блока, измерение веса, измерение параметров промывочной жидкости, расходометрию на входе и выходе из скважины, определение объемного газосодержания ПЖ компрессионным и акустическим методами.

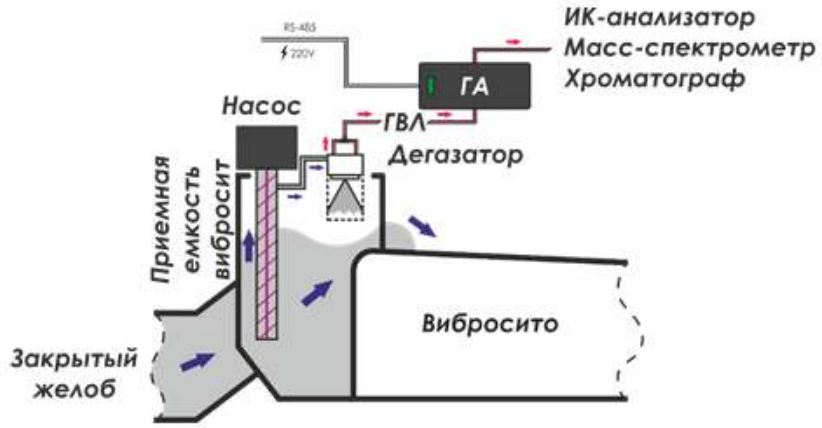


Рис.10.33. Схема проведения газового каротажа на станции ГТИ «Кама».

Блок газового каротажа обеспечивает дегазацию промывочной жидкости и детальный газовый анализ газовоздушной смеси.

Принципиальная схема проведения газового каротажа показана на рис.10.33.

Геологический комплекс включает все основные, необходимые для анализа каменного материала приборы и оборудование.

10.6. Методическое и программное обеспечение геолого-геохимических и технологических исследований.

10.6.1. Методическое обеспечение

Методическое обеспечение включает в себя:

- методики поверки и калибровки технологических датчиков, анализатора суммарного газосодержания, газового хроматографа и приборов для геолого-геохимических исследований бурового шлама, керна, проб промывочной жидкости и пластового флюида;
- методики проведения измерений;
- методики интерпретации получаемой информации.

От степени качества методического обеспечения во многом зависит и качество результатов геолого-геохимических и технологических исследований.

10.6.2. Программное обеспечение.

Программное обеспечение станции ГТИ должно обеспечивать:

- непрерывную регистрацию, сбор и хранение информации о процессе бурения и промывки скважины;
- решение геологических задач, перечисленных в разделе 1;
- решение технологических задач, перечисленных в разделе 10.1;
- передачу информации Заказчику и геофизическому предприятию в режимах реального времени (on-line) и режиме времени с задержкой (off-line) для решения задач контроля и управления процессом бурения.

В режиме реального времени необходимо решать следующие задачи:

- сбор геолого-геохимической, технологической и геофизической информации, ее хранение и создание резервных копий;
- формирование и выдача на внешние устройства документации по утвержденным формам;
- отображение на мониторах измеряемых величин параметров процесса бурения, промывки, газосодержания ПЖ и т.д. с возможностью выбора способа отображения информации;
- передачу информации по каналам связи непосредственно супервайзеру или бурильщику;
- передачу информации по каналам связи для удаленных пользователей;
- своевременный контроль выхода регистрируемых параметров за установленные пределы и включение аварийной (звуковой и световой) сигнализации;
- раннее обнаружение аварийных ситуаций, контроль текущего состояния процесса бурения и промывки;
- своевременное выделение аномалий, возникающих в процессе бурения;
- контроль за доливом скважины при проведении подъема бурильного инструмента;
- контроль объема вытесняемой промывочной жидкости при спуске бурильного инструмента;
- расчет давлений в скважине;
- определение пластовых давлений методом d-экспоненты и δ-log;

- определение кажущейся плотности и пористости пород;
- определение оптимальных режимов отработки долот, промывки и др.

В режиме off-line основной задачей является формирование базы данных геологической, геохимической, технологической, геофизической информации и данных ИПТ по бурящейся и ранее пробуренным скважинам.

База данных должна быть совместимая с базами данных других методов исследований (ГИС, ОПК, ИПТ, сейсмокаротажа и др.). В базе данных должны содержаться все необходимые для операторов ГТИ сведения по ранее пробуренным скважинам:

- общие данные о скважинах (назначение, глубина и пр.);
- конструкция скважины, типоразмер бурильного инструмента, технология бурения;
- краткая характеристика применяемой промывочной жидкости, добавка химических реагентов и нефтепродуктов;
- результаты геолого-геохимических и технологических исследований;
- данные ГИС, ИПТ, ОПК, сейсмокаротажа и др.

Программное обеспечение должно содержать пакеты прикладных программ для решения отдельных задач геолого-геохимических и технологических исследований, а также программы для статистической обработки данных.

Пакет прикладных задач должен обеспечивать решение следующих задач:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- прогнозирование вскрытия кровли пласта-коллектора;
- выбор оптимального режима вскрытия пласта-коллектора;
- выделение пластов-коллекторов;
- оценка характера насыщения коллектора;
- предварительная оценка продуктивности выделенных нефтегазоносных пластов;
- прогнозирование зон аномально высоких пластовых и поровых давлений;
- выделение зон АВПД и АВПоД с рекомендациями по выбору режима бурения с учетом аномальных давлений в скважине;

- прогнозирование и ранняя диагностика возможных осложнений в процессе бурения (поглощение промывочной жидкости, нефтегазоводопроявления и др.);
- контроль состояния бурильного инструмента;
- контроль давлений в скважине;
- контроль долива ПЖ при спуско-подъемных операциях;
- оптимизация процесса бурения и промывки скважины;
- контроль спуска обсадной колонны и цементирования.

Программное обеспечение должно содержать программы для решения информационных и экологических задач.

В состав станции «Разрез-5В» входит аппаратно-программный комплекс «Разрез», в состав которого входит программный комплекс ГТИ «Глубина».

Программный комплекс ГТИ «Глубина» предназначен для сбора, обработки, сохранения и визуализации данных на станции ГТИ, а также для вывода информации на экраны удаленных рабочих мест (бурового мастера, супервайзера и др.).

Программа полностью адаптирована к работе под ОС Astra Linux, Windows XP, 7, 8, 10 как 32- так и 64- разрядных операционных систем.

Выполняемые задачи:

- настройка системы на соответствующие каналы измерения и типы датчиков;
- калибровка измерительных каналов и датчиков;
- контроль работоспособности и ресурсов системы;
- настройка частоты опроса датчиков и частоты регистрации;
- настройка системы для распознавания текущих операций и аварийной сигнализации;
- ручной ввод и хранение информации по скважине и ее конструкции, инструменту, применяемым долотам;
- опрос датчиков, формирование массивов данных с привязкой ко времени, расчет производных параметров;
- регистрация усредненных или мгновенных значений данных по времени, по глубине и по глубине «с отставанием» по газу;
- представление на экране текущей информации в графическом и табличном виде по времени;
- звуковое оповещение о выходе значений параметров за установленные границы;

- ведение журнала работы системы и действий оператора;
- передача данных для отображения на пульт бурильщика;
- конвертирование данных по глубине и по глубине «с отставанием» в LAS-формат;
- решение прикладных задач в реальном времени.

В качестве источников информации служат датчики технологических параметров, газоаналитическая аппаратура, забойная телеметрическая система, а также другие источники информации. Система осуществляет автоматическое распознавание текущих технологических операций «Бурение», «Промывка», «Спуск», «Подъем», «Наращивание» и т.д., а также представляет эти операции на экране, дает их звуковое сопровождение и записывает их коды в текущий временной файл.

В качестве прикладных в системе реализованы следующие задачи:

- оптимизация нагрузки на долото;
- контроль состояния опор и вооружения долота;
- формирование рекомендаций на подъем;
- контроль процесса долива/вытеснения при спуско-подъемных операциях;
- расчет места прихвата инструмента.

Настраиваемые свойства параметров (заполнение, ступенчатая линия, изменяемая точность вывода, произвольный логарифмический масштаб) позволяют более информативно оформить диаграммы. Засечки параметров (установка цифровых отметок мышью) позволит точно узнать и вывести значение параметра в указанном месте. Дополнительная область просмотра позволяет просматривать и редактировать документ в двух областях, оставляя заголовок формы всегда доступным.

Печать заданного диапазона данных может осуществляться с произвольной страницы, что позволяет делать составные документы. Работать с программой можно и автономно, т.е. на компьютере, на котором нет дополнительно установленного ПО станции «Разрез-2В», «Разрез-5В» (производства ООО НПК «Геоэлектроника сервис»).

Программное обеспечение нормальной работы хроматографа представлено программой «ChromApp», которая предназначена для работы с газоанализаторами серии ГХ-П001 при проведении газового каротажа.

ПО управляет прибором, производит обработку данных, полученных с хроматографа, визуализирует сигнал в виде графика и осуществляет расчет процентного содержания газов в исследуемой смеси. Хроматограмма углеводородных газов (УВГ) показана на рис.10.34.

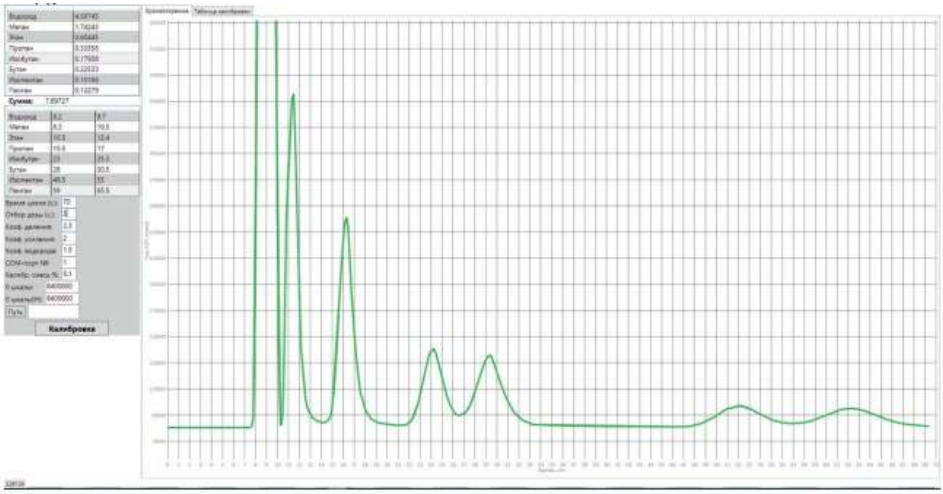


Рис.10.34. Хроматограмма УВГ.

Сигнал с детектора в виде отдельных пиков, величина которых характеризует процентное содержание водорода и углеводородных газов, оцифровывается АЦП прибора и пересылается на ПК, где программа производит обработку сигнала, формирует изображения хроматограммы для визуального контроля процесса анализа на мониторе, производит математические расчеты и вычисляет процентное содержание газов в исследуемой смеси.

В реальном времени осуществляется построение хроматограммы - графика с пиками, соответствующими выходящим газам.

Хроматограмма в реальном времени и расчетная показана на рис. 10.35.

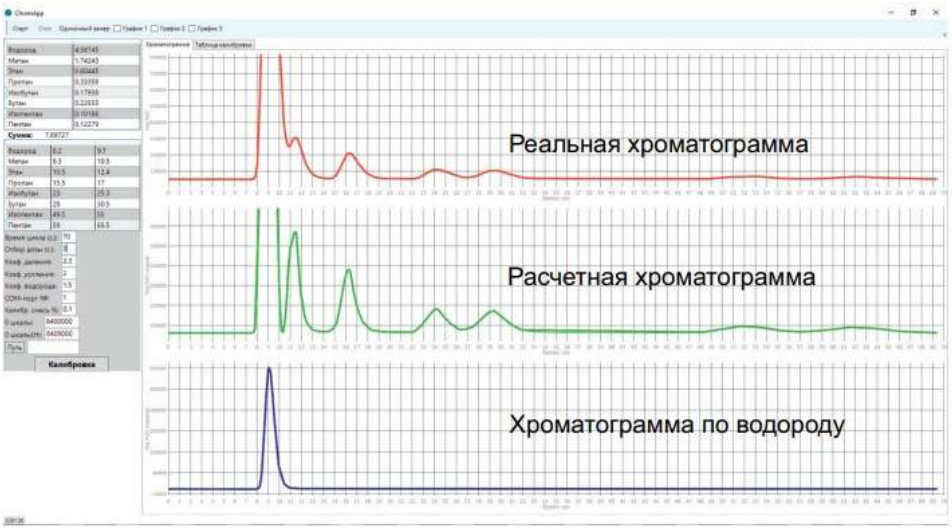


Рис.10.35. Хроматограмма в реальном времени и расчетная.

Основная работа ведется с расчетной углеводородной и водородной хроматограммами.

Реальная хроматограмма может потребоваться при диагностике прибора, так как она отображает сигнал с детектора, без математической обработки.

Для удобства отслеживания хроматограмм применяется метод автоматического слежения и подстройки масштаба, однако, оператор может менять масштаб в соответствии с необходимостью.

Пример общения с программой «ChromApp» показан на рис.10.36.

Сверху расположено меню с управляющими кнопками:

- Старт - запускается регистрация с бесконечным числом циклов.
- Стоп - прерывание цикла.
- Одиночный замер - запускается только один цикл, в конце которого регистрация прекращается.

В окне результатов расчета выдаётся покомпонентный процентный состав исследуемой смеси, а также суммарный процентный состав.

В окно времена выхода компонентов вручную вносятся временные интервалы выхода каждого газа.

Панель управления содержит настройки, необходимые для калибровки и работы прибора.

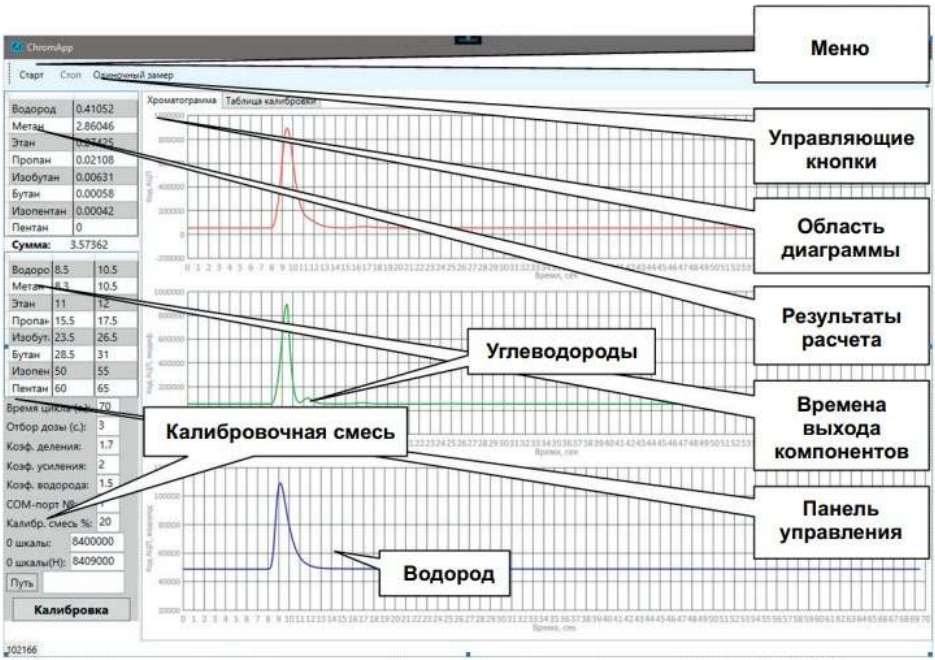


Рис.10.36. Пример общения с программой «ChromApp».

Для сбора, обработки и предоставления геологической информации на основе данных анализа шлама разработана программа «Geolog».

Программа «Geolog» осуществляет:

- формирование планового и прогнозного стратиграфического и литологического разреза скважины с указанием ожидаемых продуктивных коллекторов;
- формирование шламограммы, фракционного состава шлама и характеристик пород;
- автоматическое формирование и ручную корректировку фактической литологии, стандартное описание горных пород;
- формирование пластов с указанием фактического характера насыщения;
- импорт – экспорт данных между скважинами;
- сдвиг данных литологического разреза по глубине;

- отображение данных по глубине и по глубине «с отставанием»;
- формирование планшетов по литологии и выдачу на печать в заданном масштабе;
- формирование и печать отчетов в табличной форме.

Программа визуализации данных «GeoSight» (для удаленного доступа – соответствующая программа «GeoSight Lt») предназначена для отображения регистрируемой информации и входит в состав программного комплекса «Глубина». Программа может работать на том же компьютере, где установлен комплекс, или на другом (клиентском) компьютере. В этом случае просмотр информации в режиме наблюдения на удаленном компьютере осуществляется по локальной сети (протокол TCP/IP).

Информация представляется в графическом и цифровом табличном виде. При этом пользователю предоставляются широкие возможности по формированию рабочих экранов.

Графическое представление данных обеспечивает:

- два режима просмотра: «Наблюдение» и «Ретро»;
- вывод данных по времени, глубине и глубине «с отставанием»;
- вывод LAS-файлов.

Табличные формы данных создаются для режима «Наблюдение» и могут содержать любую регистрируемую информацию в цифровом виде.

Программа печати регистрируемой информации «GeoSketch» осуществляет:

- печать любого вида диаграмм в функции времени, глубины и глубины «с отставанием»;
- с печать литологической информации;
- печать LAS-файлов.

Программа предназначена для оперативного просмотра и вывода на печать данных регистрации ГТИ, ГИС и геологических исследований

Программа позволяет осуществить:

- печать любого вида диаграмм в функции времени, глубины и глубины «с отставанием»;
- печать данных регистрации автономных геофизических приборов (программа «GeoWise» - Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ №20004610305 РосПатент от 27 января 2004 г.);

- печать литологической информации (программа «Geolog» – Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ №990366 РосПатент от 07 июня 1999 г.);
- печать LAS-файлов;
- печать данных из БД Microsoft Access, используя технологию ADO.

Программа поддерживает данные формата предприятий ООО НПК «Геоэлектроника сервис» и ООО «Петровайзер».

Многодокументный интерфейс позволяет открывать несколько документов одновременно, копировать элементы диаграмм между документами. Хранение данных в документе позволяет сохранить данные вместе с формой для последующего просмотра.

Любое редактирование диаграммы может быть отменено на неограниченное число шагов.

Элементы или группы элементов формы могут быть скопированы и вставлены в ту же или другую форму. Группируя элементы формы, можно перемещать их одним движением мыши.

Удобное комментирование: для вставки комментария в данные диаграммы необходимо указать место на форме и ввести комментарий.

Поиск диапазонов данных позволяет установить минимумы и максимумы для графиков без просмотра всей диаграммы. Переход к заданной позиции в документе может быть осуществлен по заданному критерию (времени или глубине) с возможностью возврата в исходную точку. Установка закладок и переход по ним упрощает навигацию по документу.

Используя коэффициенты линейного перерасчета, возможен вывод информации в произвольных системах измерения.

Удобная работа с LAS форматом: работа с мнемониками LAS интегрирована в программу печати.

Для доступа к свойствам элемента диаграммы можно использовать контекстное меню.

Программа обладает высокой скоростью отображения параметров, что особенно важно при работе с большими объемами данных.

10.7. Метрологическое обеспечение геолого-геохимических и геолого-технологических исследований скважин.

Геолого-технологическое исследование скважин (ГТИ) – это комплексные исследования содержания состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины [85].

Для качественного проведения указанных выше исследований применяются системы и станции ГТИ, состоящие из групп информационных каналов (ИК), технические устройства с измерительными функциями (ТСУИФ) и испытательное оборудование для метрологического обеспечения систем и станций ГТИ.

Испытательное оборудование обеспечивает выполнение калибровочных работ на ИК систем и станций ГТИ в том числе и в местах их эксплуатации с применением мобильной метрологической лаборатории (ММЛ ГТИ).

В соответствии со стандартом, устанавливающим основные положения по метрологическому обеспечению измерительных систем ГОСТ Р 8.596, станции ГТИ относятся к группе ИС-1, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационных документах.

Нормируемые метрологические характеристики ИК станций ГТИ, их компонентов, методики их определения устанавливаются в технических документах, определяющих требования к конкретным видам ИК, в соответствии со стандартами ГОСТ 8.009, ГОСТ Р 8.674 и другими нормативными документами. Допустимые значения метрологических характеристик датчиков (первичных преобразователей), как компонентов ИК станции ГТИ, установлены подразделом 8.2 ГОСТ Р 53375.

Погрешность измерения для каждого информационного канала станции ГТИ складывается из погрешности датчика (первичного преобразователя), погрешности системы сбора данных и погрешности, возникающей при математической обработке в программе сбора данных (для косвенных и расчетных параметров).

Следует отметить, что средства измерений, средства контроля и автоматизации в составе ИК и систем ГТИ не предназначены для

применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (СГРОЕИ). Они подвергаются калибровке в соответствии со статьей 18 Федерального Закона № 102-ФЗ.

Калибровка ИК станции ГТИ организуется с применением испытательного оборудования, обеспечивающего прослеживаемость измерений с учетом требований к техническим записям, оцениванию неопределенности измерений, обеспечению достоверности результатов и предоставлению отчетов, установленных ГОСТ ИСО/МЭК 17025.

Испытательное оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.568 и обеспечивать передачу единиц измерений ИК станций ГТИ в соответствии с приказами Росстандарта «Об утверждении Государственных поверочных схем для средств измерений...» в зависимости от их вида.

10.7.1. Станции геолого-технологических исследований (ГТИ).

Для выполнения комплекса обязательных исследований станция ГТИ должна иметь в распоряжении [85]:

- комплект датчиков технологических параметров;
- систему газового каротажа по промывочной жидкости;
- систему геолого-геохимических исследований проб шлама и керна;
- систему сбора, хранения, отображения, обработки информации и синхронизации измерений (далее – систему сбора информации);
- систему информационного обмена в процессе строительства скважины;
- систему энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ.

Комплекс ГТИ может быть расширен за счет новых технологий, введения специальных систем измерения и интегрирования с другими измерительными системами.

Расширение комплекса ГТИ должно обеспечивать повышение безопасности работ, улучшение качества и снижение стоимости строительства скважин, получение дополнительной информации по исследуемой скважине. При расширении комплекса исследований в состав станции ГТИ включают следующие системы:

- систему определения физико-химических свойств бурового раствора;

– систему раннего обнаружения газопроявлений;
– систему мониторинга технического состояния бурового оборудования;
– систему виброакустического каротажа.

Станция ГТИ должна иметь возможность интеграции со следующими измерительными системами [85]:

– системой каротажа в процессе бурения с каналом связи;
– системой каротажа в процессе бурения автономным комплексом;
– системой контроля, испытания, опробования и освоения скважины;
– системой контроля цементирования скважины;
– системой топографо-геодезического обеспечения.

Система сбора информации станции ГТИ должна обеспечивать возможность приема и регистрации данных от указанных измерительных систем, увязку исходных данных по времени и глубине бурящейся скважины, формирование общей базы данных.

В состав станции ГТИ должны включаться следующие информационные каналы:

– канал положения талевого блока относительно стола ротора;
– канал веса на крюке;
– канал давления промывочной жидкости в нагнетательной линии;
– канал давления промывочной жидкости в затрубном пространстве (в обсадной колонне) при закрытом превенторе;
– канал ходов насоса, который должен обеспечивать определение количества ходов насоса в единицу времени;
– канал расхода промывочной жидкости, нагнетаемого в скважину;
– канал расхода промывочной жидкости на выходе из скважины;
– канал уровня промывочной жидкости в емкостях;
– канал скорости вращения ротора;
– канал крутящего момента на роторе;
– канал скорости вращения верхнего привода;
– канал крутящего момента верхнего привода;
– индикатор положения клиньев, который определяет два положения: «закрыты - открыты»;

- канал плотности промывочной жидкости на входе в скважину;
- канал плотности промывочной жидкости на выходе из скважины;
- канал температуры промывочной жидкости на входе в скважину;
- канал температуры промывочной жидкости на выходе из скважины;
- канал удельной электрической проводимости промывочной жидкости на входе в скважину;
- канал удельной электрической проводимости промывочной жидкости на выходе из скважины (время запаздывания допускается не более 5 с);

При необходимости в систему контроля технологических параметров можно включать другие каналы, информация которых характеризует процесс строительства скважины.

Датчики первичного состояния технологических параметров устанавливают на буровой во взрывоопасной зоне, их следует подключать к системе сбора, установленной на станции, только через барьеры искрозащиты (искробезопасности).

Метрологические характеристики датчиков (первичных преобразователей) информационных каналов станции ГТИ приведены в таблице 10.25.

Таблица 10.25.

Метрологические характеристики датчиков (первичных преобразователей) информационных каналов станции ГТИ

Технологические параметры ГТИ (для технологических параметров, измеряемых косвенным путем, приведены возможные варианты датчиков и их характеристики)	Диапазон измерений	Абсолютная погрешность, не более	Относительная погрешность[1)], %, не более	Постоянная времени, с, не более	Цена единицы наименьшего разряда[2)]
1 Положение талевого блока, м [3)]	0–50	0,01	–	–	0,01
датчик оборотов лебедки буровой установки, импульсы, кГц	0–1	–	±0,01	–	1
2 Вес на крюке, т [4)]	–	–	–	–	0,01
датчик натяжения мертвого конца талевого каната, кН	0–500	–	±2,5	1	0,01
3 Давление бурового раствора, МПа	0–25; 0–40; 0–60; 0–100	-	±0,5	1	0,1
4 Число ходов насоса в единицу времени, ход/мин	0–200	±1	-	-	1
5 Расход бурового раствора на входе, $дм^3/с$	0–60	–	±5,00	5,0	0,5
6 Расход бурового раствора на выходе[5)], $дм^3/с$	0–60	–	±5,00	5,0	0,5
7 Уровень бурового раствора, м	0–2,5; 0–6,0	±0,01	–	5,0	0,01
8 Скорость вращения ротора, об/мин	0-350	±1	–	–	1
9 Крутящий момент на роторе, кН·м[6)]	0–60	–	±5,00	1	1
датчик натяжения цепи привода ротора, кН, (нагрузка, создаваемая цепью на ролик датчика)	0–100		±5,00	1	1
датчик тока в цепи питания ротора, А	0–500	–	±5,00	1	1
датчик реактивного момента стола ротора, кН	0–50; 0–100	–	±5,00	1	1

10 Плотность бурового раствора на входе и выходе, г/см^3	0,8–2,5	±0,01	–	10,0	0,01
11 Температура бурового раствора, °С	0–100	±1	–	5,0	0,1
12 Удельная электрическая проводимость бурового раствора, См/м **7)**	0–25	-	±5,00	5,0	0,01
13 Объемное газосодержание бурового раствора, % **8)**	0–20	-	±5,00	30,0	0,1

1) Максимальная погрешность в процентах от верхнего предела измерения.

2) Для цифровых измерительных приборов.

3) Определение положения талевого блока, как правило, осуществляется путем регистрации направления и скорости вращения барабана лебедки буровой установки. Таким образом, диапазон и метрологические характеристики в единицах измеряемого параметра могут быть определены только для системы датчик - буровая лебедка. В связи с этим в настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам датчика, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

4) Определение веса на крюке буровой установки, как правило, осуществляется путем регистрации натяжения мертвого конца талевого каната. Соответствие натяжения мертвого конца талевого каната нагрузке на крюке определяется конструкцией талевой системы, погрешность измерения веса на крюке зависит от многих факторов, включая трение в талевой системе, и может быть определена только экспериментально на буровой. В связи с этим в настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам датчика, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

5) Допускается применение индикатора расхода на выходе, устанавливаемого на выходном желобе буровой установки. В этом случае погрешность измерения не регламентируется. В случае желобной системы закрытого типа необходимо использовать индикаторы специальной конструкции, которые при установке в проделанные для них технологические окна сохраняют ее герметичность.

6) Определение момента на роторе буровой установки можно проводить различными косвенными способами: по нагрузке, создаваемой цепью привода ротора на натяжительный ролик, по току питания электропривода буровой установки, по реактивному моменту стола ротора и другими. В настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам основных видов применяемых датчиков, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

7) Нормирование характеристик датчика в величинах удельной электрической проводимости (УЭП) является предпочтительным по сравнению с удельным электрическим сопротивлением, так как УЭП прямо пропорциональна минерализации.

8) Допускается применение индикатора объемного газосодержания бурового раствора. В этом случае погрешность измерения не регламентируется. Датчики или индикаторы объемного газосодержания должны устанавливаться до вибросит буровой установки и, по возможности, до контакта бурового раствора с атмосферой.

Погрешность определения глубины скважины должна быть не более 1 м на 1000 м протяженности ствола скважины.

Погрешности измерений обусловлены следующими основными источниками [86]:

- погрешностью эталонов и передачей единиц измерительным каналам (датчикам) в нормальных условиях измерений;
- систематической и случайной погрешностью каналов связи и систем регистрации;
- вариацией показаний;
- изменением показаний во времени;
- реакцией измерительного канала (ИК) на воздействие температуры;
- отличием условий измерений от условий калибровки.

Допускаемая основная погрешность ИК станции ГТИ регламентирована ГОСТ Р 53375-2016. Обычно эти нормы устанавливают только для датчиков ГТИ. В таком случае погрешность оставшейся части измерительной системы должна быть несущественной, но для многих каналов это требование не

выполняется. Характеристики температурной погрешности ИК стандартом не регламентированы.

Объектом метрологического обеспечения станции ГТИ являются информационные каналы (ИК), включающие в себя датчики, соединенные с регистратором в системе сбора информационными проводными или беспроводными линиями связи, и программу обработки, реализующую соответствующий алгоритм обработки измерительной информации [87].

Компоненты станции ГТИ по назначению и применению близки к серийно выпускаемым общетехническим средствам измерений. Многие из них прошли испытания на утверждение типа, внесены в Государственный реестр средств измерений и в соответствии с установленным межповерочным интервалом должны подвергаться периодической поверке согласно утвержденной «Методике поверки» или калибровке по утвержденной методике.

Измерительная система собирается из компонентов индивидуально, применительно к условиям конкретной буровой установки. Причем предполагается, что составные части системы были подвергнуты покомпонентной поверке. При использовании датчиков с потенциометрическим выходом из-за падения напряжения в линии связи измерительной системы возникают неконтролируемые погрешности, которые могут составлять несколько процентов от измеряемой величины. Под абсолютной погрешностью измерений понимается интервал, в котором могла бы оказаться разность между измеренным и истинным значением измеряемой величины с заданной вероятностью [88].

Перед началом работы требуется выполнить калибровку каждого измерительного канала по месту установки датчиков.

В соответствии с ГОСТ Р 8.674-2009 [89] станции ГТИ должны иметь особенности конструкции, позволяющие осуществлять их техническое усовершенствование в целях:

- сохранения метрологических характеристик в процессе эксплуатации;
- достижения достоверности, простоты и недвусмысленности результатов измерений;
- исключения, насколько это возможно, риска фальсификации результатов измерений путём предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства;

– обеспечения безопасности и электромагнитной совместимости.

Нормируемые метрологические характеристики ИК станций ГТИ и методики их определения устанавливают в технических документах, определяющих требования к конкретным видам каналов.

Калибровка суммарного газоанализатора и газового хроматографа осуществляется с использованием стандартных образцов концентрации чистых газов в газовоздушной смеси.

Диапазон измерений суммы углеводородных газов в газовоздушной смеси составляет от 0,005% до 100% об. доли и основная абсолютная погрешность должна быть не более (0,002±0,01-А)% об. доли, где А – числовое значение измеряемого показателя.

Постоянная времени не должна превышать 20 с.

Хроматограф должен обеспечивать непрерывное или циклическое измерение концентрации углеводородных газов и водорода. Минимально обнаруживаемые соотношения компонентов следующие: *H_2\$CH_4$ - 20, CH_4\$C_2H_6$ – 100, CH_4\$C_3H_8$ – 150.* Цикл измерения *CH_4 – C_5H_{12}* – не должен превышать 120 с.

В диапазоне измерений от 0,005% об. доли до 1% об. доли основная приведенная погрешность должна быть более (0,005+1.5А)%, где А – числовое значение измеряемого показателя.

В диапазонах показаний от 1%об. до 100%об. относительная погрешность не должна превышать 10%.

Диапазон измерений кальцита, доломита и сидерита в образцах горных пород (шлам, керн) 0,1 – 99,9% об., относительная погрешность измерения не более 10%. Для калибровки используется химически чистый кальцит ГОСТ 4530-76.

Диапазон измерения плотности горных пород 1,2-3,5 г/см^3, относительная погрешность измерений не более 10% об.

Диапазон измерения открытой пористости горных пород 0-50%, относительная погрешность измерений не более 1%. Для калибровки используются эталоны ГСО 11117-2018 и ГСО 11118-2018.

10.7.2. Испытательное оборудование, применяемое при выполнении калибровочных работ на измерительных каналах систем автоматизации и контроля технологических параметров процесса бурения скважин на нефть и газ

Ниже приведены установки и стенды, разработанные в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», предназначенные для выполнения калибровочных работ на ИК систем и станций ГТИ

Для калибровки газоаналитической аппаратуры, внесенной в Госреестр СИ, следует применять поверочные газовые смеси (ПГС) в соответствии с утвержденными методиками калибровки. При этом, первичная поверка указанной аппаратуры при её выпуске из производства обязательна.

Установка калибровочная проливная расходомерная УКПР-1М-1.

Внешний вид установки УКПР-1М показан на рис.10.37.



Рис.10.37. Установка калибровочная УКПР-1М.

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.03-13 «Методика калибровки каналов измерений расхода бурового раствора».

Установка калибровочная проливная расходомерная УКПР-1М (далее УКПР, изделие, установка) является рабочим эталоном 3

разряда, предназначена для воспроизведения условий испытаний при определении метрологических характеристик ИК расхода жидкости на базе ультразвуковых расходомеров типа РУД, DFM 5.1 на трубах с условными проходами для диаметров контрольных участков труб (Ду) 50мм и 100 мм.

Основные метрологические и технические характеристики изделия представлены в Таблице 10.27.

Таблица 10.27.

Технические и метрологические характеристики УКПР-1М

Наименование		Значение
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, Q	л/с $м^3/ч$	0,294…16 1,060…56
Диаметры условного прохода трубопровода на измерительных участках D_y, мм:		50,0±0,5 100,0±0,5
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения объемного расхода жидкости, δор, %		±0,5
Температура жидкости, °С		+5 … +70
Уровень шума, дБ, не более		74
Максимально допустимое давление в трубопроводе, не более, МПа		2,5
Удельная проводимость рабочей жидкости, γ , См/м, не менее		5×10^{-4}
Напряжение питания по сети переменного тока , В		~380В, 50 Гц
Потребляемая мощность по сети переменного тока, не более, кВт		4,2
Температура окружающей среды, ºС		+5 … +50
Габаритные размеры, не более, мм		2875×756×1605
Масса (без рабочей жидкости в трубопроводе и ёмкостях), не более, кг		500
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)		IP43

Декларация о соответствии ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011

Воспроизведение условий испытаний при выполнении калибровочных работ обеспечивается включением в состав изделия:

- системы подачи и стабилизации потока с применением центробежного насоса с плавным регулированием расхода жидкости;
- контрольных измерительных участков Ду 50 и100 мм, длиной не менее 0,8 метра, для установки компонентов ИК расхода накладного типа;
- электромагнитного расходомера «Взлёт ТЭР», применяемого в качестве рабочего эталона.

Требуемая точность измерений создаваемого на Установке расхода обеспечивается применением системы подачи и стабилизации потока с установленным расходомером-счетчиком «Взлёт ТЭР», с допускаемой погрешностью измерений не более ±0,35% % для передачи единицы средствам измерений методом прямых измерений, в соответствии с требованиям Приказа Росстандарта от 26.9.2022 г. №2356 « Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости» Приложение А. Часть 1.

Аттестация установки по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».



Рис.10.38. Установка калибровочная УКДС.

Установка калибровочная датчиков силоизмерительных УКДС.

Внешний вид установки калибровочной датчиков силоизмерительных показан на рис.10.38.

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.06-13 «Методика калибровки каналов измерений веса на крюке».

Установка калибровочная датчиков силоизмерительных УКДС (далее - УКДС, изделие, установка) является рабочим эталоном 3 разряда и

предназначена для воспроизведения условий испытаний при определении метрологических характеристик ИК веса на крюке, или их компонентов накладного типа, таких как «Датчики усилия натяжения каната измерительные ДНК».

Технические и метрологические характеристики изделия представлены в Таблице 10.28

Таблица 10.28

Наименование		**Значение**
Диапазон создаваемой силы на тросовой стяжке, F, кН/ тс		(20,0 …200,0*)/ (2,04 … 20,4)
Пределы допускаемой суммарной погрешности измерения силы, %		±0,72
Максимально допустимое усилие на тросовой стяжке в зависимости от диаметра, F_{max}, кН:	- 14 мм; - 18 мм; - 28 мм.	50 80 200
Допускаемое значение давления в гидравлической системе установки в зависимости от диаметра стяжки по показанию электро-контактного манометра ФТ ДМ2010Ф (при его установке, уставка), не более, МПа:	- 14 мм; - 18 мм; - 28 мм.	6,3 10,2 24,8
Напряжение питания по сети переменного тока, В		220
Потребляемая мощность по сети переменного тока, не более, кВт*		0,5
Частота по сети переменного тока, Гц		50
Диапазон рабочих температур, ºС		+15 … +25
Диапазон относительной влажности воздуха, %		40 … 90
Габаритные размеры металлоконструкции с домкратом и выдвинутым штоком, не более, мм		860×730×2225
Габаритные размеры тумбы с гидравлическим насосом, не более, мм		580×570×1400
Масса установки, кг, не более	- металлоконструкции; - тумбы с гидростанцией	540 100
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP12

** Допускается увеличение создаваемой силы при испытаниях УКДС на 25%.*

Декларация о соответствии ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011

Воспроизведение условий испытаний при выполнении калибровочных работ, соответствующих условиям натяжения каната (троса) на буровых установках, обеспечивается включением в состав изделия:

- набора тросовых стяжек различных диаметров, в соответствии с договором поставки, имитирующих натяжение каната на буровой вышке, на котором монтируются средства измерений калибруемых ИК;
- рабочего эталона 2-го разряда динамометра типа «АЦДР/1Р-200/7И» с диапазоном измерений (20…200) кН;
- станции насосной НЭР-1303К-М с домкратом типа ДП50П75, создающей необходимое (расчетное) усилие в соответствии с диаметром тросовой стяжки в диапазоне усилий (20…250) кН;
- рукава высокого давления, соединяющего насосную станцию с домкратом;
- запорного клапана гидравлического отсечного типа CVE08F-G-24-3/8, обеспечивающего дополнительную фиксацию созданного усилия на тросовой стяжке изделия;
- кнопочного поста управления Установкой в составе станции насосной;
- выключателей концевых ВК-300, блокирующих включение установки при открытом защитном кожухе.

Требуемая точность измерений натяжения каната, создаваемых установкой, обеспечивается применением рабочего эталона 2-го разряда, с допускаемой погрешностью измерений не более ±0,45%, для передачи единицы средствам измерений методом прямых измерений и обеспечивает расширенную относительную неопределенность измерений значений погрешности, не превышающей 1/3 от пределов допускаемой погрешности средств измерений, что соответствует требованиям Приказа Росстандарта от 22.10.2019 г. №2498 « Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы».

Аттестация установки по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».

Установка калибровочная давления УКД-700М.

Внешний вид установки калибровочной давления УКД-700М показан на рис.10.39.



Рис.10.39. Установка калибровочная УКД-700М.

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.05-13 «Методика калибровки каналов измерений избыточного давления».

Установка калибровочная давления УКД-700М (далее - УКД-700М, изделие, установка) является рабочим эталоном 4 разряда и предназначена для воспроизведения условий испытаний при определении метрологических характеристик ИК давления, имеющих нормированные метрологические характеристики, с присоединительными элементами к трубам высокого давления изделий ООО НПК «Геоэлектроника сервис», или с присоединительными элементами стандартной манометрической резьбы М20х1,5.

Технические и метрологические характеристики изделия представлены в Таблице 10.29

Таблица 10.29.

Наименование		Значение
Диапазон измерений избыточного давления ($Р_{мин}$ ... $Р_{макс}$), МПа		2,0… 70,0*
Пределы допускаемой основной погрешности измерения , %		±0,1
Напряжение питания по сети постоянного тока, В		24,0 ± 1,2
Потребляемая мощность по сети переменного тока, не более, Вт		4,2
Диапазон рабочих температур, °С		- 10 … +40*
Диапазон относительной влажности воздуха, %		40 ... 90*
Габаритные размеры, Д × Ш × В, не более, мм	установочной панели; тумбы.	300×150×300 704×704×810
Масса изделия, не более, кг		110
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015		IP54

** соответствуют техническим характеристикам насоса гидравлического НГН -7020 и рукава высокого давления РВД*

Декларация о соответствии ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011

Воспроизведение условий испытаний при выполнениии калибровочных работ обеспечивается включением в состав изделия:

- насоса гидравлического с ножным приводом НГН-7020;
- рукава высокого давления (РВД) с быстросъемным соединением (БРС) в сборе;
- измерительной стойки с адаптером для установки манометра МА-2-G1/2";
- манометра цифрового ДМ 5002М-Б.

Требуемая точность измерений избыточного давления, создаваемых установкой, обеспечивается применением манометра цифрового ДМ 5002М-Б, рабочего эталона 4 разряда, с допускаемой погрешностью измерений не более ±0,1%, для передачи единицы средствам измерений методом прямых измерений в соответствии с требованиями Приказа Росстандарта от 20.10.2022 г. №2653 «Государственная

поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000МПа».

При передаче единицы величины от рабочих эталонов к средствам измерений соотношение пределов допускаемой абсолютной погрешности при одном и том же значении должно быть не более 1:4.

Аттестация установки по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».

Оборудование стенда для калибровки каналов измерений параметров бурового раствора СК-ПБР.

Внешний вид стенда СК-ПБР показан на рис.10.40.



Рис.10.40. Стенд для калибровки СК-ПБР

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.01-13 «Методика калибровки каналов измерений плотности бурового раствора».
- МК.ВЭТ.07-13 «Методика калибровки каналов измерений электропроводности бурового раствора».
- МК.ВЭТ.01-13 «Методика калибровки каналов измерений температуры бурового раствора».

Стенд калибровочный каналов измерений параметров бурового раствора (СК-ПБР) (далее – СК-ПБР, изделие, стенд) предназначен для

воспроизведения условий испытаний с целью определения метрологических характеристик каналов измерений (далее – ИК) систем автоматизации и контроля технологических параметров, таких как ИК плотности, ИК электропроводности, ИК температуры промывочных жидкостей.

Технические и метрологические характеристики изделия представлены в Таблице 10.30

Таблица 10.30

Наименование	Значение	Предел допустимой погрешности измерений
Диапазон измерений плотности жидких растворов, ρ, кг/м^3	800 ... 1840	Δ = ± 1 кг/м^3
	1840…2400	Δ = ± 10 кг/м^3
Диапазон измерений УЭП жидких растворов, ($\chi_{мин.}$ ... $\chi_{макс.}$), См/м	0,02 ... 25**	δ = ±0,5 %
Диапазон измерений условной вязкости (УВ) жидких растворов ($\eta_{мин.}$ ... $\eta_{макс.}$), с	15 ... 100	Δ = ± 0,5с
Диапазон измерений температуры, Т, °С	15…95	δор = ± 0,05
Напряжение питания по сети переменного тока, В	220 В, 50 Гц	–
Потребляемая мощность по сети переменного тока, Вт, не более	1400	–
Диапазон рабочих температур, °С	+ 5 … +50	–
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), не более, мм	2200×1150×1400	–
Масса без учета массы контрольных растворов, кг, не более	15	–
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP43	–

** - зависит от технических возможностей стендового оборудования и средств калибровки*

*** - с применением водных растворов серной кислоты*

Требуемая точность измерений при выполнении калибровочных работ с применением стенда обеспечивается средствами измерений и рабочими эталонами для передачи единицы рабочим средствам измерений методом прямых измерений в составе:

- термостат жидкостный 50К-20/0,05СИ-01, рабочий эталон 3 разряда, предназначен для проведения испытаний на ИК температуры при различных термостатируемых температурах в диапазоне (15-95)°С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений ±0,05°С, в соответствии с «Государственной поверочной схемой для средств измерений температуры» (Приложение А2 – в диапазоне температуры от 0°С), утверждённой Приказом Росстандарта от 23.12.2022 N 3253;
- термометр лабораторный стеклянный ртутный ТЛ-4 по ГОСТ 16590-71 предназначен для измерений температуры испытательных жидкостей (контрольных растворов) с допускаемой погрешностью Δ =±0,2°С в диапазоне от 0ºС до +55ºС;
- датчик электропроводности жидкости измерительный лабораторный ДЭИ-3291.1, предназначен для обеспечения калибровки ИК электропроводности в диапазоне до 20 См/м с допускаемой погрешностью δор = ± 0,5 %, в соответствии с «Государственной поверочной схемой для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей", утверждённой Приказом Росстандарта от 27.12.2018 N 2771;
- набор ареометров общего назначения АОН-1 предназначен для измерений плотности жидких растворов с допускаемой абсолютной погрешностью измерений Δ = ± 1 кг/м^3 в диапазоне (700 ÷ 1840) кг/м^3 в соответствии с «Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности", утверждённой Приказом Росстандарта от 01.11.2019 N 2603;
- ареометр бурового раствора АБР-1М предназначен для измерений плотности жидких растворов с допускаемой абсолютной погрешностью Δ = ± 10 кг/м^3 в диапазоне (800 ÷ 2600) кг/м^3;
- вискозиметр бурового раствора ВБР-2 предназначен для измерений условной вязкости (времени истечения 500 см^3 жидкости из воронки вискозиметра, через трубку с диаметром проходного сечения 5 мм и длиной 100 мм в мерную кружку объёмом 500±5 см^3) с допускаемой погрешностью ± 0,5 с в диапазоне (15 ÷ 100) с;

- весы электронные лабораторные предназначены для измерений веса (массы) расходных веществ (компонентов испытательных жидкостей) при их изготовлении с допускаемой погрешностью Δ =±2,0 грамм в диапазоне до 5 кг;
- точная погодная станция предназначена для контроля и соблюдения персоналом климатических условий проведения калибровки в соответствии с ГОСТ 8.395-80 «ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования».

Соотношение границ доверительной погрешности рабочих эталонов и предела допускаемой погрешности средств измерений температуры должно составлять не более 0,4 (1:2,5).

Соотношение границ доверительной погрешности рабочих эталонов и предела допускаемой погрешности средств измерений УЭП должно составлять не более 0,5 (1:2).

Соотношение доверительной погрешности АОН-1 и предела допускаемой погрешности средств измерений плотности должно составлять не более 1:2.

Смеситель из состава СК-ПБР предназначен для обеспечения однородности сложных испытательных растворов при их приготовлении с учетом различной вязкости и при настройке ИК плотности бурового раствора на основе измерителей плотности вибрационных (типа ВИП-328).

Аттестация стенда по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».

Стенд контроля метрологических характеристик силоизмерительных датчиков СМКС.



Рис.10.41. Стенд СМКС

Внешний вид стенда показан на рис.10.41.

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.02-13 «Методика калибровки каналов измерений крутящего момента на роторе».

Стенд контроля метрологических характеристик силоизмерительных датчиков СМКС (далее СМКС, изделие, стенд) является рабочим эталоном 3 разряда и предназначен для воспроизведения условий испытаний при определении метрологических характеристик ИК крутящего момента на роторе методом косвенных измерений на базе силоизмерительных датчиков типа ДМР-3115, ДМР-315, ДМР-312.

Основные метрологические и технические характеристики изделия представлены в Таблице 10.31.

Таблица 10.31

Наименование		**Значение**
Диапазон измерений силы ($F_{мин}$ ... $F_{макс}$),	**Тс**	**0,4 ... 4,0**
	кН	**3,9227 ... 39,2267**
Пределы относительной допускаемой суммарной погрешности измерения силы от верхнего предела измерений, %		±0,72
Напряжение питания по сети переменного тока (~220 В, 50 Гц), В		187 ... 242
Потребляемая мощность по сети переменного тока, не более, кВт		1,33
Частота сети переменного тока, Гц		50
Диапазон рабочих температур, °С		+15 … +35
Габаритные размеры (Д×Ш×В) (без оснастки), не более, мм		720×550×790
Масса, не более, кг		150
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)		IP20

Воспроизведение условий испытаний при выполнении калибровочных работ обеспечивается включением в состав изделия:

- мотора-редуктора, позволяющего создавать усилие до 4,0 тс;
- средств измерений с рабочим эталоном 2 разряда - динамометром АЦДР-50/1И-05;
- компьютера с пакетом программного обеспечения (далее – ПО);
- комплекта оснастки, учитывающей различные геометрические размеры и форму различных вариантов исполнения компонентов ИК силы.

Требуемая точность измерений на СМКС обеспечивается применением рабочего эталона 2 разряда, с допускаемой погрешностью измерений не более ±0,45% для передачи единицы средствам измерений методом совокупных измерений, соответствует требованиям Приказа Росстандарта от 22.10.2019 г. №2498 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы».

СМКС обеспечивает расширенную относительную неопределенность измерений значений погрешности, не превышающей 1/3 от пределов допускаемой погрешности средств измерений.

Аттестация установки по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».

Комплект измерительный калибровочный уровнемеров КИК-У.

Внешний вид комплекта КИК-У показан на рис.10.42.



Рис.10.42 Комплект КИК-У

Применяемые Методики калибровки, зарегистрированные в реестре РСК:

- МК.ВЭТ.04-13 «Методика калибровки каналов измерений уровня бурового раствора».

Комплект измерительный калибровочный уровнемеров КИК-У (далее КИК-У, изделие, комплект) является рабочим эталоном 3 разряда с непосредственным изменением и имитацией изменения уровня жидкости и предназначен для воспроизведения условий испытаний ИК уровня на базе уровнемеров ультразвуковых, с целью определения метрологических характеристик.

Основные метрологические и технические характеристики изделия представлены в Таблице 10.32.

Таблица 10.32

Параметр	Значение параметра
Допускаемый диапазон измерения расстояния, м	0, 5…6*
Стандартная погрешность измерения при 100% отражательной способности (белое поле), Δ, мм	±2,0
Максимальная погрешность измерения при 50% отражательной способности, Δ, мм	±5,0
Диаметр мишени, не менее, мм	800
Установочная соосность центров кронштейнов к перпендикуляру из центра плоскости мишени, не более, º	±2
Диапазон рабочих температур, ºС	-10 … +45
Степень защиты лазерного дальномера	IP 54
Масса мишени, кг, не более	2,2
Устройство перемещения мишени	верньер

** - В составе метрологической передвижной лаборатории –до 3м.*

Воспроизведение условий испытаний при выполнении калибровочных работ на ИК уровня обеспечивается включением в состав изделия:

- верньера, позволяющего перемещать мишень в диапазоне измерений;
- средств измерений с рабочим эталоном 2 разряда - лазерного дальномера внесённого в Госреестр СИ;
- мишень с хорошей отражательной способностью.

Требуемая точность измерений на КИК-У обеспечивается применением рабочего эталона 2 разряда, лазерного дальномера с допускаемой абсолютной погрешностью измерений не более ±2,0 мм, для передачи единицы средствам измерений методом непосредственного сличения в соответствии с требованиями Приказа Росстандарта от 30.12.2019 г. №3459 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов».

Комплект обеспечивает допускаемую погрешность измерений как минимум в три раза меньше, чем погрешность калибруемых ИК уровня и средств измерений.

Аттестация установки по ГОСТ Р 8.568-2017 «ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения».

Источник калиброванных сигналов

Источник калиброванных сигналов внесен в Госреестр средств измерений (ГРСИ РФ), предназначен для воспроизведения условий испытаний и определения метрологических характеристик различных аналоговых ИК станций геолого-технологических исследований.

Основные метрологические и технические характеристики изделия представлены в Таблице 10.33.

Таблица 10.33

Параметр	**Значение параметра**	**Погрешность измерений***
Генерация тока, мА	0…25	±(0,015% ГВ**+0,00125 мА)
Генерация напряжения, мВ, В	минус 10…плюс 100 мВ минус 1…плюс 10В	±(0,015% ГВ+0,005 мВ) ±(0,015% ГВ+0,001 В)
Диапазон измерений, мА	минус 25…плюс25	±(0,015% ИВ+0,00125 мА)
Диапазон измерений, мВ	минус 100…плюс 100	±(0,015% ИВ+0,01 мВ)
Диапазон измерений, В	минус 10…плюс 10	±(0,015% ИВ+0,001 В)
Диапазон рабочих температур, ^{o}C	-10 … + 45	–
Степень защиты	IP 30	–
Габаритные размеры, мм	225×165×80	–
Масса кг, не более	0,5	–

** - ИВ – измеряемая величины*

*** - ГВ – генерируемая величина*

10.7.3. Мобильные калибровочные лаборатории.

На базе станции ГТИ «Разрез-2» в ООО НПК «Геоэлектроника сервис» была разработана первая мобильная калибровочная лаборатория для ООО «Газпром георесурс». Лаборатория была передана для эксплуатации в ПФ «Севергазгеофизика».

В состав ММЛ ГТИ входит испытательное оборудование, средства калибровки, программное обеспечение автоматического и ручного расчета определения погрешностей (неопределенностей) измерений, система сбора и обработки технологической информации, позволяющей применять метод выполнения калибровочных работ на ИК без их демонтажа (метод параллельной регистрации измеряемого параметра).

В ММЛ ГТИ для калибровки газоаналитической аппаратуры предусмотрен блок подготовки воздуха БПВ-М с комплектом поверочных газовых смесей (ПГС) и поверочного нулевого газа (ПНГ).

Как показала практика работ, применение мобильной лаборатории позволило снизить затраты на метрологическое обеспечение станций ГТИ, в том числе за счет исключения работ, связанных с демонтажем и транспортировкой датчиков на базу геофизических предприятий.

11. Ранняя диагностика и предупреждение осложнений в процессе бурения с использованием геолого-геохимической и технологической информации.

Осложнения вызываются обычно влиянием горно-геологических факторов, а также нарушением нормативно-технологических документов (ГТН, РТК) при проводке скважин. Осложнения приводят к замедлению процесса строительства скважин, а иногда к тяжелым последствиям, выбросам нефти и газа, пожарам и потере скважины.

К основным осложнениям относятся:

- Поглощение промывочной жидкости;
- Газонефтеводопроявление;
- Рапопроявления;
- Сероводородная агрессия;
- Неустойчивость ствола скважины;
- Зашламление ствола скважины.

Основные причины возникновения осложнения можно подразделить на геологические, технологические, технические и организационные.

Геологические причины связаны с ошибками при определении данных о горно-геологических условиях исследуемого разреза, прогнозировании глубин залегания продуктивных пластов, их пластовых давлений, физико-химических свойств флюидов, глубин залегания маркирующих горизонтов и т.д.

Технологические причины связаны с неправильной технологией строительства скважины. К этой категории относятся:

- Ошибочное (заниженное или завышенное) задание плотности ПЖ.
- Отсутствие системы дегазации или недостаточная дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости.
- Завышенная механическая скорость бурения, заданная в проектной документации.
- Завышенная скорость спуска или подъема бурильного инструмента.
- Неправильный расчет регламента долива ПЖ при подъеме бурильного инструмента.
- Некачественное цементирование обсадных колонн, недостаточная глубина спуска промежуточной колонны и т.д.

Технические причины связаны с выходом из строя или снижением технических характеристик средств и оборудования для управления процессом строительства скважины. К таковым относятся:

- Средства дегазации ПЖ.
- Системы долива ПЖ при подъеме бурильного инструмента.
- Буровые насосы.
- Противовыбросовое оборудование.
- Контрольно-измерительная аппаратура.
- Оборудование для проведения СПО, приготовления новых порций ПЖ, цементирования и др.

Организационные причины связаны, в основном, со следующими факторами:

- Плохая организация технического и технологического контроля производства работы.
- Плохая организация материально-технического снабжения.
- Нарушение трудовой и технологической дисциплины.
- Низкая квалификация исполнителей работ.
- Низкая организация труда.

Основные методы предупреждения осложнений:

- Правильный выбор конструкции скважины.
- Правильный выбор способов и режимов бурения.
- Правильный выбор промывочной жидкости и режима промывки.
- Оперативное реагирование на выход параметров бурения и промывки от заданных по ГТН и РТК.
- Оперативный контроль за процессом строительства скважины операторами станции ГТИ, супервайзером и буровым мастером.

Несоблюдение перечисленных выше положений может являться причиной серьезных осложнений и аварий.

11.1 Поглощение промывочной жидкости

Поглощение – это потеря части или всего объема промывочной жидкости вследствие её фильтрации или перетока из ствола скважины в пласт.

Поглощение является одним из наиболее распространенных осложнений и может составлять до 80% общих затрат времени на ликвидацию осложнений. [90]

На месторождениях Восточной Сибири ежегодные затраты на борьбу с поглощениями составили 8-16% времени строительства скважин. Аналогичная ситуация наблюдается и в других нефтегазоносных провинциях России.

Поглощения промывочной жидкости могут быть вызваны как геологическими, так и технологическими причинами.

Основными причинами поглощений являются:

- Закарстованность разреза
- Наличие в разрезе скважины кавернозных, высокопроницаемых и пористых горных пород
- Наличие зон с аномально низким пластовым давлением
- Бурение со значительным превышением забойного давления над пластовым, вследствие завышенного значения плотности ПЖ
- Повышенные реологические параметры ПЖ
- Большие скорости спуска бурильного инструмента
- Проработка ствола скважины при наличии сальника на трубах
- Гидроразрыв пласта

По интенсивности поглощения промывочной жидкости можно выделить следующие виды поглощений:

- Частичное (без потери циркуляции ПЖ)
- Полное (циркуляция отсутствует, но скважина заполнена ПЖ за счет работы буровых насосов)
- Катастрофическое (циркуляция отсутствует, заполнение ПЖ скважины ниже устья, при работе буровых насосов)

С учетом интенсивности поглощения выделяют:

- Малой интенсивности (10-15 $м^3$/ч)
- Средней интенсивности (46-60 $м^3$/ч)
- Высокоинтенсивное (>60 $м^3$/ч)

В настоящее время единая общепринятая классификация поглощения по их интенсивности и объему отсутствует.

Приведем одну из классификаций (табл.11.1) интенсивности поглощений ПЖ и рекомендуемых мероприятий по их ликвидации. [90]

Таблица 11.1

Классификация зон поглощений, методы их профилактики и ликвидации (Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев)

Группа	Интенсивность поглощения		Мероприятие
	Удельная потеря раствора	% от подачи бурового насоса	
1	<0,1	Умеренное	Замена воды глинистым раствором, закачивание воды (глинистого раствора) в скважину до восстановления циркуляции.
2	0,1-0,2	Частичное 5-30	- Регулирование свойств раствора (снижение плотности, повышение динамической вязкости, увеличение водоотдачи) - Ограничение скорости спуска инструмента. - Плавное восстановление циркуляции после остановки промывки. - Ограничение предельного статического контроля сдвига (СНС). - Применение растворов с недиспергированной твердой фазой, отверждаемых растворов. - Аэрация растворов, применение сжатого воздуха, пен
3	0,2-0,3	Среднее 30-60	- Применение растворов с повышенными структурными свойствами, высокой водоотдачей, недиспергированной твердой фазой, аэрированных с наполнителями. - Задавливание БСС. - Применение сжатого воздуха, пен.
4	0,3-0,4	Плохое 60-100	Применение растворов с наполнителями, закачивание гипсовых и цементно-гипсовых растворов, использование различных паст, БСС, затирка БСС в стенки скважины.
5	>0,4	Плохое и катастрофическое >100	- Задавливание различных паст, БСС с наполнителями и без них, тампонирование и затирка смесей различных вяжущих материалов, доставленных в зону поглощения в разрушаемых капсулах, смолизация, битумизация, торпедирование. - Замораживание. - Замывание песка. - Установка в скважине специальных эластичных оболочек (сетчатых или тканевых) с последующим цементированием. - Установка труб «впотай». - Обход осложненной зоны новым стволом скважины. - Бурение скважины без выхода промывочной жидкости и др.

БСС – смесь дизельного топлива и бентонита или дизельного топлива, бентонита и цементного порошка.

Для ликвидации поглощений применяют три основных способа:

- Снижение гидростатического и гидродинамического давления в скважине
- Изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощения специальными растворами, пастами и др.
- Бурение без выхода ПЖ с последующим спуском обсадной колонны.

Для предупреждения поглощения обязательным условием является правильный расчёт и выбор плотности промывочной жидкости, который осуществляется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. [91]

Главной причиной поглощения является превышение забойного давления над пластовым.

В этом случае поглощение ПЖ происходит при условии

$$P_{пл} < P_{гст} + P_{гд} \quad (11.1)$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_{гст}$ – гидростатическое давление;

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление, зависящее от выполняемой технологической операции.

Дополнительные гидродинамические давления в скважине возникают при включении буровых насосов, при спуске обсадных колонн, при резком изменении плотности и вязкости ПЖ, увеличении объема шлама на забое скважины, образовании сальников на бурильном инструменте.

Основным признаком поглощения по изменению параметров геолого-технологических исследований является:

- Повышение механической скорости проходки
- Снижение расхода промывочной жидкости на выходе из скважины
- Снижение уровня промывочной жидкости в приемных емкостях
- Снижение давления промывочной жидкости на манифольде
- Увеличение плотности промывочной жидкости на выходе из ствола
- Незначительное уменьшение температуры промывочной жидкости на выходе из скважины

– Увеличение крутящего момента на роторе (при роторном бурении)
– Отрицательный баланс вытеснения промывочной жидкости при спуске бурильной или обсадной колонны

Возрастание механической скорости проходки наблюдается при вскрытии закарстованных, сильнокавернозных горных пород. В некоторых случаях возможны провалы бурильного инструмента. Падение уровня ПЖ в приемных ёмкостях начинается практически одновременно с проявлениями с большой интенсивностью.

При вскрытии высокопористых и проницаемых пород рост механической скорости бурения напрямую зависит от величины пористости и степени трещиноватости горных прод. Необходимо иметь ввиду, что рост механической скорости проходки ($V_{мех}$) может и не вызвать поглощение промывочной жидкости в следующих случаях:

– Вскрытие пластов глин с аномально высоким поровым давлением.
– Вскрытие соленосных отложений.
– Вскрытие пластов, представленных горными породами с низкой плотностью (гипс, мел).
– Вскрытие отложений, представленных пластичными глинами.

Поглощения могут наблюдаться при незначительном увеличении Vмех или даже отсутствие роста при вскрытии глубокозалегающих карбонатных отложений с низкой пористостью, но высокой проницаемостью (районы Прикаспия, Северного Кавказа).

Вскрытие зоны поглощения может происходить с изменяющейся интенсивностью поглощения. В процессе бурения происходит кольматация прискважинной зоны пройденного поглощающего горизонта, вследствие чего интенсивность поглощения будет уменьшаться, вплоть до его прекращения.

Длительность кольматации и скорость образования корки на стенках скважины зависит, главным образом, от соотношения между размерами каналов фильтрации и твердых частиц промывочной жидкости, а также зависит от физико-химических и реологических свойств ПЖ. Наибольшая скорость образования корки наблюдается при вскрытии пластов, представленных пористыми песчаниками при бурении на глинистых растворах и наименее низкое – при вскрытии проницаемых карбонатных пород.

Для того, чтобы начались поглощения, необходимо превысить забойное давление над пластовым на определенную величину, которая зависит от многих факторов (пористости и проницаемости пород, литологического и минерального состава пород, типа насыщающего пласт флюида, реологических свойств ПЖ и др.). Эта величина называется давлением начала поглощения ($Р_{нп}$).

Наиболее часто поглощение, при незначительной величине Рнп, наблюдается при вскрытии высокопроницаемых карбонатных коллекторов с аномально низким пластовым давлением (Восточная Сибирь). [92]

Отложения, представленные пористыми и мелкопористыми породами, характеризуются высокими значениями $Р_{нп}$, причем интенсивность поглощения, по мере кольматации, постепенно снижается. В некоторых случаях поглощение прекращается после выключения циркуляции из-за снижения гидродинамической составляющей.

Основными параметрами, определяющими величину поглощения ПЖ, является объем и его интенсивность.

Объем поглощения ПЖ определяется по формуле

$$V_п=S\cdot\Delta h \qquad (11.2)$$

Где: S – площадь приемной ёмкости или ёмкостей, м^2,

Δh – снижение уровня ПЖ в ёмкости (ёмкостях), м.

Δh определяется как разность ($h_н$-$h_к$), где $h_н$ - высота уровня ПЖ в начале поглощения, а $h_к$ – высота уровня ПЖ в момент измерения $V_п$.

Интенсивность поглощения определяется по формуле:

$$Q_п = \frac{\Delta h \cdot S}{\Delta t} \qquad (11.3)$$

Где: Δh – снижение уровня в приемной емкости (емкостях) за время Δt.

При расчётах Vп и Qп необходимо, если идет процесс углубления скважины, вводить поправку на естественное снижение этих величин за счет заполнения промывочной жидкостью разбуренной части ствола скважины.

Величина этой поправки будет тем выше, чем выше механическая скорость бурения.

Скорость естественного снижения объема ПЖ можно определить по формуле:

$$\Delta Q = \frac{\pi D^2 \cdot v \cdot \Delta t}{4} \qquad (11.4)$$

Где: D – диаметр скважины, м,
v – скорость бурения, м/ч,
Δt – время наблюдения, ч.

В этом случае интенсивность поглощения в процессе бурения будет

$$Q = \frac{\Delta h \cdot S}{\Delta t} - \Delta Q \qquad (11.5)$$

Где ΔQ – объем промывочной жидкости, необходимый для заполнения пройденного ствола скважины за время Δt.

Для ликвидации поглощения необходимым мероприятием является снижение плотности промывочной жидкости. Для определения необходимой величины плотности ПЖ рассчитывается давление начала поглощения, которое осуществляется в следующей последовательности:

1. Определяется интенсивность поглощения по формуле 11.3.
2. Определяется гидростатическое давление на забое скважины $P_{гс}$ в МПа

$$P_{гс}=0{,}0098\rho_{пж} \cdot H_{скв} \qquad (11.6)$$

Где: $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости г/см^3,
H – глубина скважины, м.

3. Определяются гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве.

Для расчётов гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве $\Delta P_{кп}$ применяются различные методики. Согласно РД 39-2-1156-84 «Временное методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин.», разработанных

ВНИИБТ и ВНИИКРнефть, определение $\Delta P_{кп}$ производится в следующей последовательности:

- Рассчитывается критерий Рейнолдса (R_c).
- Рассчитывается критерий Хедстрема (H_c).
- Определяется критическое значение критерия Рейнолдса $R_{c\ кр}$ по графику зависимости $R_{c\ кр}=f(H_c)$.
- Определяется режим течения ПЖ в кольцевом пространстве.
- При $R_c \leq R_{c\ кр}$ – режим ламинарный.
- При $R_c > R_{c\ кр}$ – режим турбулентный.
- Рассчитываются потери давления в кольцевом пространстве.

Для определения потерь давления в кольцевом пространстве в практических расчетах часто используют формулу Дарси-Вейсбаха. [93]

$$\Delta P_{кп} = \lambda \frac{H \cdot v \cdot \rho}{2(D_{скв} - d_т)} \qquad (11.7)$$

Где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений,
H – глубина скважины,
v – скорость течения ПЖ,
ρ – плотность ПЖ,
D – диаметр скважины,
$d_т$ – диаметр бурильных труб.

Гидравлические потери в кольцевом пространстве можно определить по изменению веса свободно подвешенной колонны бурильных труб при отсутствии промывки и после восстановления циркуляции по формуле [93]

$$\Delta P_{кп} = \frac{4\Delta G}{\pi D_{скв} \cdot d_т} \qquad (11.8)$$

Где: ΔG – разница в весе колонны до и после начала циркуляции ПЖ, кг,
$D_{скв}$ – диаметр скважины, м,
$d_т$ – диаметр труб, м.

С.Г. Фурсиным для расчета $\Delta P_{кп}$ предложена методика использования двух режимов промывки [94].

Методика заключается в следующем:

- Измеряют вес колонны бурильных труб (G_1) в процессе промывки скважины при производительности насосов (Q_1)и давлении нагнетания ПЖ ($P_{п1}$).

– Изменяют режим промывки, т.е. изменяют производительность насосов и измеряют вес колонны буровых труб (G_2), производительность насосов (Q_2) и давление нагнетания ($P_{н2}$).
– Прекращают циркуляцию и измеряют вес колонны бурильных труб (G_0) без циркуляции ПЖ.
– Рассчитывают приращение веса бурильной колонны, соответствующее двум режимам работы буровых насосов, т.е. определяют $\Delta G_{п1}$ и $\Delta G_{п2}$.
– Рассчитывают величину гидравлических потерь на первом режиме промывки в затрубном пространстве по формуле

$$\Delta P_{кп1} = \frac{(\Delta G_{п2} \cdot P_{п1} - \Delta G_{п1} \cdot P_{п2}) - Q_1^2}{2(\Delta G_{п2} \cdot Q_1^2 - \Delta G_{п1} \cdot Q_2^2)} \quad (11.9)$$

Где Q_1, Q_2 – производительность насосов на первом и втором режимах работы буровых насосов, л/с,
$\Delta P_{п1}$, $\Delta P_{п2}$ – давление нагнетания ПЖ на первом и втором режимах работы, Мпа,
$\Delta G_{п1}$, $\Delta G_{п2}$ – приращение веса колонны при различных режимах работы буровых насосов, кН.

Из практики работ следует, что величина гидравлических потерь в кольцевом пространстве обычно ≈10% от давления ПЖ на стояке манифольда. [93]

После расчета $\Delta P_{кп}$ выключается циркуляция ПЖ и определяется время без циркуляции, в течение которого объем жидкости в приемной емкости снизится на объем >0.5 м^3 с учетом слива жидкости из желобной системы V_c.

Включается циркуляция и определяется снижение объема в приемной ёмкости за счет заполнения желобов и поглощения части объема ПЖ за время перерыва в циркуляции Vs. Разность $\Delta V = V_s - V_c$ будет составлять объем поглощения за время перерыва в циркуляции. Интенсивность поглощения без циркуляции Q2 будет

$$Q_2 = \frac{\Delta V}{\Delta t} \quad (11.10)$$

Где Δt – время перерыва в циркуляции ПЖ.

4. Рассчитывается давление начала поглощения

$$P_{погл} = P_{гс} - \Delta P_{кп} \cdot \Delta Q \quad (11.11)$$

Где $\Delta Q = Q_1 - Q_2$.

где Q1 – интенсивность поглощения с циркуляцией.

5. Рассчитывается требуемая плотность ПЖ ($\rho_{экв}$), при которой прекратится поглощение по формуле [13]

$$\rho_{экв} = \frac{102P_{погл} \cdot \rho}{\rho \cdot H + 102P_{к.п.}} \quad (11.12)$$

Где ρ - плотность промывочной жидкости (фактическая).

При наличии в промывочной жидкости, находящейся в затрубном пространстве, бурового шлама к полученному значению $\rho_{экв}$ необходимо добавить $\Delta\rho_{шл}$:

$$\Delta\rho_{шл} = (\rho_{шл} - \rho) \cdot \frac{C}{100} \quad (11.13)$$

Где: $\rho_{шл}$ – плотность частиц выбуренной породы,

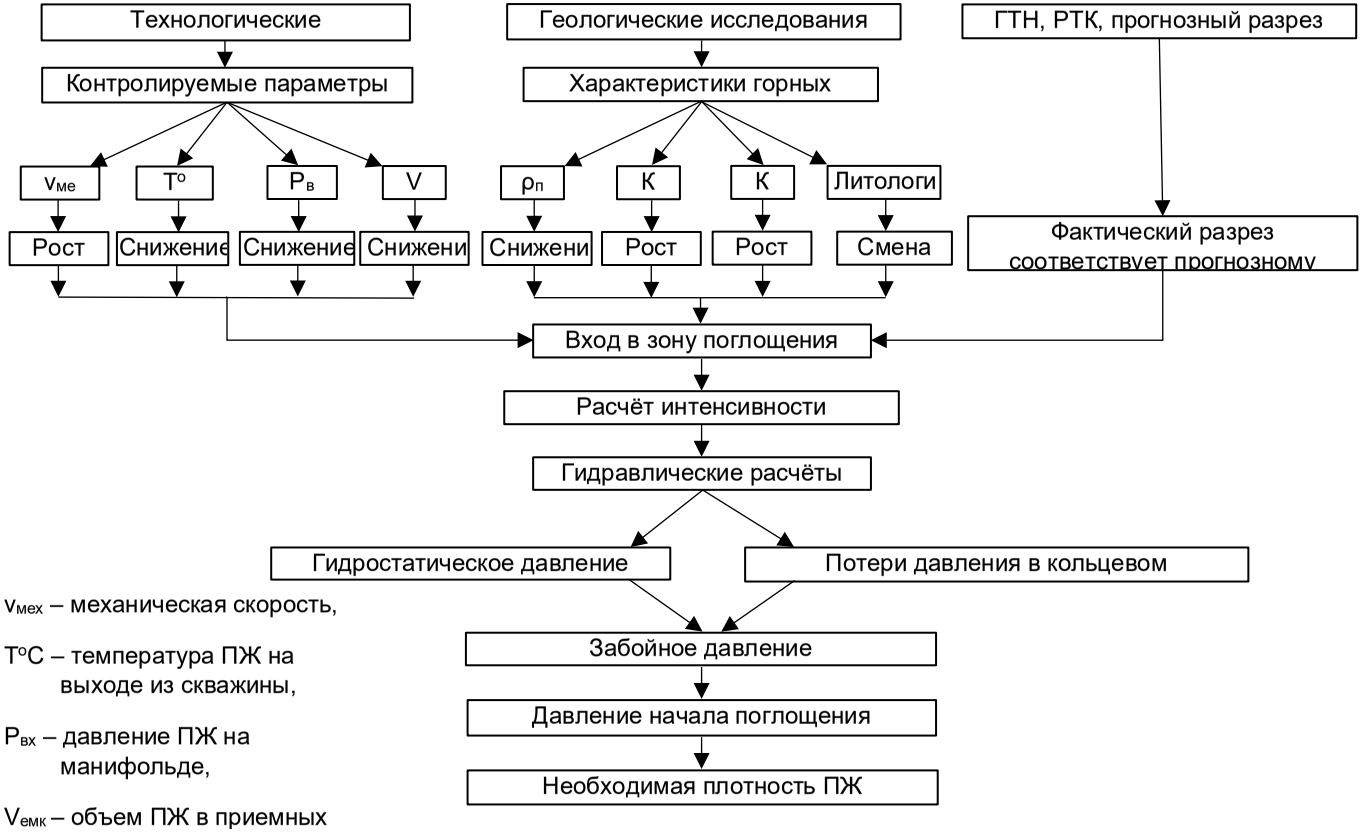
С – концентрация частиц выбуренной породы в промывочной жидкости.

Плотность частиц выбуренной породы зависит от литологического состава пород (табл. 3.13).

Концентрация частиц выбуренной породы в промывочной жидкости зависит от механической скорости бурения, расхода ПЖ и объема затрубного пространства, чем выше скорость бурения и меньше расход жидкости, тем значение С больше.

Концентрацию шлама в промывочной жидкости наиболее точно можно определить следующим образом. На выходе из скважины отобрать 1 л. промывочной жидкости и пропустить её через сито с диаметром ячейки 1 мм. Определить объем бурового шлама любым из перечисленных в подразделе 3.4 способом. Отношение измеренного объема бурового шлама к объему промывочной жидкости и будет представлять концентрацию частиц выбуренной породы в ПЖ. Необходимо отметить, что при бурении с применением винтовых забойных двигателей часто выбуренная горная порода представлена размерами частиц шлама менее 1 мм, то есть представлена в виде пульпы. В этом случае данный метод неприменим.

Технологическая схема действий оператора станции ГТИ при первых признаках поглощения промывочной жидкости приведена на рис.11.1.



$v_{мех}$ – механическая скорость,

$T°C$ – температура ПЖ на выходе из скважины,

$P_{вх}$ – давление ПЖ на манифольде,

$V_{емк}$ – объем ПЖ в приемных

Рис. 11.1 Технологическая схема работ оператора станции ГТИ при поглощениях промывочной жидкости в процессе бурения

Пример частичного поглощения промывочной жидкости приведен на рис. 11.2.

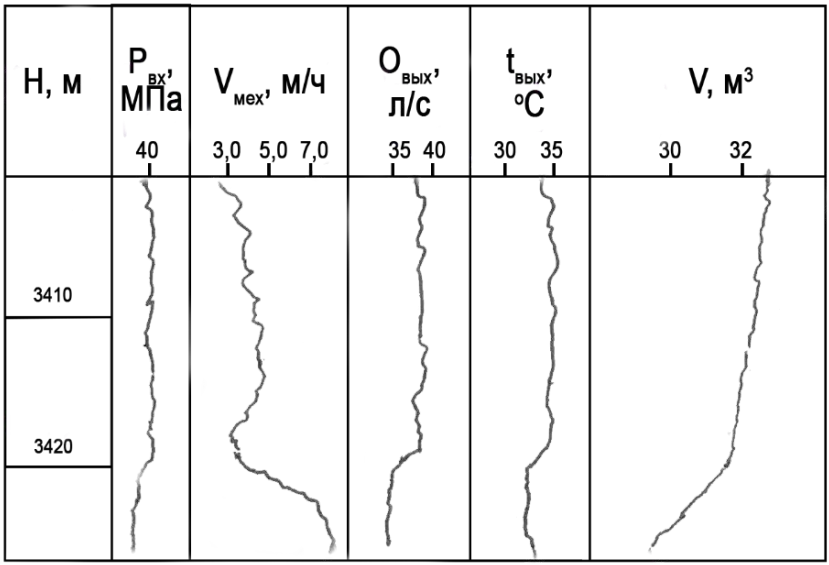


Рис. 11.2. Частичное поглощение промывочной жидкости в процессе бурения.

В процессе бурения наблюдается поглощение ПЖ с интенсивностью Q1=2,4м^3/ч. После прекращения циркуляции в течение 20 мин интенсивность без циркуляции составила 2,1 м^3/ч.

Гидростатическое давление при ρ=1,20г/см^3 на глубине 3420 м составляет 41,04МПа. Давление начала поглощения

$$P_{погл}=41,04-3,7\cdot0,3=39,83 \text{ МПа}$$

Необходимая плотность ПЖ будет составлять

$$\rho_{экв}=\frac{102\cdot39,83\cdot1,20}{1,2\cdot3420+102\cdot3,7}=1,09 \text{г/см}^3$$

Таким образом, необходимая плотность промывочной жидкости составляет 1,09 г/см^3.

Так как в промывочной жидкости находится буровой шлам, необходимо ввести поправку на $\Delta\rho_{шл}$.

$$\Delta\rho_{шл}=(2,45-1,20)\cdot0,03=0,0375 \text{г/см}^3\approx0,04 \text{ г/см}^3$$

С учетом поправки на наличие в ПЖ бурового шлама необходимая плотность раствора составит 1,13г/см^3, то есть, чтобы поглощение

промывочной жидкости прекратилось, необходимо её плотность снизить до 1,13 г/см^3.

Для ликвидации поглощений, как показано в табл.11, в промывочную жидкость добавляются различные наполнители (кольматанты). Действие кольматантов сводится к образованию в порах и трещинах горных пород пласта тампонов, которые под действием перепада давления уплотняются и препятствуют проникновению ПЖ в пласт. Наполнители по своей структуре подразделяются на волокнистые, пластичные и зернистые (гранулированные). [90]

Краткая характеристика наполнителей представлена в табл. 11.2

Таблица 11.2

Характеристика наполнителей (кольматантов)[90].

Наполнитель	**Характеристика наполнителя**	**Фракционный состав**		**Концентрация, кг/м^3**	**Размер закупориваемых трещин, мм**
		мм	**%**		
Бумажные волокна	Волокнистый	–	–	2,0	<1.5
Целофан	Пластичный	0,5 – 10 1,0 – 1,5 1,5 –3,0 3,0 –5,0 5,0 –7,0 7,0 –10,0	8,0 8,0 21,0 43,0 16,0 4,0	2,5	1,3
Сено	Волокнистый	<10,0 10,0 – 13,0	3,4 6,0	3,4 2,3	1,3 3,0
Речной песок	Зернистый	0,1-1,0	1,0	20 –50	1,5 –2,0
Слюда-чешуйка	Пластинчатый	0,5 – 10 1,0 – 1,5 1,5 –3,0 3,0 –5,0 5,0 –7,0 7,0 –10,0	35,0 21,0 7,0 27,0 8,0 2,0	2,5-3,0	2,5
Опилки древесные	Волокнистый	0,5 – 10 1,0 – 1,5 1,5 –3,0 3,0 –5,0 5,0 –7,0 7,0 –10,0 >10,0	1,0 5,0 7,0, 28,0 21,0 33,0 5,0	0,5 1,0–1,5 2,0 2,0 2,0 2,0 2,0	2,0 4,0 6,0 6,0 6,0 6,0 6,0

Наполнитель	Характеристика наполнителя	Фракционный состав		Концентрация, кг/м^3	Размер закупориваемых трещин, мм
		мм	%		
Перлит	Зернистый	0,5	6,0	2,3 0,235 0,5	3,0 2,5–3,0 4,0
Резиновая крошка	Зернистый	0,5 – 10 1,0 – 1,5 1,5 –3,0 3,0 –5,0 5,0 –7,0	1,0 27,0 25,0 45,0 1,0	2,5	3,0
Губчатая резина	Зернистый	3,0	10,0	3,0–5,0	<
Зернистый известняк	Зернистый	0,2	2,0	11,0–12,0	3,0–3,2
Пластмасса	Зернистый	0,2	2,0	5,5–6,0	5,0
Кордовое волокно	Волокнистый	0,5 – 10 1,0 – 1,5 1,5 –3,0 3,0 –5,0 5,0 –7,0 7,0 –10,0 >10,0	14,0 16,0 8,0 18,0 14,0 24,0 6,0	>6,0	5,0–6,0
Шлам буровой	Зернистый	0,2–1,0	2,0–5,0	–	6,0–8,0
Пакля строительная	Волокнистый	<50,0	–	2,0	8,0–10,0
Керамзит	Зернистый	0,5	25,0	<30,0	<20,0 – 25,0

Применяют обычно сразу несколько типов наполнителей с различными размерами, что оказывает наибольший эффект закупоривания (смесь гранулированных, волокнистых и чешуйчато-пластинчатых наполнителей, чаще всего в соотношении 1:1:1).

Рекомендуемая концентрация наполнителей в жидкости составляет 15–20%. В качестве жидкости рекомендуется использовать глинистый раствор с фильтрацией более 40 см^3/30мин. [90]

Технология намыва наполнителей в пласт осуществляется путем их добавления в промывочную жидкость с помощью гидромешалки через открытый конец бурильных труб или через бурильные трубы с пакером (под давлением).

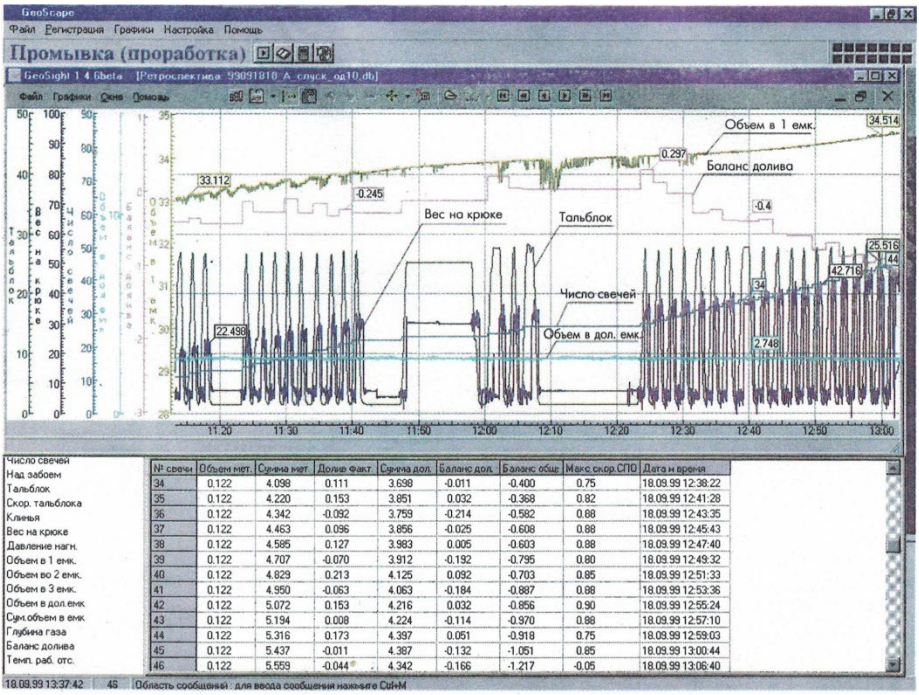
Колонну бурильных труб опускают на 10–15 м выше кровли поглощающего интервала и начинают закачку наполнителя.

Часто поглощения возникают при завышенной скорости спуска бурильной колонны за счет увеличения гидродинамической составляющей давления в скважине.

Контроль за поглощением ПЖ при спуске бурильного инструмента осуществляется путем контроля за объемом вытесненного из скважины раствора и объема металла, спускаемого в скважину бурильного инструмента.

Фактический объем вытесненной из скважины промывочной жидкости определяется как возрастание объема ПЖ в приемной емкости за время спуска каждых 10–15 свечей. Баланс объема определяется как разница между фактическим и расчетным объемами вытеснения.

На рис. 11.3. показано поглощение ПЖ при спуске инструмента в скважину с 34 по 42 свечу [95].



№ свечи	Объем мет.	Сумма мет.	Долив факт.	Сумма дол.	Баланс дол.	Баланс общ.	Макс.скор.СПО	Дата и время
34	0.122	4.098	0.111	3.698	-0.011	-0.400	0.75	18.09.99 12:38:22
35	0.122	4.220	0.153	3.851	0.032	-0.368	0.82	18.09.99 12:41:28
36	0.122	4.342	-0.092	3.759	-0.214	-0.582	0.88	18.09.99 12:43:35
37	0.122	4.463	0.096	3.856	-0.025	-0.608	0.88	18.09.99 12:45:43
38	0.122	4.585	0.127	3.983	0.005	-0.603	0.88	18.09.99 12:47:40
39	0.122	4.707	-0.070	3.912	-0.192	-0.795	0.80	18.09.99 12:49:32
40	0.122	4.829	0.213	4.125	0.092	-0.703	0.85	18.09.99 12:51:33
41	0.122	4.950	-0.063	4.063	-0.184	-0.887	0.88	18.09.99 12:53:36
42	0.122	5.072	0.153	4.216	0.032	-0.856	0.90	18.09.99 12:55:24
43	0.122	5.194	0.008	4.224	-0.114	-0.970	0.88	18.09.99 12:57:10
44	0.122	5.316	0.173	4.397	0.051	-0.918	0.75	18.09.99 12:59:03
45	0.122	5.437	-0.011	4.387	-0.132	-1.051	0.85	18.09.99 13:00:44
46	0.122	5.559	-0.044	4.342	-0.166	-1.217	-0.05	18.09.99 13:06:40

Рис. 11.3. Поглощение раствора при спуске инструмента [95].

Вытеснение ПЖ происходит в первую ёмкость. В таблице представлены расчеты объема металла труб, объём вытеснения ПЖ, баланс для каждой свечи и общий суммарный баланс. В таблице также фиксируются данные по максимальной скорости спуска свечи. На графике отражается общий суммарный баланс на текущее время. Баланс к моменту спуска 34 свечи составляет 400л., а к спуску 41 свечи - уже 887 л., что свидетельствует о поглощении части ПЖ при спуске. Видно, что объём поглощения растет по мере спуска инструмента. Можно спрогнозировать, что к спуску 100 свечи объём поглощения может составить более 6м^3.

Оператором-технологом станции ГТИ была своевременно выявлена опасная ситуация, о чем были поставлены в известность буровая бригада и супервайзер.

На рис. 11.4. отображен процесс подъёма бурильного инструмента из скважины [95].

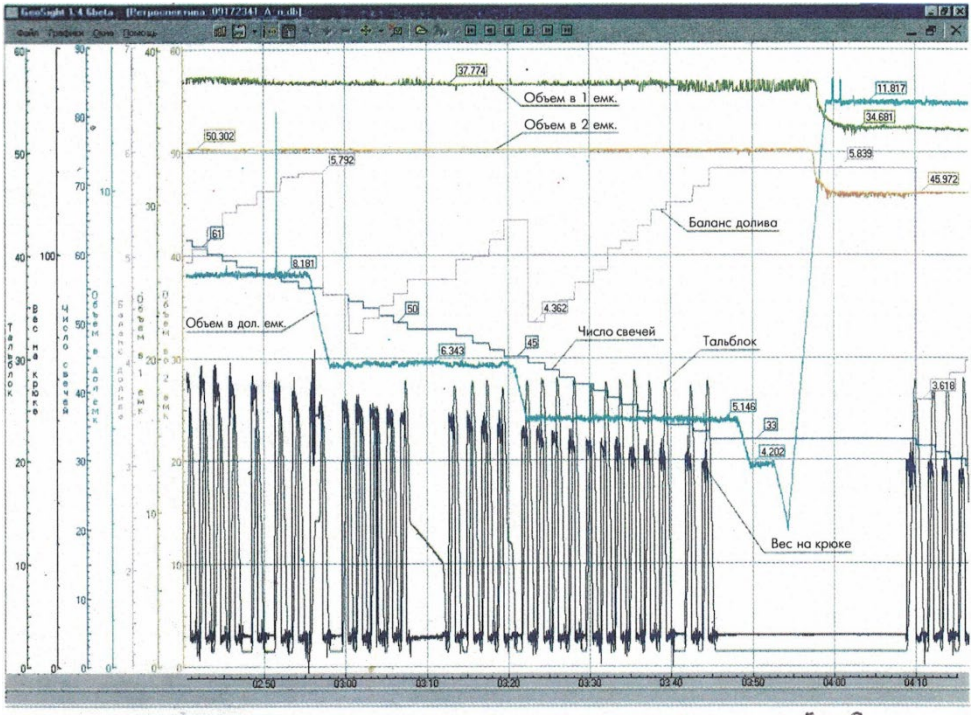


Рис. 11.4. Недолив раствора при подъёме инструмента [95].

Через каждые 10-11 свечей, согласно нормативной документации, производится долив ПЖ из доливочной ёмкости. Подсчет баланса производится после подъёма каждой свечи. Из представленных данных видно, что баланс растет, пока не производится долив в 02:55, 03:20 и 03:50. В 03:53 происходит заполнение доливочной емкости из рабочих ёмкостей 1 и 2.

Долив в скважину и заполнение доливочной ёмкости происходит при остановке СПО, баланс составляет 5,84 м^3, но уже после подъёма последующей свечи корректируется на величину долива в скважину и составляет 2,02 м^3, из чего можно сделать вывод, что недолив в скважину составляет от 2 до 6 м^3, что свидетельствует о поглощении ПЖ.

Оператором-технологом станции ГТИ данная информация была доведена до бурового мастера и супервайзера, что позволило в дальнейшем принять необходимые меры по ликвидации поглощения ПЖ.

При появлении отрицательного баланса, превышающего нормативные показатели, оператором станции ГТИ сообщается об этом супервайзеру и буровому мастеру. Решение по дальнейшим работам принимается супервайзером и буровым мастером на основе данных баланса вытеснения и в соответствии с регламентирующими документами.

Особую опасность представляют катастрофические поглощения промывочной жидкости. Возникают они чаще всего при вскрытии сильно кавернозных, закарстованных пород с низким пластовым давлением, а также при закачке цементного раствора при цементировании скважин.

В первом случае вскрытие закарстованных пород выражается провалом бурильного инструмента, резким падением уровня ПЖ в приемной емкости и уменьшением давления на стояке манифольда.

Одним из признаков поглощения является колебание давления на стояке манифольда на общем фоне постоянного его снижения.

Еще одним из косвенных признаков поглощения является снижение температуры на выходе из скважины. Снижение температуры ПЖ обусловлено снижением теплообмена со стенками скважины вследствие потери части ПЖ, не участвовавшей в циркуляции.

Очень часто вскрытие зоны поглощения (в условиях частичного поглощения) характеризуется изменяющейся во времени интенсивностью поглощения. Это происходит, например, при

вскрытии многопластовой залежи с различными фильтрационно-емкостными характеристиками пропластков.

Постоянная во времени интенсивность поглощения при вскрытии поглощающего горизонта свидетельствует о плохой кольматации стенок скважины и медленном образовании корки, что наиболее характерно для трещинных и кавернозных пород.

Причиной не изменяющейся во времени интенсивности поглощения может быть и зашламление призабойной части ствола скважины вследствие снижения расхода промывочной жидкости.

Явным признаком зашламления являются рост давления на стояке манифольда и снижение концентрации бурового шлама в промывочной жидкости на выходе из скважины.

Эффективным предупреждением возможных осложнений, связанных с поглощением промывочной жидкости, является применение следующих мер: [92]

- Плавный спуск инструмента на регламентируемых скоростях, без резких торможений и посадок;
- Проработка ствола скважины при подаче инструмента не более 25 м/ч и сниженном на 50 – 60% расходе ПЖ;
- Переход с забойного двигателя на роторный способ бурения;
- Применение одного насоса при восстановлении циркуляции ПЖ с одновременным подъемом бурильной колонны;
- Проведение промежуточных промывок и проработок интервалов сужения ствола скважины, мест посадок и затяжек инструмента в процессе СПО;
- Нормативный контроль и оперативная корректировка установленных ГТН плотности ПЖ и её реологических параметров;
- После окончания долбления и перед подъемом бурильной колонны скважина должна быть промыта в течение цикла циркуляции с целью установления возможного поглощения ПЖ в последние минуты долбления.
- При значительном превышении забойного давления над пластовым может произойти гидроразрыв пласта, при котором обычно наблюдается катастрофическое поглощение промывочной жидкости.

Давление гидроразрыва $P_{гидр}=0,87\ P_{горн}$

Горное давление ($P_{горн}$) — это давление, создаваемое весом вышележащих горных пород, и определяется по формуле [93]:

$$P_{горн}=0{,}01\rho_{пор}\cdot H \qquad (11.14)$$

Где: $\rho_{пор}$ – средневзвешенный удельный вес горных пород вышележащих толщ.

H – глубина залегания пласта.

Плотность отложений зависит от минералогической плотности пород, пористости и содержащихся в порах флюидов (нефть, газ, вода).

Плотность пород, встречающаяся в практике бурения, составляет обычно 1,8 – 2,9 г/см^3.

В нормальных условиях плотность горных пород (за исключением глинистых) обычно возрастает с глубиной за счет уменьшения их пористости.

Величина давления гидроразрыва зависит также от азимута и наклона скважины.

Катастрофическое поглощение может возникнуть и при вскрытии закарстованных и сильно кавернозных отложений.

Явными признаками катастрофических поглощений являются:

- Провалы инструмента с резким ростом $v_{мех}$;
- Резкое падение давления ПЖ на стояке манифольда;
- Резкое уменьшение объема ПЖ в приемных емкостях;
- Резкое уменьшение или отсутствие выхода из скважины промывочной жидкости.

При первых признаках катастрофического поглощения оператору станции ГТИ необходимо сообщить об этом супервайзеру и буровому мастеру.

11.2 Нефтегазоводопроявления

Основными причинами нефтегазоводопроявления (НГВП) являются:

- Геологические;
- Технологические;
- Технические;
- Организационные.

Геологические причины связаны с точностью прогноза горно-геологических характеристик исследуемого разреза, т. е.:

- Ошибки в определении стратиграфических границ залегания разновозрастных отложений;
- Неправильный прогноз глубины залегания кровли и мощности продуктивных пластов;
- Наличие зон АВПД и АВПоД;
- Ошибки в определении характера насыщения продуктивных пластов;
- Наличие в разрезе водоносных пластов;
- Наличие в разрезе тектонических нарушений (надвиги, сбросы и др.).

Технологические причины обусловлены следующими факторами:

- Заниженной в задании плотности промывочной жидкости;
- Несоответствием конструкции скважины реальным условиям и характеристикам пластов в разрезе;
- Свабированием при подъеме бурильного инструмента;
- Завышенной скоростью подъема бурильных труб;
- Нерегулярным доливом или недоливом при подъеме бурильного инструмента;
- Недостаточной дегазацией промывочной жидкости;
- Некачественным цементированием обсадных колонн;
- Длительным простоем скважины без промывки.

Технические причины связаны с низкими техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого оборудования и аппаратуры, их отсутствием или выходом из строя во время проведения работ по строительству скважины.

К организационным причинам относятся:

- Недостаточное материально-техническое обеспечение;
- Плохая организация контроля технического состояния оборудования, аппаратуры и приборов;
- Низкая квалификация специалистов и рабочих;
- Нарушение трудовой и технологической дисциплины.

Газонефтеводопроявления обнаруживаются по косвенным и прямым признакам. [93]

Косвенные признаки сигнализируют об опасности поступления пластового флюида в скважину. К ним относятся:

– Рост механической скорости бурения;
– Рост газопоказаний;
– Изменение давления на манифольде;
– Изменение реологических свойств промывочной жидкости;
– Уменьшение удельного электрического сопротивления ПЖ на выходе из скважины;
– Изменение температуры ПЖ на выходе из скважины;
– Уменьшение плотности ПЖ на выходе из скважины;
– Признаки входа в зоны АВПД или АВПоД.

Механическая скорость бурения зависит от многих факторов, основными из которых являются нагрузка на долото и плотность горных пород. При разбуривании горных пород с развитой сетью трещин механическая скорость бурения резко возрастает. Увеличение механической скорости проходки наблюдается при вскрытии глинистых отложений с аномально высоким поровым давлением, а также при вскрытии нефтегазоносного пласта с высоким пластовым давлением.

Рост газопоказаний будет зависеть не только от вскрытия нефтегазоносного пласта, но и от других факторов, о чем подробно изложено в разделе «Газовый каротаж». При вскрытии нефтегазоносного пласта в зависимости от величины дифференциального давления «скважина-пласт» газосодержание в ПЖ может постоянно расти (если пластовое давление ($Р_{пл}$) выше забойного ($Р_{заб}$) или медленно убывать (если $Р_{пл} < Р_{заб}$)).

Самым ранним признаком поступления пластового флюида из пласта в скважину является изменение давления ПЖ на стояке манифольда. Давление начинает постепенно снижаться, по мере движения поступающего в скважину газа от забоя до устья. Особенно снижение давления отмечается при переходе части пластового флюида из жидкого в газообразное состояние.

При низкой дегазации промывочной жидкости и попадании её в буровой поток, происходит резкое падение давления.

Поступление пластового флюида в промывочную жидкость приводит к изменению её реологических показателей: водоотдачи, вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, концентрации хлоридов и т.д. Оперативный контроль за изменениями этих параметров помогает своевременно отметить начало ГНВП.

Характерными признаками поступления газа в ПЖ являются снижение плотности и температуры промывочной жидкости на выходе из скважины, а при вскрытии водонасыщенного пласта - удельного электрического сопротивления (УЭС) ПЖ.

Признаками вскрытия нефтегазоносного пласта является вход в зону аномально высоких пластовых давлений.

О выделении зон АВПД и АВПоД в процессе бурения будет подробно рассказано ниже в разделе 14.

Прямые признаки нефтегазоводопроявления следующие:

- Увеличение объема ПЖ в приемных емкостях;
- Увеличение расхода ПЖ на выходе из скважины;
- Уменьшение против расчётного объема ПЖ, доливаемого в скважину при подъеме бурильных труб;
- Увеличение против расчётного объема ПЖ в приемной ёмкости при спуске бурильной колонны;
- Резкий рост газосодержания УВГ в ПЖ и буровом шламе;
- Резкий рост открытой пористости пород;
- Резкое падение плотности ПЖ на выходе из скважины;
- Перелив из скважины при отсутствии циркуляции;
- Резкое увеличение интенсивности люминесценции пород;
- Масляные пятна нефти на поверхности выходящей из скважины промывочной жидкости;
- Вскрытие пластов с АВПД и АВПоД.

Технологическая схема выявления причин нефтегазоводопроявлений и рапопроявлений приведена на рис.11.3.

По совокупности характерных признаков и физико-механических свойств пластового флюида и по степени возникновения проявлений большой интенсивности НГВП можно расположить по степени убывания в следующей последовательности [93]:

- Природные газы;
- Газоконденсаты
- Нефтегазоконденсаты;
- Нефть;
- Газированные пластовые воды;
- Минерализованные воды.

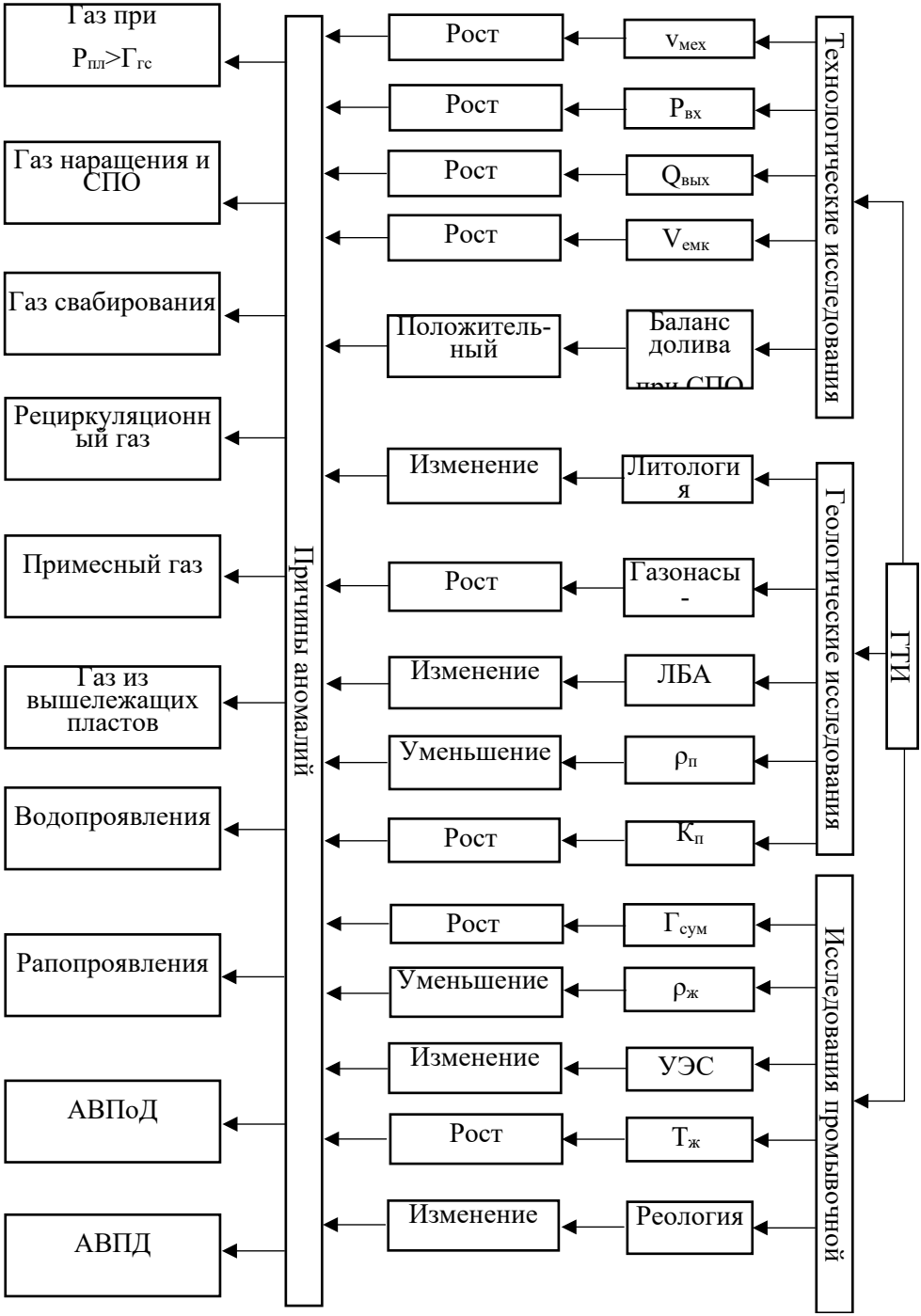


Рис.11.3. Технологическая схема выявления причин нефтегазоводопроявлений

11.2.1. Нефтегазоводопроявления в процессе бурения, когда забойное давление равно пластовому или ниже его.

Нефтегазоводопроявления (НГВП) в большинстве случаев возникают при забойном давлении ПЖ ($Р_з$) ниже пластового ($Р_{пл}$), которое обычно бывает при ошибках в определении величины пластового давления, недостаточной величине плотности ПЖ или недоливе скважины при подъеме бурильного инструмента.

При $Р_з=Р_{пл}$ НГВП могут возникать за счет следующих факторов:

- Выделения газа из выбуренной породы;
- Рециркуляционного газа;
- Примесного газа;
- Диффузии;
- Осмоса, капиллярных сил, гравитационного замещения и др.

Количество газа, выделяющегося из горной породы в процессе бурения, будет зависеть от пористости пласта, свойств пластового флюида, механической скорости бурения и расхода промывочной жидкости.

Наибольший объем газа будет при разбуривании газоносного пласта при высоких фильтрационно-емкостных свойствах пород пласта, высокой механической скорости бурения и низким расходом ПЖ. Высокое газосодержание ПЖ бывает при вскрытии глинистых отложений с аномально высоким поровым давлением, когда пористость глин может достигать 30 – 40%.

Газопроявления, вызванные рециркуляционным газом, возникают при отсутствии дегазации, выходящей из скважины газонасыщенной промывочной жидкости.

Газопроявления, вызванные примесным газом, возникают при добавках в промывочную жидкость большого количества кислотных и щелочных реагентов за счет их реакции с металлом бурильных и обсадных труб с выделением большого количества водорода.

Газопроявления за счет диффузии происходят вследствие перехода газа из пласта в промывочную жидкость, где его концентрация меньше. Коэффициент диффузии зависит от многих факторов: свойств и состава диффундирующего газа, свойств и состава промывочной жидкости, давления и температуры в скважине и пласте и т.д.

Нефтегазоводопроявления за счет осмоса, капиллярных сил, контракционного эффекта и других не представляют серьезной опасности.

Основной причиной НГВП является превышение пластового давления над забойным, т.е. их интенсивность будет зависеть от величины дифференциального давления (ΔР).

$$\Delta P = P_{гс} + P_{гд} - P_{пл} \qquad (11.15.)$$

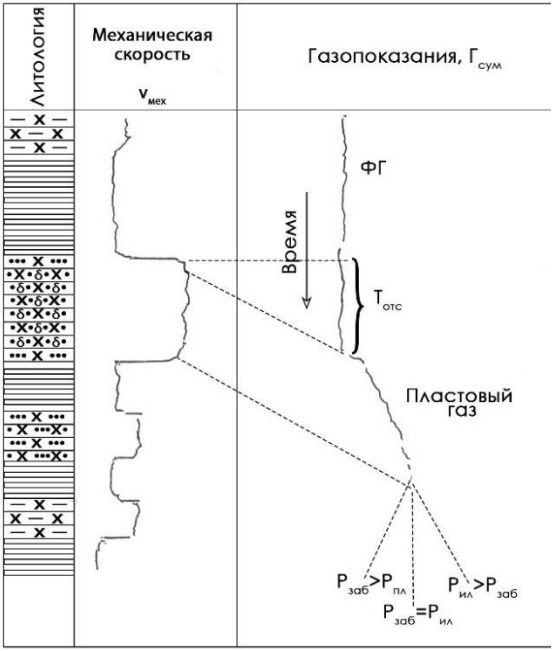
Чем меньше будет ΔР ,тем выше опасность возникновения НГВП, а при Рпл>Ргс+Ргд нефтегазоводопроявления неизбежны. Величина $P_{гс}+P_{гд}$ представляет собой величину забойного давления $P_{заб}$. Забойное давление при остановке циркуляции равно гидростатическому давлению, т.е. при остановке циркуляции ПЖ при высоком значении пластового давления интенсивность НГВП будет увеличиваться.

При остановках без циркуляции более 10ч при наличии хорошо проницаемых коллекторов в разрезе ствола скважины снижение забойного давления равно (0,02÷0,05)ρqH. [93]

Наиболее ярко вскрытие нефтегазоносного пласта отражается на характере изменения кривой суммарного газосодержания углеводородных газов в процессе бурения (рис. 11.4).

При вскрытии газоносного пласта резко возрастает механическая скорость бурения, и через промежуток времени, называемый «время отставания» $T_{отс}$, возрастает газосодержание $Г_{сум}$. Интенсивность $Г_{сум}$ будет зависеть в основном от механической скорости проходки, фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) пород пласта-коллектора и величины пластового давления. При превышении пластового давления над забойным рост газосодержания ПЖ будет продолжаться и после прохождения пласта-коллектора, что в дальнейшем при непринятии мер по увеличению плотности ПЖ или при ее недостаточной дегазации может привести к постепенному снижению плотности ПЖ и выбросу газа.

При забойном давлении равном пластовому газ из пласта будет поступать менее интенсивно чем, в первом случае, но при прекращении циркуляции ПЖ, ввиду снижения забойного давления интенсивность поступления пластового газа возрастает. В данном случае необходимо увеличить плотность промывочной жидкости с тем, чтобы гидростатическое давление было несколько выше пластового.



ФГ – фоновые газопоказания
$T_{отс}$ – время отставания
$P_{заб}$ –давление на забое скважины
$P_{пл}$ – пластовое давление

Рис. 11.4 Кривые $v_{мех}$ и $Г_{сум}$ при вскрытии нефтегазоносного пласта.

При забойном давлении выше пластового газосодержание ПЖ снижается после прохождения пласта-коллектора, причем интенсивность снижения будет тем выше, чем $P_{заб}$ будет больше $P_{пл}$. Интенсивность поступления газа из пласта будет также зависеть от скорости кольматации прискважинной зоны.

Вскрытие нефтенасыщенного или водонасыщенного пласта при $P_{пл}>P_{заб}$ также будет отмечаться ростом $v_{мех}$ и $Г_{сум}$, причем рост $Г_{сум}$ будет меньше, чем при вскрытии газоносного пласта.

При вскрытии продуктивного пласта при $P_{пл}>P_{заб}$ одновременно с увеличением механической скорости проходки будет наблюдаться рост давления ПЖ на стояке манифольда, увеличение расхода ПЖ на выходе из скважины и объема раствора в приемной емкости.

При подъеме бурильных труб будет наблюдаться положительный баланс долива ПЖ за счет поступления в скважину пластового флюида.

Объём газа $V_г$ выделившегося из разбуриваемой породы, в л/мин можно рассчитать по формуле:

$$V_г = 10^3 \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{v_{мех}}{60} \cdot К_п \cdot К_г \qquad [11.16]$$

Где D – диаметр скважины, м;
v – механическая скорость бурения, м/ч
$К_п$ – пористость породы, доли ед.
$К_г$ – газонасыщенность, доли ед.

Рассчитаем объем поступления газа из разбуриваемой породы за 1 мин при следующих исходных условиях:
Диаметр скважины – 215,9 мм;
Механическая скорость бурения – 10 м/ч;
Коэффициент пористости – 0,2;
Коэффициент газонасыщенности – 0,5.

$$V_г = 10^3 \cdot \frac{3{,}14 \cdot 0{,}216^2}{4} \cdot \frac{10}{60} \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}5 = 0{,}61 л/мин \qquad [11.16]$$

Объем, выделяющийся на устье скважины, будет значительно выше, так как давление будет стремиться к атмосферному. Объем газа на поверхности можно с небольшой погрешностью определить по формуле:

$$V_{гп}=V_г \cdot P_{гс} \qquad [11.18]$$

Гидростатическое давление при глубине скважины 3000 м и плотности промывочной жидкости 1,20 г/см^3 будет 360 кг/см^2, а объем газа, выделяющийся на устье скважины будет:

$$V_{гп}=0{,}61 \cdot 360=219{,}6 \text{ л/мин}$$

Данный пример показывает существенное увеличение газонасыщенности ПЖ на устье скважины, что ведет и к значительному снижению плотности промывочной жидкости.

Снижение плотности ПЖ в зависимости от её расхода $Q_{вых}$ можно рассчитать по формуле (при $Q_{вых}$=2400 л/мин)

$$\rho_{пж} = \frac{\rho_ж \cdot Q_{вых}}{Q_{вых}+V_{гп}} = \frac{1{,}2 \cdot 2400}{2400+219{,}6} = 1{,}099 \text{ г/см}^3$$

Таким образом плотность ПЖ на выходе из скважины снизилась на 0,1 г/см^3, что в минимальной степени отразится на величине плотности ПЖ на забое скважины.

Однако, при значительном превышении пластового давления над забойным, дополнительно к объему газа, поступившему из выбуренной породы $V_т$, будет поступать газ из пласта и, если поступление газа из пласта будет превышать $V_т$, например в 3 раза, т.е. будет 1,83 л/мин., то объем газа на устье скважины будет составлять 658,8 л/мин., а плотность ПЖ при расходе 40 л/с уменьшится с 1,2 г/см^3 до 0,94 г/см^3.

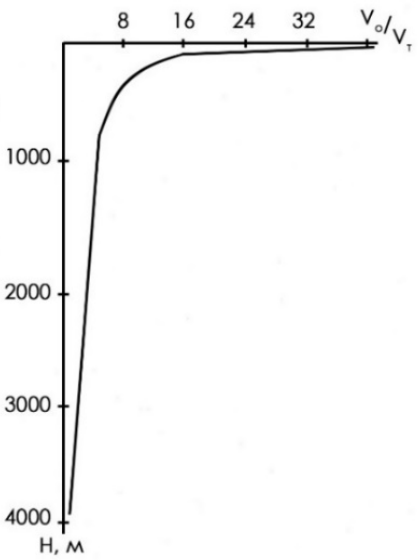


Рис.11.5. Относительное расширение объема газа при подъеме с забоя скважины глубиной 4000м [92].

На рис. 11.5 показано относительное увеличение единицы объема газа $V_o/V_т$ при подъеме газа с забоя скважины глубиной 4 тыс. метров до устья [92].

При отсутствии дегазаторов ПЖ в скважину будет поступать промывочная жидкость с плотностью 0,94г/см^3, что постепенно будет сказываться на снижении плотности ПЖ на забое скважины и приведет к более интенсивному поступлению газа из пласта. Непринятие мер к утяжелению плотности ПЖ может привести к выбросу, особенно это актуально при вскрытии газоносных пластов и газоконденсатных залежей.

При вскрытии газоносного пласта и хорошей дегазации промывочной жидкости увеличения объема ПЖ в приемных ёмкостях может не наблюдаться. Основными признаками газопроявлений в этом случае будут следующие:

- рост механической скорости бурения;

- резкое увеличение газонасыщенности промывочной жидкости и бурового шлама;
- уменьшение плотности ПЖ на выходе из скважины;
- уменьшение плотности бурового шлама;
- увеличение пористости бурового шлама;
- превалирование доли легких углеводородных компонент (особенно метана) при раздельном анализе углеводородного газа, извлеченного из газовоздушной смеси и шлама;
- положительный баланс долива при СПО;
- незначительное увеличение температуры ПЖ на выходе из скважины;
- снижение давления ПЖ на стояке манифольда;
- рост УЭС промывочной жидкости.

При вскрытии нефтенасыщенного пласта основными признаками нефтепроявлений будут:

- рост механической скорости бурения;
- значительное увеличение газонасыщенности промывочной жидкости и бурового шлама:
- возрастание доли тяжелых углеводородных компонент (пропан – бутан) и относительное снижение доли метана при хроматографическом анализе газовой смеси, извлеченной из ПЖ и бурового шлама;
- уменьшение плотности бурового шлама;
- увеличение открытой пористости бурового шлама и образцов керна;
- рост интенсивности ультрафиолетового свечения и изменение цвета до желто-коричневого и коричневого образцов горной породы и капиллярных вытяжек при люминесцентно-битуминологическом анализе проб бурового шлама и керна;
- положительный баланс долива при СПО;
- появление масляных пятен и следов нефти на поверхности выходящей промывочной жидкости;
- снижение давления ПЖ на стояке манифольда;
- рост объёма промывочной жидкости в приёмной ёмкости;
- рост расхода ПЖ на выходе из скважины;
- незначительное увеличение температуры ПЖ на выходе из скважины;

– рост УЭС промывочной жидкости на выходе из скважины.

При водопроявлениях основными признаками вскрытия водоносного пласта являются:

– рост механической скорости бурения;
– рост газопоказаний относительно фоновых значений;
– рост доли легких углеводородных компонент, особенно метана, при раздельном анализе ГВС и шлама;
– изменение цвета люминесценции капиллярных вытяжек до светло-желтого и голубого;
– незначительное увеличение открытой пористости пород и снижение плотности пород при анализе проб бурового шлама и керна;
– незначительное снижение давления ПЖ на стояке манифольда;
– положительный баланс долива при СПО;
– рост расхода ПЖ на выходе из скважины;
– рост объёма ПЖ в приемных ёмкостях;
– резкое снижение УЭС выходящей из скважины промывочной жидкости (особенно при вскрытии водоносного пласта с высокой минерализацией);
– уменьшение плотности выходящей из скважины промывочной жидкости;
– изменение реологических свойств промывочной жидкости (уменьшение плотности и вязкости, увеличение хлоридов и пр.).

Объём и интенсивность поступления пластового флюида в скважину, особенно при нефтеводопроявлениях, наиболее просто определить по изменению в сторону увеличения объёма ПЖ в приемных ёмкостях. Особенно при использовании одной приёмной ёмкости.

Объем притока $V_{пр}$ определяется по формуле

$$V_{пр} = S \cdot \Delta h \qquad (11.19)$$

где: S – площадь поверхности приёмной ёмкости, $м^2$;
Δh – увеличение уровня ПЖ от начала притока, м.

При наличии нескольких приемных ёмкостей, участвующих в циркуляции ПЖ, объем притока определяется как сумма увеличения объема в каждой ёмкости.

При НГВП рассчитывается также и интенсивность притока по формуле

$$Q_{\text{пр}} = \frac{S \cdot \Delta h}{\Delta t} \qquad (11.20)$$

где: Δt – время наблюдения за притоком, мин, ч.

Объём и интенсивность притока при НГВП являются основными параметрами, характеризующими НГВП, позволяющими контролировать и прогнозировать интенсивность нефтегазоводопроявлений.

О начале НГВП, его объёме и интенсивности оператор станции ГТИ в обязательном порядке ставит в известность бурового мастера и супервайзера.

На начальной стадии проявления увеличение расхода на выходе из скважины можно аппроксимировать уравнением [92]

$$\Delta Q = a \cdot t$$

где: a – коэффициент пропорциональности, $м^3/с^2$;
t – время с начала поступления пластового флюида, с.

Увеличение объёма ПЖ в приёмной ёмкости будет [92]

$$\Delta V = \frac{a \cdot t^2}{2} \qquad (11.19)$$

Скорость поступления информации о начале НГВП в большей степени зависит от разрешающей способности регистрирующей аппаратуры, особенно расходомеров ПЖ на выходе из скважины и измерителя объема ПЖ приёмной ёмкости.

Так как в настоящее время для измерения расхода ПЖ на выходе из скважины применяются, в основном, индикаторы потока, обладающие большой погрешностью измерения, при незначительном притоке пластового флюида в скважину (особенно нефти и воды) индикатор потока может не зарегистрировать увеличение расхода ПЖ на выходе из скважины.

При вскрытии газоносного или газоконденсатного пласта, так как при выходе из скважины объём ПЖ увеличивается в десятки раз, индикатор потока уверенно зарегистрирует газопроявление. Так, как это было показано выше, при поступлении газа из пласта 0,61 л/мин на глубине 3000 м объём газа на устье скважины составит 219,6 л/мин.

В процессе бурения объём в приёмной ёмкости может кратковременно меняться на 0,3-0,5м^3 по причинам, не связанным с поступлением пластового флюида в скважину [92]. Уверенно обнаружить начало проявления можно при увеличении объёма ПЖ в приёмной ёмкости 40м^3 при поступлении пластового флюида более 0,5м^3.

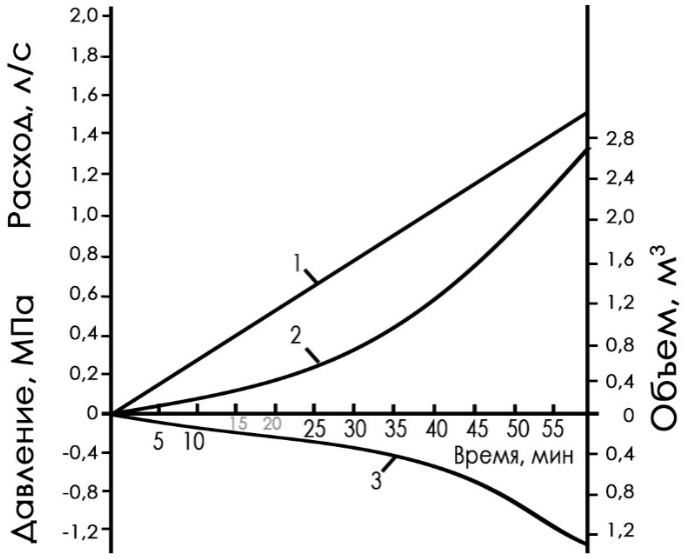


Рис. 11.6. Графики изменения Q, V и P при подъёме газа с забоя скважины до устья [92]. 1 – расход ПЖ, 2 – объём ПЖ в ёмкости, 3 – давление ПЖ на входе.

Реальная точность измерения ультразвукового датчика уровня ДУУ-340 составляет 4-8мм без учета погрешности при изменении плотности ПЖ, что позволяет уверенно регистрировать проявления объёмом 0,5м^3 при использовании одной или двух приемных ёмкостей.

На рис. 11.6 показаны графики изменения расхода, объёма и давления ПЖ при поступлении пластового флюида при К=50мД и ΔР=3,0 МПа [92]. Кривые построены по результатам для условий скважины глубиной 3050 м, бурящейся долотом 215,9 мм, плотностью

промывочной жидкости 1,18 г/см^3 и предполагаемым пластовым давлением 33,0 МПа.

11.2.2. Нефтегазоводопроявления при наращивании бурильного инструмента и СПО.

При наращивании бурильного инструмента, когда производится его подъём, под долотом создается разряжение (депрессия) за счет эффекта поршневания, что приводит к снижению забойного давления, что, в свою очередь, может привести к возникновению НГВП, если продуктивный пласт был только что пройден.

Забойное давление при подъёме бурильных труб колонны можно будет определить по формуле [93]:

$$P_{заб} = P_{гс} - \Delta P_{дол} - \Delta P_{ст} - \rho\, q\, \Delta h \qquad (11.20)$$

где: $P_{гс}$ – гидростатическое давление;

$\Delta P_{дол}$ – гидродинамическое давление под долотом при движении колонны бурильных труб вверх (эффект поршневания);

$\Delta P_{ст}$ – снижение забойного давления за счет явлений седиментации в зоне, где нет движения ПЖ;

$\rho q \Delta h$ – снижение забойного давления за счет недолива скважины, при подъёме бурильной колонны, где Δh – величина недолива.

Величина $\Delta P_{дол}$ зависит от следующих факторов:

- скорости подъёма бурильных труб;
- компоновки низа бурильной колонны;
- от диаметра и длины поднимаемых труб;
- от вязкости с СНС промывочной жидкости;
- от наличия сальников.

Величина $\Delta P_{ст}$ представляет собой степень седиментации в стволе скважины, из которой были извлечены трубы. При подъёме $\Delta P_{ст} = 0{,}02\ P_{гс}$.

Опасность возникновения НГВП при наращивании бурильного инструмента можно определить по величине «газа наращивания» при непрерывной регистрации суммарного газосодержания в газовоздушной смеси, извлекаемой из промывочной жидкости.

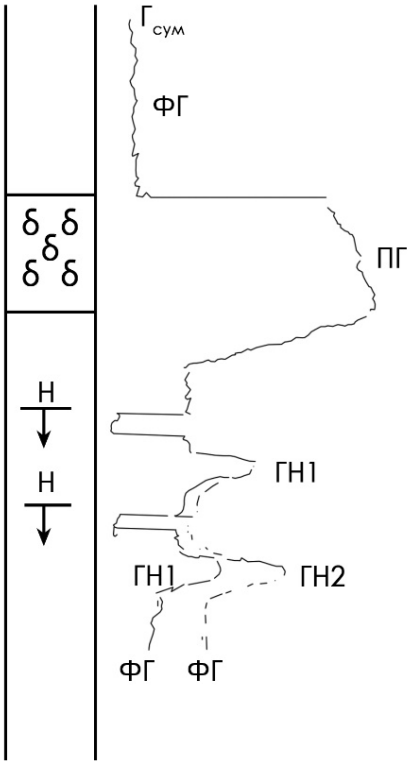


Рис. 11.7. Изменение кривой $Г_{сум}$ при наращивании бурильного инструмента.

—— газ наращивания $ГН_1$ при $Р_{пл} \leq Р_{заб}$

----- газ наращивания $ГН_2$ при $Р_{пл} > Р_{заб}$

Появление «газа наращивания» характеризуется резким ростом суммарных газопоказаний в течение непродолжительного отрезка времени.

Изменение суммарного газосодержания $Г_{сум}$ в процессе вскрытия пласта и наращивания бурильного инструмента показано на рис. 11.7.

Объём «газа наращивания», оцениваемый по изменению кривой $Г_{сум}$ после вскрытия газоносного пласта, при пластовом давлении $Р_{пл}$ меньшем или равном забойному $Р_{заб}$ постепенно снижается и приближается к фоновым значениям ФГ, которые были до вскрытия пласта. При пластовом давлении больше забойного, величина «газа наращивания» $ГН_2$ возрастает с одновременным увеличением фоновых показаний $Г_{сум}$, что указывает на поступление пластового флюида в скважину и после прохождения газоносного пласта, что при непринятии мер к увеличению плотности ПЖ может привести к быстрому снижению плотности ПЖ и снижению забойного давления.

Оператор станции ГТИ должен поставить в известность о росте «газа наращивания» и возможном осложнении бурового мастера и супервайзера.

Как показывает практика работ, наибольшая опасность возникновения НГВП возникает при вскрытии пластов с аномально высоким пластовым давлением и при проведении спуско-подъёмных операций (СПО).

Риск возникновения НГВП при СПО обусловлен следующими основными причинами [93]:

- падение уровня ПЖ в скважине при подъёме бурильной колонны, вследствие извлечения из скважины объёма металла бурильных труб;
- падение давления в скважине в результате возникновения отрицательной гидродинамической составляющей давления при подъёме бурильных труб;
- падение давления в скважине в результате возникновения эффекта поршневания при подъёме бурильной колонны;
- рост гидродинамической составляющей при спуске бурильной или обсадной колонн, что может привести к поглощению ПЖ с последующим падением уровня и плотности.

Большая часть опасных НГВП происходит при недоливах скважины во время подъёма бурильных труб.

Контроль долива во время СПО является основной частью обязанностей оператора-технолога станции ГТИ.

Основное при подъёме бурильных труб – объём доливаемой ПЖ должен быть не меньше объёма металла труб, поднятых на поверхность.

В таблицах 11.3 и 11.4 приведены объёмы металла для буровых труб и УТБ различного диаметра [93,]

Таблица 11.3.

Необходимый объём доливаемой (вытесняемой) жидкости

Длина труб	**Диаметр труб, мм**	**Толщина стенки труб, мм**	**Объем поднятых (спущенных) труб, м^3**	**Нарастающий объем доливаемой (вытесняемой) ПЖ, м^3**
100	73	5,5	0,12	0,12
200	73	5,5	0,12	0,24
300	60,3	5,0	0,11	0,35
400	60,3	5,0	0,11	0,46
500	60,3	5,0	0,11	0,57
600	60,3	5,0	0,11	0,68

Таблица 11.4.

Основные размеры и масса утяжелителей бурильных труб (УБТ)

Шифр трубы	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина трубы, м	Вес 1 п.м. трубы, кг
УБТ-146	146	74	6,0; 8,0	87
УБТ-178	178	90	8,0; 12	145
УБТ-203	203	100	8,0; 12	192
УБТ-219	219	110	8,0	220
УБТ-245	245	135	7,0	258

При НГВП в процессе подъёма бурильной колонны, объём доливаемой в скважину промывочной жидкости будет меньше объёма металла извлеченных из скважины труб.

Если при проводке скважины существует опасность НГВП, число свечей, поднимаемых без долива, должно быть не более 5 (для свечей длиной 37,5 м). При подъёме УБТ долив производится после подъема каждой свечи.

Контроль за доливом осуществляется путем сравнения расчетного объёма долива с фактическим.

Расчетный объём долива определяется не только как сумма объёма металла поднятых бурильных труб, но и учитывается объём ПЖ, разливающейся из-за сифона, нормальных фильтрационных потерь за время подъёма, наружной пленки ПЖ на внешней поверхности труб и промывочной жидкости, остающейся на внутренней стороне бурильного инструмента.

Для ликвидации пленки ПЖ на внешней стороне бурильных труб применяется обтиратель.

Количество ПЖ, оставшейся на внутренней стороне бурильных труб, будет зависеть от многих факторов, и, в первую очередь, от ее плотности, скорости подъёма бурильной колонны и реологических свойств жидкости.

Объем оставшейся в трубе промывочной жидкости после отворота свечи длиной 37 м и сопоставление его с расчетными данными приведены в таблице 11.5. [92]

Таблица 11.5.

Объём ПЖ, оставшейся в свече, л

Диаметр труб, мм	**Плотность промывочной жидкости, г/см^3**	**Скорость движения бурильной колонны, м/с**						
		0,16	**0,20**	**0,40**	**0,60**	**0,80**	**1,0**	**1,2**
127	1,18	8,2	9,7	12,7	15,5	17,8	19,9	23
	1,60	10,2	12,4	16,1	20,6	23,1	25	27,1
	2,25	28,6	30,7	38,3	43,5	47,6	51,1	53,8
114	1,18	7,0	7,7	10,7	13	15	16,6	19,5
	1,60	8,6	9,6	13,6	17,6	19,6	21,3	22,8
	2,25	24,3	26	32,3	36,7	40	43,2	45,8

На рис. 11.8. показаны графики изменения объёма промывочной жидкости $V_{пж}$, оставшейся в свече, в зависимости от скорости подъёма бурильных труб и плотности ПЖ. [92].

Из приведённых таблицы и графика видно, что с увеличением плотности ПЖ и скорости подъёма бурильных труб объём ПЖ, оставшейся на внутренней поверхности труб, увеличивается. При плотности ПЖ 1,18 г/см^3 и скорости подъёма труб 1,2 м/с объём жидкости составляет 23 л, при плотности ПЖ 1,6 г/см^3 и скорости подъёма труб 1,2 м/с объем жидкости составляет 27,1 л.

Очевидно, что при контроле за доливом, данный факт необходимо обязательно учитывать. При появлении положительного баланса долива, превышающего нормальные отклонения объёма, оператор-технолог станции ГТИ ставит в известность об этом бурового мастера и супервайзера, независимо от наличия системы автоматического контроля долива и пульта бурильщика.

На рис. 11.9. показано нефтегазопроявление в процессе подъёма бурильной колонны.[11].

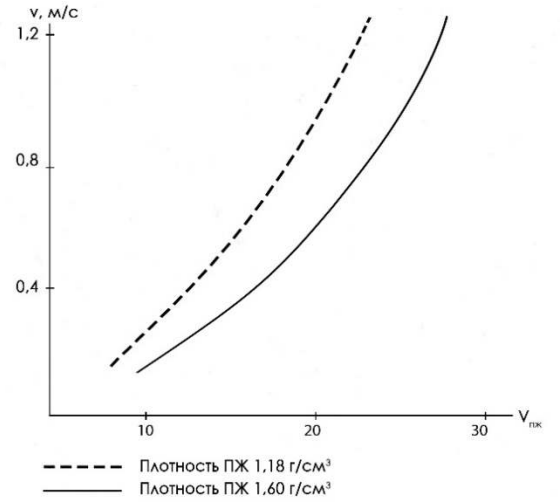
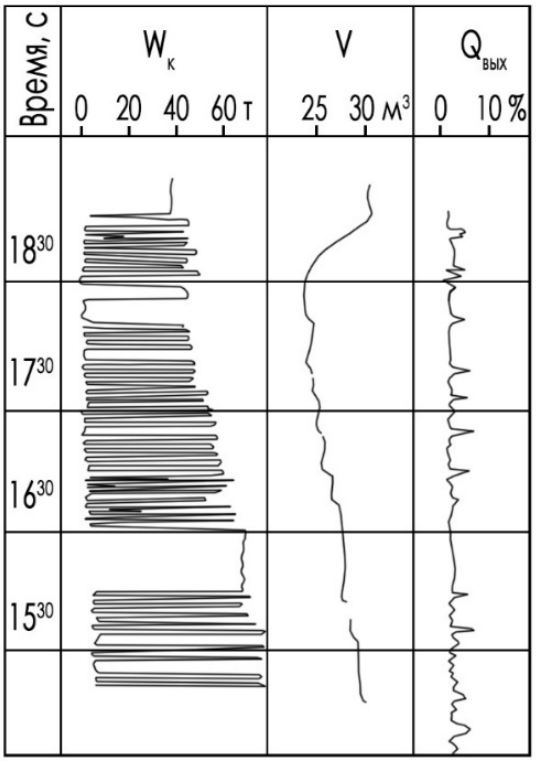


Рис. 11.8. Графики изменения объёма ПЖ в зависимости от скорости подъёма бурильных труб и плотности ПЖ.



$W_к$ – нагрузка на крюке.
V – объём ПЖ в ёмкости.
$Q_{вых}$ – расход ПЖ на выходе.

Рис. 11.9. Нефтегазопроявление в процессе подъёма бурильной колонны.

Как видно из прилагаемого рисунка, с 15:00 часов до 18:30 в процессе подъёма бурильных труб наблюдается постоянное уменьшение объема промывочной жидкости в приёмной ёмкости, что свидетельствует о начале проявления. Было принято решение о спуске инструмента и проведении утяжеления промывочной жидкости с одновременным возобновлением циркуляции. После ликвидации проявления, работы по подъёму бурильного инструмента были продолжены.

Одной из основных задач оператора-технолога станции ГТИ является контроль за скоростью подъёма и спуска бурильной колонны.

Увеличение скорости подъёма бурильного инструмента приводит к возникновению эффекта поршневания, что может привести к НГВП, а превышение скорости спуска бурильного инструмента выше допустимой - к гидроразрыву пласта с поглощением ПЖ и последующим проявлением ввиду снижения забойного давления.

Наиболее частой причиной НГВП, как показывает практика буровых работ, является несвоевременный долив ПЖ при подъёме бурильной колонны.

Основные меры по предупреждению НГВП перед проведением СПО сводятся к следующему:

- после окончания долбления продолжить циркуляцию в течение времени до выхода забойной порции бурового шлама на поверхность;
- довести содержание газа ПЖ до фонового уровня;
- выровнять основные параметры ПЖ (плотность, вязкость, СНС) до нормативных показаний, предусмотренных ГТН;
- убедиться в отсутствии проявления, путем контроля объёма ПЖ в приёмных ёмкостях;
- проконтролировать исправность системы долива.

Во время проведения процесса подъёма бурильной колонны необходимо:

- производить долив скважины в соответствии с регламентирующими документами и складывающейся текущей обстановкой по результатам баланса долива и изменения объёма ПЖ в приёмных ёмкостях;
- при подъёме бурильных труб для их очистки использовать обтиратель и вести учет ПЖ, оставшейся на внутренней стороне труб;

– скорость подъёма бурильных труб не должна превышать нормативную;
– при подъёме труб, если наблюдаются затяжки, необходимо провести расхаживание бурильной колонны с восстановлением циркуляции;
– перерыв между подъёмом бурильной колонны и её спуском должен быть минимальным.

11.2.3. Нефтегазопроявления при свабировании.

Эффект поршневания (свабирования), как уже отмечалось ранее, может привести к НГВП. Но иногда свабирование используется и для выделения пластов-коллекторов. Физическая сущность метода заключается в создании депрессии на призабойную часть скважины, изменении дифференциального давления в системе «скважина-пласт», вызова притока из проницаемого интервала и последующего изучения физико-химических свойств поступившего в скважину пластового флюида.

Создание депрессии на пласт достигается путем резкого подъёма бурильной колонны на длину ведущей штанги.

Испытание свабированием производится по признакам прохождения нефтегазоносного пласта, к которым относятся:

– увеличение механической скорости бурения (в 2 раза и более);
– рост газосодержания углеводородных газов в ПЖ и буровом шламе;
– изменение расхода ПЖ на выходе из скважины или изменение объёма ПЖ в приёмных ёмкостях;
– уменьшение плотности ПЖ на выходе из скважины.

Испытание свабированием производится в следующей последовательности:

– прекращается процесс бурения;
– бурильный инструмент приподнимется на 0,5 м над забоем, регистрируется объём ПЖ в приёмной ёмкости V_1, и циркуляция прекращается;
– бурильный инструмент резко поднимается, с заранее рассчитанной скоростью подъёма над забоем, на длину ведущей штанги (12-14м) и медленно, со скоростью 0,1 м/с, опускается до забоя. Указанная операция повторяется 2-3 раза;

– после каждого подъёма-спуска измеряется изменение объёма промывочной жидкости в приёмной ёмкости (ΔV_1, ΔV_2 и т.д.);
– включается циркуляция, измеряется объём ПЖ в приёмной ёмкости V_2, проводится непрерывная регистрация суммарных газопоказаний $\Gamma_{сум}$ и раздельный анализ газовоздушной смеси. При росте $\Gamma_{сум}$ в 1,5 раза и более, отбираются 2-3 пробы ПЖ для проведения термовакуумной дегазации и раздельного анализа выделившегося газа;
– после выхода забойной порции ПЖ и ее анализа, если присутствуют признаки вскрытия пласта – бурение продолжается с отбором керна.

Для создания депрессии на пласт при проведении свабирования должно выполняться условие:

$$P_{пл} > P_{гс} - \Delta P_{св}$$

где $\Delta P_{св}$ - перепад давления за счет эффекта свабирования.

Величина $\Delta P_{св}$ зависит главным образом от скорости подъёма бурильного инструмента. Но при этом необходимо учитывать и ряд других факторов: реологические свойства промывочной жидкости, конструкцию низа бурильной колонны и тип долота и др. Перепад давления при свабировании можно рассчитать по формуле [11].

$$\Delta P_{св} - \frac{392\eta \cdot \vartheta_т \cdot L}{d_н^2} \cdot j + \varphi \frac{1.96 \cdot 10^{-3} L \cdot \tau_0}{D - d_н} \qquad (11.21)$$

где: D – диаметр скважины, мм;
$d_н$ – наружный диаметр трубы, мм;
L – длина подъёма труб, м;
η – пластичная вязкость ПЖ, Па·с;
$\vartheta_т$ – скорость подъема бурильных труб, м/с;
j, φ – коэффициенты, зависящие от геометрии скважины;
τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па.

$$j = \frac{hz^2\left(Lz+1-z^2\right)}{\left(z^4-1\right)Lz-\left(1-z^2\right)^2} \qquad (11.22)$$

$$\varphi = 1 + 0{,}7666\left(\frac{d_н}{D}\right) - 0{,}221\left(\frac{d_н}{D}\right)^2 + 0{,}535\left(\frac{d_н}{D}\right)^3 \qquad (11.23)$$

где: $z = \frac{d_н}{D}$

Давление на забое определяется по формуле:

$$P_з = \frac{9.8H \cdot \rho}{1000} - \Delta P_{св}\text{ , МПа} \qquad (11.24)$$

где: H – глубина скважины, м.

ρ – плотность промывочной жидкости, г/см^3.

При проведении свабирования признаками вскрытия нефтенасыщенного пласта являются следующие:

- увеличение объема ПЖ в приёмной ёмкости сразу же после свабирования;
- возрастание $\Gamma_{сум}$ через полуцикл промывки;
- снижение $\rho_{пж}$ через полуцикл промывки;
- соответствие компонентного состава газа нефтяной залежи.

Признаки вскрытия газоносного пласта:

- увеличение расхода ПЖ на выходе из скважины;
- возрастание $\Gamma_{сум}$ и снижение $\rho_{пж}$ через полуцикл промывки;
- соответствие компонентного состава газа газовой залежи данной площади.

Основными признаками вскрытия водоносного пласта являются:

- увеличение объема ПЖ в приёмной ёмкости;
- возрастание $\Gamma_{сум}$ после полуцикла промывки;
- снижение УЭС промывочной жидкости на выходе из скважины;
- возрастание относительного содержания метана при хроматографическом анализе углеводородных газов.

В ряде случаев, даже при превышении пластового давления над забойным, свабирование может не дать положительных результатов. Это может быть обусловлено рядом причин: типом пластового флюида (вязкая нефть), характеристикой коллектора (низкие коллекторные свойства), наличие глубокой зоны проникновения фильтрата в пласт и т.д.

Во избежание закупорки призабойной зоны пласта, свабирование необходимо проводить сразу же после появления признаков вскрытия пласта-коллектора.

11.2.4. Нефтегазопроявления, связанные с рециркуляционным и примесным газами.

Нефтегазопроявления, связанные с рециркуляционным и примесным газами, очень часто встречаются в практике буровых работ, но очень редко могут приводить к осложнениям.

Появление аномалий с повышенным газосодержанием углеводородных газов в ПЖ, связанное с рециркуляцией газа в скважине, вызывается обычно плохой дегазацией ПЖ или ее отсутствием после вскрытия нефтегазоносного пласта. Причины и механизм действия этого явления подробно изложены в литературе [96] и в разделе 7 данного издания.

При плохой очистке и дегазации помывочной жидкости после вскрытия нефтегазоносного пласта, газированная жидкость вновь закачивается в скважину, что приводит к снижению плотности ПЖ, снижению гидростатического давления, нарушению баланса давления в системе «скважина-пласт» и возрастанию притока пластового флюида в скважину, что в конечном итоге может привести к выбросу, особенно при вскрытии газовой залежи. Газовые аномалии, характерные для данного вида проявлений, появляются на кривой $Г_{сум}$ через время полного цикла циркуляции ПЖ. При превышении забойного давления над пластовым, величина $Г_{сум}$, обычно, при рециркуляции, значительно ниже первоначального значения и через 3-4 полных цикла циркуляции ПЖ исчезает.

Если газ рециркуляции возрастает с каждым циклом циркуляции, необходимо принять меры для устранения данного явления (промывка скважины с интенсивной дегазацией ПЖ, увеличение плотности ПЖ, изменение реологических свойств жидкости и др.).

Оператор-технолог станции ГТИ должен поставить в известность об увеличении $Г_{сум}$, вызванном появлением рециркуляционного газа, бурового мастера и супервайзера.

Газовые аномалии, вызванные примесным газом, обусловлены добавлением в промывочную жидкость нефтепродуктов, кислотных и щелочных реагентов. Газовые аномалии данного типа не приводят к нефтегазопроявлениям, но представляют опасность, особенно при добавлении в ПЖ кислотных и щелочных реагентов, что приводит к выделению в промывочную жидкость большого количества водорода [96]. Особенно интенсивно происходит выделение водорода при использовании легкосплавных буровых труб (ЛБТ).

Присутствие водорода в ГВС приводит к значительному росту газопоказаний при использовании термокаталических детекторов и ложным выводам о вскрытии нефтегазоносного пласта. Высокое содержание водорода в промывочной жидкости приводит к его интенсивному выделению непосредственно на устье скважины, что чрезвычайно взрывоопасно и может привести к непредсказуемым последствиям. Для предупреждения подобных ситуаций необходимо обязательно регистрировать на выходе из скважины содержание водорода в газовоздушной смеси, извлекаемой из промывочной жидкости, или ставить автономные датчики анализа водорода непосредственно на устье скважины над выходящей из скважины ПЖ.

11.2.5. Нефтегазопроявления, вызванные выделением УВГ из ранее пройденных пластов.

Нефтегазопроявления, вызванные выделением газа из ранее пройденных пластов, наблюдаются обычно при $Р_{гд}$ на глубине вскрытого ранее нефтегазонасыщенного пласта меньше или равном $Р_{пл}$. При прекращении циркуляции, гидростатическое давление, ввиду снижения гидродинамической составляющей, будет меньше пластового (даже при $Р_{гд} = Р_{пл}$), что приведет к поступлению пластового флюида в скважину.

Повышение $Г_{сум}$ в данном случае будет наблюдаться раньше, после включения циркуляции ПЖ, времени отставания, т.е. времени движения промывочной жидкости от забоя до устья скважины. По времени появления аномалии $Г_{сум}$ можно рассчитать глубину залегания пласта [97].

Нефтегазопроявления, вызванные поступлением пластового флюида из ранее пробуренного пласта, представляют опасность при высоком пластовом давлении. При $Р_{гс} < Р_{пл}$ поступление газа из пласта будет постоянным во времени и особенно интенсивным при прекращенной циркуляции, т.е. во время простоя. Чем дольше время простоя, тем больше пластового флюида будет поступать в скважину. При регистрации $Г_{сум}$ будет наблюдаться резкое увеличение суммарного газосодержания во время выхода пластового газа из затрубного пространства и увеличения $Г_{сум}$ во время выхода пластового газа из внутритрубного пространства.

Интенсивность проявления будет зависеть от следующих параметров:

– величины превышения пластового давления над гидростатическим давлением столба ПЖ над пластом;
– типа пластового флюида;
– фильтрационно-ёмкостных свойств пласта-коллектора;
– расхода промывочной жидкости;
– реологических свойств ПЖ.

Обязательным условием для выявления поступления газа из ранее пробуренных пластов является регистрация $Г_{сум}$ сразу же после включения циркуляции ПЖ и проведение комплексного газового каротажа.

11.2.6. Водорапопроявления.

Водорапопроявление связано с поступлением в процессе строительства скважины подземных вод и солевых растворов (рапы) в ствол скважины. Вода в горных породах может находится в порах, трещинах, кавернах и карстовых полостях.

В порах вода находится в песках и песчаниках, песчано-глинистых отложениях и глинах. Водопроявления, связанные с этим типом подземных вод, обычно незначительны и не представляют опасности. Вода с газом, находящиеся в закрытых порах глин с аномально высокими поровыми давлениями, также не опасны с точки зрения интенсивности водопроявления и представляют опасность по причине роста обвальной породы и зашламления ствола скважины. Наибольшую опасность представляют природные воды, находящиеся в трещинах, кавернах и карстовых полостях, особенно при высоких пластовых давлениях.

В пластовых водах в больших количествах содержатся различные соли и газы.

По составу растворенных солей различают гидрокарбонатные воды (анионы HCO_3), сульфатные (анионы SO_4), хлоридные (анионы Cl) и сложного состава (сульфатно-хлоридные, хлоридно-гидрокарбонатные и т.д.). По содержанию солей подземные воды подразделяются на следующие типы:

– пресные (концентрация солей до 1 г/л);
– слабоминерализованные, (концентрация солей 35-50 г/л);
– сильноминерализованные (концентрация солей более-50 г/л);
– крепкие рассолы (> 400 г/л).

Подземные воды содержат в своем составе свыше 60 различных элементов (K, Na, Ca, Mg, Cl, Fe и др.)

Как правило, подземные воды насыщены различными газами (CH_4, CO_2, N_2, O_2, He, H_2S, и др.).

Газонасыщенность пластовых вод изменяется в широких пределах от 0,2 $см^3$/л до 100 $см^3$/л и более. Содержание углеводородных газов в пластовых водах возрастает по мере приближения к нефтегазонасыщенным пластам. В зонах влияния нефтегазовых залежей содержание УВГ в пластовых водах нередко составляет 50-100 $см^3$/л. Наличие большого количества сероводорода в подземных водах характерно для районов Прикаспия, Северного Кавказа и Урала. Наличие H_2S в подземных водах при попадании их в промывочную жидкость приводит к интенсивной коррозии стальных труб, а при поступлении сероводорода из ПЖ в атмосферу представляет смертельную опасность для работающих на буровой людей.

Основные признаки водопроявлений были подробно описаны выше. Необходимо лишь добавить, что при контроле водопроявлений особое внимание должно обращаться на изменение удельного электрического сопротивления ПЖ на выходе из скважины и объёма промывочной жидкости в приёмных ёмкостях.

Рапопроявления являются одним из тяжёлых видов осложнений, связанных с разбуриванием соленосных толщ. Рапопроявления характеризуются изливом природных солевых рассолов в широком диапазоне дебитов.

Обычно, зоны рапопроявлений имеют высокое пластовое давление, достигающее градиентов пластовых давлений до 0,02 МПа/м и более. Рапопроявления характерны при вскрытии соленосных отложений в Прикаспии, Среднем и Нижнем Поволжье, Оренбургской области, ряде районов Восточной Сибири.

Основными причинами деформации калийно-магниевых солей и солей галита являются [92]:

- горное давление, горизонтальная составляющая которого (боковое давление) значительно превышает вертикальную нагрузку;
- низкая температура плавления;
- малое сопротивление сдвигу ввиду их недостаточной плотности (бишофит, карналлит);
- длительный простой скважины.

Критерием устойчивости соленосных толщ к рапопроявлениям считается температура.

Зависимость растворимости солей от температуры приведена в таблице 11.6 [92]/

Таблица 11.6

Зависимость растворимости солей от температуры

Наименование соли	Температура, °С						
	0	20	40	60	80	100	150
	Растворимость, г/100л воды						
Галит	35,7	35,9	36,4	37,2	38,1	39,1	42,4
Карналлит	-	64,5	-	-	-	-	-
Сильвин	28,0	34,4	40,3	45,8	51,3	56,0	68,0
Эпсомит	107,0	-	-	-	215,0	-	
Бишофит	-	306	-	-	-	880	-

Из таблицы видно, что температура значительно влияет на растворимость солей, а так как температура с глубиной скважины возрастает, возрастает и опасность рапопроявлений.

В связи с интенсивным освоением нефтегазоносных районов Восточной Сибири, рапопроявления стали одним из основных видов осложнений в процессе бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. На рис. 11.10. показан аварийный фонтан рапы на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ). [93]



Рис. 11.10. Аварийный фонтан рапы на Ковыктинском ГКМ, Иркутская область. Дебит 5300м^3/сут, высота около 45 м. Фото Вахромеева А.Г.

Средняя глубина скважин на Ковыктинском ГКМ составляет 3,4 - 3,6 км. Рапопроявляющие зоны встречаются обычно в средней галогенно-карбонатной толще разреза на глубине 1,6-2,2 км.

Для предупреждения рапопроявлений чаще всего применяют сверхтяжелые промывочные жидкости с удельным весом до 2,5 кг/м^3.

Так как рапопроявления связаны обычно с зонами аномально высоких пластовых давлений, главной задачей службы ГТИ является правильное прогнозирование границ АВПД и определение величины пластового давления.

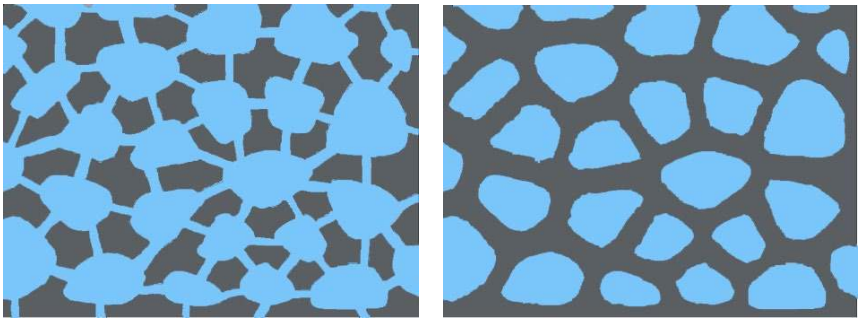
Основными признаками рапопроявления являются следующие:

- рост давления ПЖ на стояке манифольда;
- увеличение объёма ПЖ в приёмных ёмкостях;
- рост механической скорости прохода;
- резкое снижение УЭС промывочной жидкости на выходе из скважины.

11.2.7. Нефтегазоводопроявления в зонах аномально высоких поровых и пластовых давлений.

Аномально высокими поровыми и пластовыми давлениями считаются пластовое или поровое давление, превышающее гиростатическое на глубине вскрытия пласта в 1,2 и более раза.

Аномально высокие поровые и пластовые давления резко отличаются друг от друга по формам взаимодействия пустотного пространства в горных породах. Аномально высокие поровые давления (АВПоД) характеризуются наличием в горных породах (чаще всего глина) большого количества закрытых пор, не сообщающихся между собой, в которых пластовый флюид (газ, нефть, вода) находятся под аномально высоким давлением. (рис.11.11.б). Аномально высокие пластовые давления (АВПД) характеризуются наличием в горной породе пор, сообщающихся между собой, а также трещинами, кавернами и карстовыми полостями (рис. 11.11.а).



а б

Рис. 11. 11. а – пласт с АВПД, б – Пласт АВПоД.

Вскрытие зон АВПоД не приводит к значительным НГВП, но приводит к образованию в стволе скважины больших каверн и образованию большого количества бурового шлама, обусловленного добавлением шлама обвальной породы. Это может привести к зашламлению призабойной зоны скважины и возникновению аварийной ситуации.

Вскрытие зон АВПД часто приводит к значительным НГВП вплоть до выбросов пластового флюида из скважины. При этом, чем пластовое давление выше забойного, тем больше вероятность проявления, вплоть до выброса. Признаками вскрытия пласта с АВПД являются:

- увеличение потока (расхода) ПЖ на выходе из скважины;
- увеличение уровня (объёма) ПЖ в приёмной ёмкости;

– увеличение газосодержания в ГВС и газонасыщенности проб ПЖ;
– увеличение доли легких углеводородов в газовой смеси;
– уменьшение плотности ПЖ на выходе из скважины;
– резкое возрастание открытой пористости горных пород по шламу и керну.

Признаками вскрытия пласта с АВПоД являются:
– рост механической скорости проходки;
– увеличение газосодержания в ПЖ и газонасыщенности проб ПЖ;
– увеличение доли тяжелых углеводородов в газовой смеси;
– резкое возрастание закрытой пористости и уменьшение плотности пород;
– увеличение доли обвальной породы в пробах шлама.

Подробно о причинах появления зон АВПоД и АВПД, прогнозировании роста давления будет изложено ниже.

11.3. Предупреждение и диагностика осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

Неустойчивость ствола скважины может быть обусловлена геологическими, физико-химическими и технологическими причинами.

К геологическим причинам, влияющим на устойчивость ствола скважины, относятся: [90]
– пластовое давление;
– физико-механические свойства горных пород разреза;
– тектонические нарушения;
– литолого-фациальные особенности горных пород разреза;
– условия залегания горных пород.

К физико-химическим факторам неустойчивости ствола скважины относят: [90]
– осмотический влагоперенос;
– капиллярный влагоперенос;
– поверхностная гидротация горных пород.

К технологическим факторам относятся:

- нарушения технологии промывки скважины;
- плохая очистка промывочной жидкости от бурового шлама;
- нарушения рекомендуемого режима СПО;
- неправильный выбор типа и параметров ПЖ;
- неправильный выбор способа и режима бурения;
- большая продолжительность пребывания неустойчивых горных пород в открытом стволе;
- неудачная компоновка низа бурильной колонны;
- искривление ствола скважины.

Геологические факторы – природное явление, воздействие которых на нарушение устойчивости ствола скважины невозможно изменить, но можно управлять их физико-химическими и технологическими процессами.

Основными действенными мерами по сохранению устойчивости ствола скважины являются:

- правильный выбор конструкции скважины;
- правильный выбор типа промывочной жидкости;
- правильный выбор способа и режима бурения, долот, бурильного инструмента;
- ограничение скорости спуска и подъема бурильного инструмента;
- минимизация времени простоя скважины;
- постоянный геолого-технический контроль за проводкой скважины;
- периодический геофизический контроль за состоянием ствола скважины (кавернометрия, профилеметрия, наклонометрия, видеотелеметрия).

Основным параметром, влияющим на устойчивость стенок скважины, является плотность промывочной жидкости, за изменением которой необходим постоянный контроль.

Плотность промывочной жидкости должна соответствовать уравнению: [90]

$$P_{min} \leq \rho q \cdot H < P_{гр} \quad (11.25)$$

где: P_{min} – минимальное давление в скважине, которое гарантирует устойчивость разбуриваемых горных пород;
ρ – плотность промывочной жидкости;
H – глубина скважины;
$P_{гр}$ – давление гидроразрыва горных пород.

Минимальное давление P_{min} определяется по формуле:

$$P_{min} = \frac{\mu}{1-\mu} \cdot P_{гор} \quad (11.26)$$

где: μ- коэффициент Пуассона (0,1-0,5);
$P_{гор}$ – горное давление.

Плотность промывочной жидкости определяется по формуле:[90]

$$\rho = \frac{Q \cdot P_{пл}}{q \cdot H} \quad (11.27)$$

где: Q – коэффициент безопасности (Q = 1,05 при глубине скважины более 1200м);
$P_{пл}$ – пластовое давление.

Согласно правилам безопасности [91], плотность ПЖ выбирается так, чтобы столб промывочной жидкости создавал давление на забой скважины с превышением прогнозируемого пластового давления на 10% для скважин глубиной до 1200м и 5% для скважин глубиной более 1200м.

В интервалах, сложенных аргиллитами, глинами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав ПЖ устанавливаются, исходя из необходимости обеспечения устойчивости ствола скважины [91].

Виды нарушений устойчивости ствола скважины и их негативные последствия приведены в таблице 11.7. [90].

Таблица 11.7

Виды нарушений устойчивости стенки скважины [90]

Виды нарушений	**Вскрываемые породы и характер процессов**	**Последствия**
Вскрытие естественных и образование новых трещин	Горные породы с естественной трещиноватостью и любые породы при критических давлениях в скважине	Поглощение, осыпи и обвалы стенок скважины
Образование каверн	Рыхлые, слабосвязанные горные породы, подвергшиеся эрозионному воздействию (размыву) и осыпанию в условиях контакта с буровым раствором и ударов бурильной колонны при вращении и проведении СПО	Образование застойных зон в кавернах, потеря ствола скважины, некачественное цементирование
Сужение ствола скважины	Пластичные глины, ползучесть которых увеличивается при взаимодействии с фильтратом бурового раствора	Уменьшение диаметра ствола, посадки, затяжки, заклинки колонн, обвалы и разрушение горных пород
Породопроявление	Высокопластичные глинистые породы под высоким давление тектонического происхождения, соли	Выдавливание бурильной колонны из скважины поднимающейся вверх по стволу породной пробкой, рапопроявления
Осыпание горных пород	Малосвязанные, слоистые породы, разрушающиеся и выпадающие в скважину под воздействием бурового раствора, колебания давления и температуры, флюидопроявления, поглощения, воздействие бурильной колонны на стенки скважины при вращении и выполнении СПО	Прихваты бурильных и обсадных колонн, геофизических приборов, недоходы бурильного инструмента до забоя, рост каверн, сальникообразование
Обваливание горных пород	Рыхлые и перемятые горные породы, в особенности с крутым углом залегания, при глубоком проникновении фильтрата или высокой начальной водонасыщенности	Прихваты колонн и геофизических приборов, недоходы инструмента до забоя, рост каверн, потеря ствола и циркуляции

Виды нарушений	Вскрываемые породы и характер процессов	Последствия
Обрушение горных пород	Любые горные породы, за исключением высокопрочных; крутые углы падения пластов (до 75-90°); тектонические нарушения; флюидопроявления; перед вскрытием пластов с АВПД	Прихваты колонн, недоходы бурильного инструмента до забоя, рост каверн, сальникообразование, забуривание нового ствола

Как видно из приведенной таблицы, на устойчивость стенок влияют различные виды нарушений, каждое из которых приводит к различного рода осложнениям и авариям.

Основными признаками нарушения устойчивости скважины являются:

- появление в промывочной жидкости на выходе из скважины большого объёма обвальной породы в пробах бурового шлама (до 80-90%);
- резкое повышение или скачки давления ПЖ на входе в скважину;
- затяжки, посадки, заклинки бурильного инструмента при наращивании и СПО;
- водо и рапопроявления;
- увеличение крутящего момента на роторе (при роторном бурении).

Основная опасность нарушения стенок скважины происходит при разбуривании глинистых пород (глины, аргиллиты, глинистые сланцы), особенно в зонах аномально высоких поровых давлений, когда происходит образование каверн и зашламление призабойной зоны. В этом случае зашламление приводит к появлению затяжек при отрыве долота из забоя и посадок при постановке на забой. Этот процесс может усугубиться при недостаточном расходе промывочной жидкости и низкой ее плотности. Зашламление забоя приводит к уменьшения скорости проходки. Максимально допустимая концентрация бурового шлама в промывочной жидкости (С) в зависимости от механической скорости ($U_{мех}$) приведена в таблице 11.8.

Таблица 11.8.

Допустимая концентрация шлама в ПЖ в зависимости $U_{мех}$

$U_{мех}$, м/с	1	3	5	10	15	20	30	40	50
С, %	0,15	0,6	0,8	1,2	1,4	1,6	1,8	2,2	2,4

Для определения С на выходе из скважины отбирается 1л промывочной жидкости вместе с буровым шламом. Определяется объём бурового шлама и ПЖ. По соотношению объёмов шлама и промывочной жидкости рассчитывается концентрация шлама в ПЖ.

С достаточной степенью точности в процессе бурения по анализам проб бурового шлама можно установить интервал обваливания стенок скважины с учетом времени подъёма шлама с обвальной породой до места отбора проб на поверхности.

Глубина залегания неустойчивого интервала ($h_н$) будет

$$h_н = t(U_{к.п.} - U_{с.шл.}) \qquad (11.28.)$$

где t – время, которое прошло от начала появления положительной аномалии на кривой механической скорости до момента отбора проб шлама.

Значения $U_{к.п.}$ и $U_{с.шл.}$ рассчитываются по формулам 2.2. и 2.3.

Признаками вскрытия интервала неустойчивых горных пород по результатам анализа бурового шлама являются:

– резкое увеличение доли обвальной породы;

– появление большого количества частиц шлама плоской и остроугольной формы;

– резкое изменение литологического и минералогического состава пород;

– увеличение закрытой пористости пород (при вскрытии глин с АВПоД).

Весьма частым явлением при низкой устойчивости ствола скважины, особенно при вскрытии соленосных отложений и глин, являются прихваты бурильного инструмента.

Прихват бурильной колонны сальником происходит обычно в местах перехода от большего диаметра труб к меньшему, вследствие чего изменяется скорость движения ПЖ в кольцевом пространстве. Уменьшение скорости движения ПЖ способствует концентрации в месте перехода частиц бурового шлама, что может привести к

образованию толстой корки на стенках скважины вследствие прилипания шлама.

Сальник может образоваться при проведении СПО, когда со стенок скважины сдирается глинистая корка, которая падает на забой. При восстановлении циркуляции она поднимается до места сужения ствола скважины, увеличения диаметра замков инструмента и др., где уплотняется за счет перепада давления и образует сальник.

На рис. 11.12 Приведен пример затяжки до 20т при отрыве от забоя.

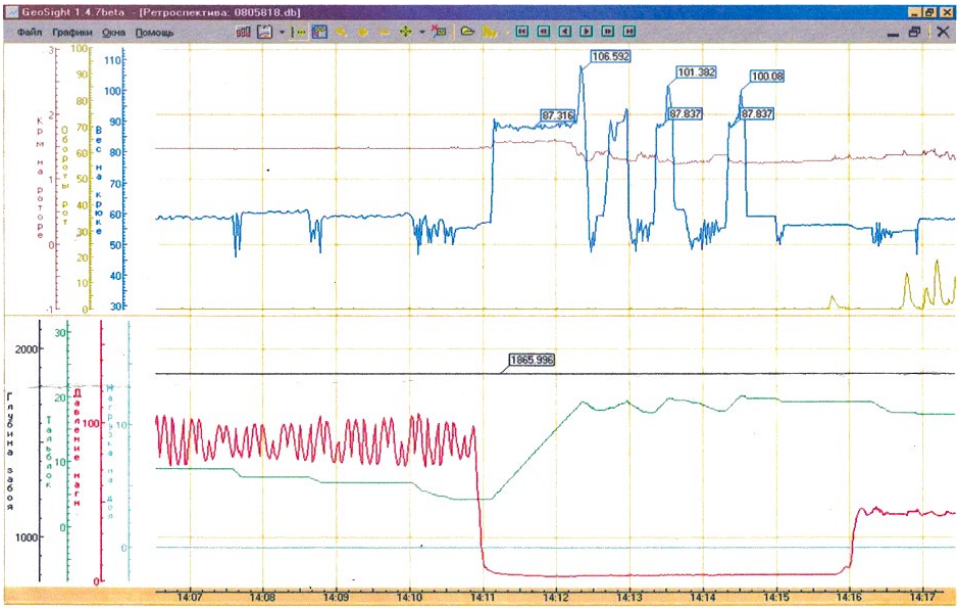


Рис. 11.12. Затяжка инструмента при отрыве от забоя.

Большую угрозу заклинивания бурильного инструмента представляют желоба. Желоба образуются обычно на искривлённых участках ствола скважины при проработках, наращивании бурильного инструмента и СПО.

При разбуривании перемежающихся пластов или пропластков с резко меняющейся твердостью горных пород происходит образование уступов и козырьков.

Козырьки могут образоваться при вскрытии соленосной толщи с пропластками твердых аргиллитов, ангидритов и др. Образование

козырьков создает угрозу прихвата бурильного инструмента или обрушения породы на забой скважины.

Уступы образуются при изменении диаметра скважины, когда происходит смена долота с большего диаметра на меньший, или при забурке нового ствола.

Обвал горной породы, обрушение стенок скважины могут привести к образованию пробок.

Основными признаками неустойчивости ствола скважины по данным ГТИ являются:

- рост давления ПЖ на стояке манифольда;
- снижение механической скорости проходки;
- увеличение плотности ПЖ на выходе;
- увеличение крутящего момента на роторе (при роторном бурении);
- рост обвальной породы в пробах бурового шлама.

При наращивании или подъёме бурильного инструмента наблюдается резкий рост нагрузки на крюке, что связано обычно с затяжками инструмента.

12. Предупреждение и диагностика аварий в процессе строительства скважин.

В процессе строительства скважин часто возникают аварии, связанные с различными причинами:

- прихваты, связанные с неустойчивостью ствола скважины;
- аварии с бурильным инструментом и долотом;
- аварии с буровым оборудованием;
- аварии, связанные с падением посторонних предметов в скважину;
- обрыв геофизических приборов в скважине;
- аварии с обсадными колоннами.

Аварии с бурильным инструментом могут быть связаны с обрывом бурильной колонны, её смятием, промывом и т.д.

Аварии с бурильным инструментом происходят из-за его обрыва, смятия, отворота вследствие скручивания и снятия труб. Чаще всего обрыв труб происходит при подъёме бурильного инструмента, когда напряжение при растяжении превышает предел прочности материала трубы или вследствие высокой степени изношенности труб.

Главным признаком обрыва труб по данным ГТИ является резкое снижение веса бурильной колонны на крюке.

Нередко аварии происходят из-за промыва бурильной колонны. Чаше всего промыв инструмента возникает в резьбовых соединениях, связанный с постепенным размывом резьбового соединения вследствие усталостного разрушения металла, абразивного воздействия промывочной жидкости, вибрации и трещин инструмента и т.д.

При промыве, характеризующемся медленным образованием мест промыва, наблюдается постепенное снижение давления ПЖ на стояке манифольда при неизменном расходе промывочной жидкости. В связи со снижением расхода ПЖ через забой скважины, ухудшается вынос бурового шлама и происходит зашламление забоя. Механическая скорость проходки падает. При роторном бурении резко возрастает крутящий момент. Уменьшается объём выносимого на поверхность бурового шлама. Температура ПЖ на выходе из скважины снижается. Все эти изменения являются для оператора станции ГТИ предупреждением о возникновении аварийной ситуации. Чем резче

проявляются изменения, перечисленных выше параметров, тем более вероятен помыв бурильной колонны в верхней её части.

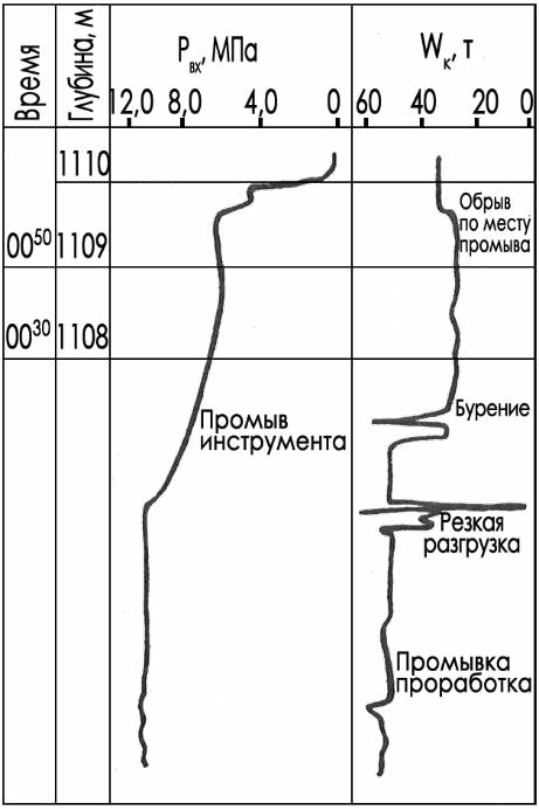


Рис. 12.1. Помыв бурильной колонны.[11]

Главным признаком промыва бурильной колонны является резкое или постепенное (в зависимости от отверстия промыва) снижение давления ПЖ на входе в скважину.

На рис. 12.1. показан промыв бурильной колонны в процессе проработки ствола скважины [11].

Резкая разгрузка инструмента на забой скважины скорее всего привела к образованию промыва бурильной колонны, о чем свидетельствует падение давления в нагнетательной линии.

Игнорируя предупреждения оператора-технолога станции ГТИ о возникновении предаварийной ситуации, после проработки ствола скважины было начато бурение. Механическая скорость проходки была значительно ниже обычной и было принято решение о подъёме

бурильного инструмента. После его подъёма обнаружился промыв труб на месте резьбового соединения.

Аварии с буровыми долотами обусловлены:

- поломками;
- заклиниванием;
- отвинчиванием.

Поломки долот могут быть вызваны целым рядом причин:

- бурение с нагрузками, превышающими допустимые нормы;
- разбуривание твердых и абразивных пород долотами, не предназначенными для данного типа горных пород;
- резкие удары долота о забой;
- заводской брак при изготовлении;
- длительное нахождение долота на забое, превышающее установленные нормы времени для данного типа долот;
- заклинивание долот;
- бурение с находящимся на забое скважины металлом.

В результате аварий с долотами, на забое могут быть оставлены зубья, твердосплавные и алмазные компоненты, подшипники опор качения, шарошки и др.

Основными признаками аварий с долотами являются:

- снижение механической скорости бурения;
- снижение давления ПЖ на манифольде;
- резкие скачкообразные изменения крутящего момента на роторе (при роторном бурении).

При появлении перечисленных выше признаков, оператор-технолог станции ГТИ ставит в известность об этом бурового мастери и супервайзера.

Пример разрушения и выпадения насадок долота в процессе бурения приведен на рис. 12.2. Процесс разрушения насадок характеризуется резким падением давления и снижением механической скорости бурения. Давление ПЖ на стояке манифольда упало с 14 МПа до 6 МПа и механическая скорость снизилась более чем в 2 раза. Оператор-технолог станции ГТИ выдал предупреждение о возникновении опасной ситуации. Был проведен подъём инструмента и было зафиксировано выпадение насадок долота.

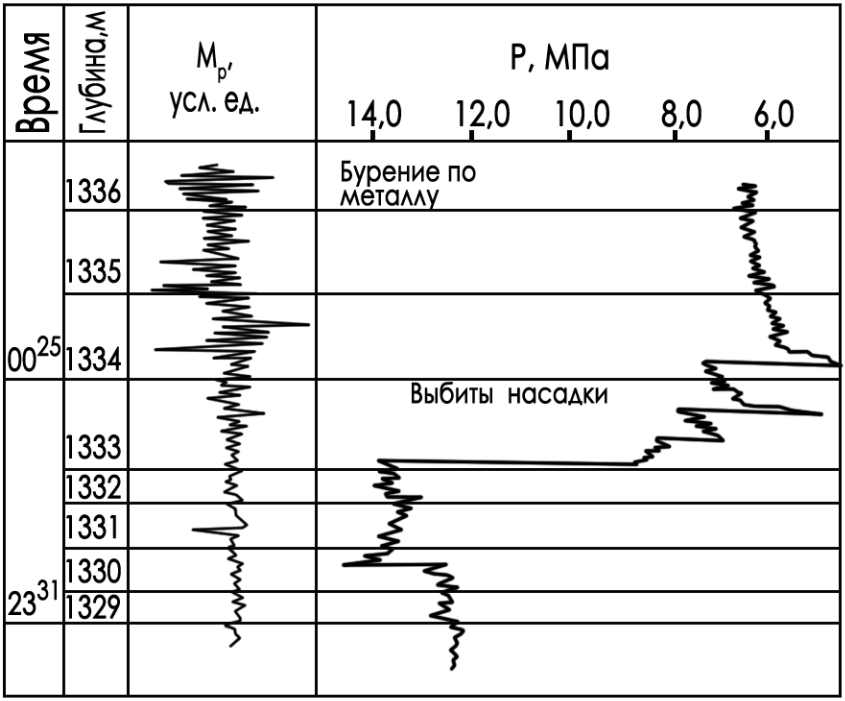


Рис. 12.2. Разрушение и выпадение насадок долота [11].

Наиболее частыми причинами аварий с буровым оборудованием являются неисправности буровых насосов.

Основными причинами аварий с буровыми насосами являются:

- промыв поршня бурового насоса;
- размыв и разрушение клапана;
- негерметичность всасывающей линии.

Все перечисленные выше причины приводят к снижению расхода ПЖ со всеми вытекающими из этого последствиями: падению давления ПЖ на входе скважины, снижению механической скорости проходки из-за зашламления забоя, увеличению крутящего момента на роторе (при роторном бурении).

Для проверки возможного промыва поршня или клапана бурового насоса необходимо переключиться на работу со вторым или резервным насосом. Восстановление нормального расхода ПЖ подтвердит правильность вывода о неисправности первого насоса. Снижение расхода ПЖ при переключении на другой насос будет указывать на негерметичность всасывающей линии.

На рис. 12.3. приведен характер изменения параметров контроля процесса бурения при промыве поршня бурового насоса.

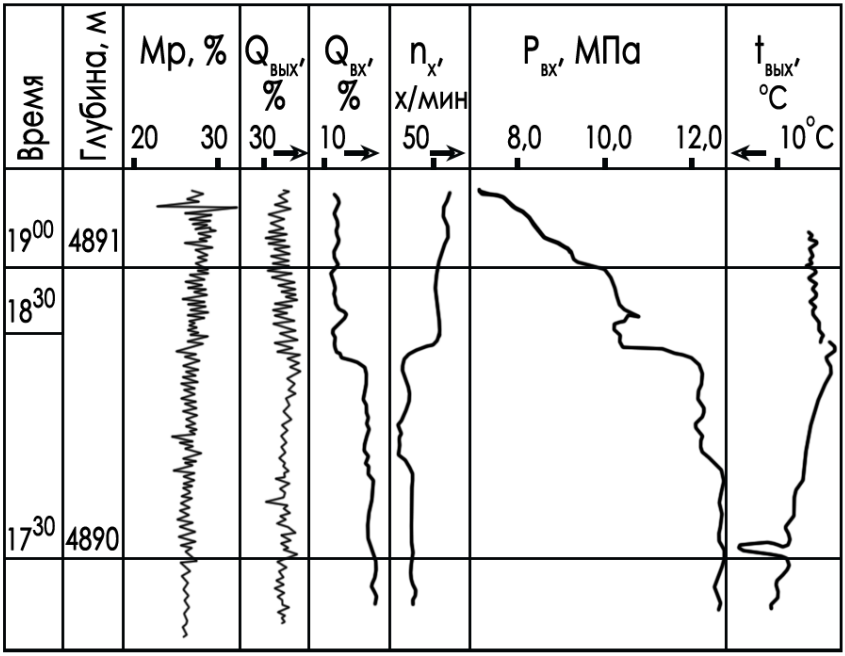


Рис. 12.3. Промыв поршня бурового насоса. [11].

Начало промыва отмечается резким падением давления ПЖ в нагнетательной линии и расхода, число ходов насоса при этом не снижается, а даже возрастает за счет падения нагрузки на двигатель насоса.

Давление ПЖ начинает постепенно снижаться, что свидетельствует о прогрессирующем промыве поршня насоса.

При турбинном бурении и бурении забойными двигателями также бывают случаи их поломки.

К основным видам аварий с забойными двигателями относятся:

- поломка корпуса и вала;
- отрыв забойного двигателя;
- заклинивание.

Причинами таких аварий являются: приложение чрезмерных нагрузок, превышающих допустимые нормы, недостаточное

крепление отдельных элементов в процессе сборки, наличие металла на забое скважины и т.д.

Характерными признаками таких аварий являются прекращение процесса углубления скважины и падение давления ПЖ на стояке манифольда.

Нередко аварии возникают с падением в скважину посторонних предметов, роторных клиньев, вкладышей и отдельных частей ПКР и АКБ, ручных инструментов и других предметов. Основными причинами этого являются нарушения правил эксплуатации механизмов и применение неисправного оборудования.

Крупные предметы на забое скважины разрушают чаще всего забойными фрезами. Оператор-технолог в данной ситуации контролирует нагрузку на долото, обороты ротора и крутящий момент на роторе.

При проведении геофизических исследований могут произойти также различные виды аварий:

- обрыв геофизических приборов;
- обрыв кабеля;
- оставление различных источников и т.д.

Основными причинами таких аварий являются:

- неудовлетворительная подготовка скважины к проведению ГИС;
- чрезмерно высокая скорость подъёма приборов;
- большая степень изношенности кабеля;
- несоблюдение правил безопасности при проведении ГИС.

Оператор станции ГТИ перед проведением ГИС должен информировать работников геофизических партий (отряда) об особенностях геологического разреза данной площади, наличии зон проявлений и поглощений, наличии зон АВПД и АВПоД, параметрах промывочной жидкости и т.д.

Перед началом геофизических исследований обязательно должны проводиться проработка и промывка скважины, параметры промывочной жидкости должны соответствовать проектным по ГТН.

Аварии с обсадными колоннами сводятся в основном к следующим: прихват и смятие обсадных колонн, падение отдельных труб в скважину, разъединение труб обсадной колонны по резьбовым соединениям.

Основными причинами аварий являются:

- плохая подготовка скважины к спуску обсадной колонны;

- неисправность или поломка спуско-подъёмного механизма;
- наличие уступов в стволе скважины;
- недопустимо большая разгрузка колонны на забой скважины.

В обязанности операторов станции ГТИ входит контроль параметров промывочной жидкости, контроль веса на крюке, контроль объёма ПЖ, вытесняемой при спуске обсадной колонны, объёму металла спускаемых труб.

Перед спуском обсадной колонны обязательно проводится проработка и промывка скважины, а также комплекс геофизических исследований.

13. Классификация и диагностика прихватов бурильной колонны.

Прихват – это потеря подвижности колонны бурильных или обсадных труб и геофизических или скважинных приборов, которое не восстанавливается даже после приложения максимально допустимых нагрузок.

Прихваты являются наиболее частыми причинами аварий с бурильным инструментом. 60% прихватов происходят из-за образования шламовых пробок и 62% - во время СПО[93].

Причинами возникновения прихватов являются:

- прекращение циркуляции ПЖ на продолжительное время;
- оставление бурильного инструмента без движения;
- зашламление призабойной зоны ствола скважины вследствие осыпей, обвалов, разбуривания глин с аномально высокими поровыми давлениями;
- применение некачественной промывочной жидкости, содержащей большое количество песка и бурового шлама вследствие плохой очистки промывочной жидкости;
- поглощение промывочной жидкости;
- недостаточный расход промывочной жидкости;
- образование желобов и сальников в процессе бурения;
- большие углы падения пластов, особенно представленных глинистыми сланцами;
- литологический состав пород (мощные отложения глинистых или соленосных пород);
- высокая кавернозность и трещиноватость горных пород;
- резкие колебания давления в скважине.

Наибольший риск, 45-50% прихватов происходит во время промывки скважины, 2/3 случаев прихватов происходит в течение первых 2-х часов после смены вахты и во время перерывов в работе [93].

Большое число прихватов обусловлены зашламлением призабойной части ствола. Причинами этого могут быть:

- осыпи и обвалы горных пород при вскрытии неустойчивых горных пород;
- разбуривание глинистых отложений с АВПоД;
- вскрытие пород с высокой трещиноватостью;

– высокое гидродинамическое давление во время СПО;
– бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Очень часто зашламление призабойной части пласта происходит при вскрытии пластов аргиллитов и глин. При контакте с водой (гидратацией) глинистые частицы набухают, что уменьшает устойчивость ствола скважины, приводит к расширению породы и осыпанию её частиц на забой скважины. Интенсивное осыпание частиц породы на забой скважины приводит к образованию шламовой подушки.

Признаки образования шламовой подушки при различных буровых операциях приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1

Образование шламовой подушки.[90]

Буровые операции	Признаки образования шламовой подушки			
	Вес на крюке	Крутящий момент*	Давление на входе	Другие
Бурение	Увеличенный, неустойчивый	Увеличенный, неустойчивый	Повышенное , пульсация давления	Постепенное снижение механической скорости бурения
Наращивание	Затяжки		Пульсация перед началом циркуляции	Остаточное давление перед развинчиванием труб, перелив ПЖ
Подъем инструмента	Увеличенный, неустойчивый			Свабирование
Спуск инструмента	Посадка при спуске, затяжки			Начинает образовываться когда КНБК в стволе под углом 35° и выше
Проработка	Меняющийся, затяжки	Увеличенный, неустойчивый	Повышенное	Импульс давления при начале циркуляции, поршневание, возможно поглощение

**при роторном бурении.*

Также признаками зашламления будут:

- снижение выхода шлама;
- увеличение веса на крюке при подъёме инструмента;
- плохая передача нагрузки на долото;
- выход бурового шлама мелких фракций, вследствие его дополнительного перемалывания на забое скважины;
- появление в пробах бурового шлама большого количества обвальной породы (>50%).

Зашламление забоя скважины очень часто может происходить и при вскрытии глин с аномально высоким поровым давлением. В этом случае при их вскрытии происходит поступление в ствол скважины большого количества бурового шлама из образовывающихся каверн, вследствие превышения порового давления над гидростатическим. Признаки зашламления призабойной части ствола те же, что и при образовании шламовой подушки вследствие осыпаний и обвалов. Оператор-технолог станции ГТИ обязан при появлении первых признаков зашламления призабойной части ствола скважины поставить в известность об этом бурового мастера и супервайзера. Пример предупреждения прихвата инструмента показан на рис. 13.1.

Во время бурения одной из скважин на Астраханском ГКМ возникла прихватоопасная ситуация. Бурение шло с периодическим отрывом от забоя. Наблюдался рост давления ПЖ на стояке манифольда и небольшие скачки давления на фоне роста, что косвенно свидетельствовало о скоплении обвальной породы на забое скважины.

В 02:07 при отрыве бурильного инструмента от забоя на 5м и последующего перемещения тальблока наблюдаются затяжки и посадки инструмента до 16-20т. Продолжительная в течение 2ч. циркуляция с остановкой бурения и отбивка ротором привели к свободному ходу тальблока без затяжек и посадок. Произошло снижение давления до нормы и крутящего мента на роторе при прежней скорости его вращения. Таким образом, прихватоопасная ситуация была ликвидирована.

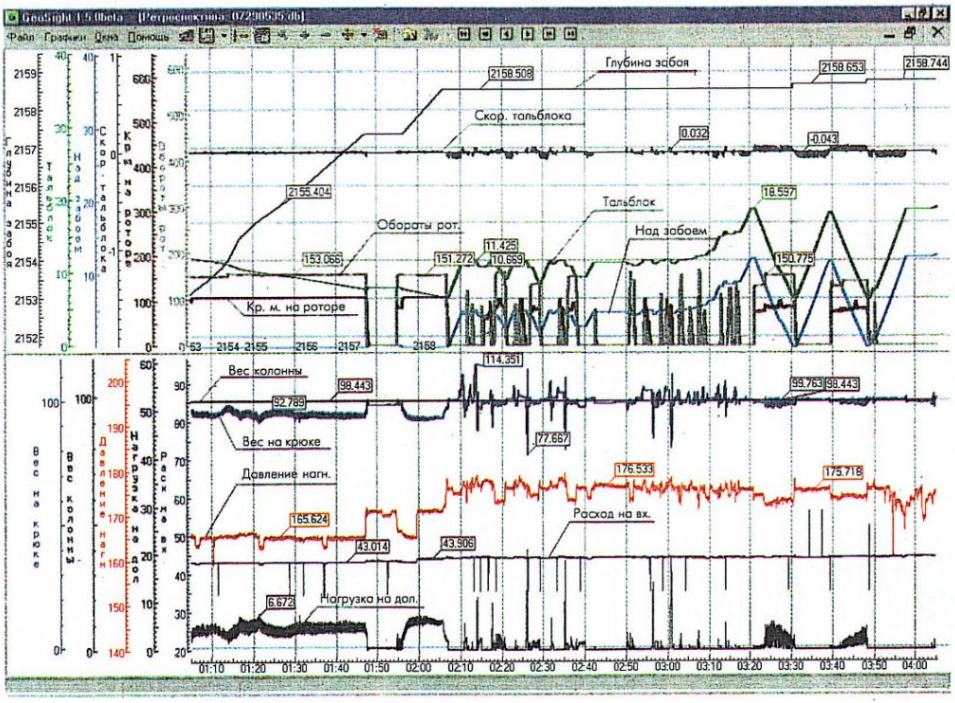


Рис. 13.1. Предупреждение прихвата инструмента [95].

Для избежания прихватов по этой причине необходимо:

- обеспечить оптимальный режим промывки, гарантирующий полный вынос из скважины бурового шлама;
- производить контроль выноса бурового шлама из скважины с учетом механической скорости проходки и расходом ПЖ;
- проводить подбор оптимальных реологических свойств ПЖ;
- выбирать оптимальную плотность промывочной жидкости.

Образование шламовой подушки может быть не только на забое скважины, но и в стволе скважины при наклонном и горизонтальном бурении. Вынос бурового шлама при бурении наклонных и горизонтальных скважин зависит в основном от режима движения потока ПЖ в затрубном пространстве. Эффективный выход шлама в данном случае зависит от целого ряда факторов: режима бурения и промывки, конфигурации ствола скважины и конструкции бурильной колонны, физико-химических свойств разбуриваемой породы, физико-химических свойств промывочной жидкости, эксцентричности колонны труб относительно ствола скважины.

На рис. 13.2 показан пример образования шламовой подушки вследствие недостаточного расхода промывочной жидкости [92].

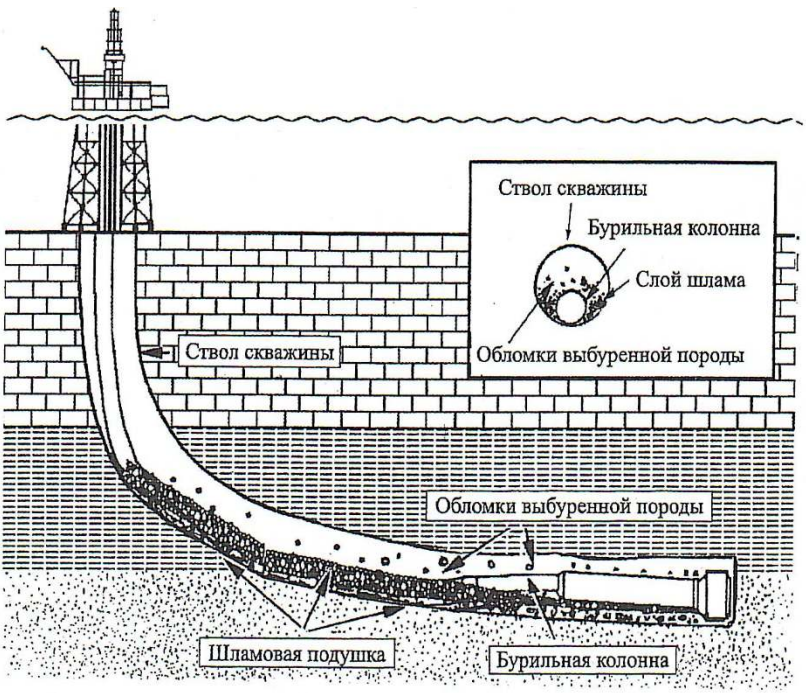


Рис. 13.2. Образование слоя шлама в наклонно-направленной скважине.

Как видно из рис. 13.2. большое влияние на образование шламовой подушки имеет эксцентричность расположения бурильного инструмента относительно ствола скважины. Бурильная труба лежит на нижней стороне кольцевого пространства, из-за чего зазор между бурильной трубой и стенкой скважины очень мал, из-за этого происходит ухудшение выноса шлама, который скапливается в узком пространстве, образую шламовую подушку.

Особую опасность вызывают прихваты при вскрытии пластов с аномально высоким поровым давлением (АВПоД). Основными признаками вскрытия глинистых отложений с АВПоД являются следующие:

- рост механической скорости проходки;
- рост газосодержания в ПЖ;

– увеличение доли тяжелых углеводородов в извлекаемой газовоздушной смеси;
– резкое изменение литологического состава пород;
– резкое снижение плотности пород;
– увеличение выхода бурового шлама;
– изменение размера и формы частиц шлама;
– рост давления на входе в скважину.

Верхняя граница интервала зоны АВПоД определяется по возрастанию механической скорости бурения и привязке выходящего шлама с низкой плотностью к глубине с учетом времени отставания и седиментации частиц шлама в ПЖ (см раздел 2.1.).

Прихваты могут быть вызваны и присутствием в разрезе химически активных пород. К ним относятся глинистые сланцы, подверженные реакции гидратации. Глинистые сланцы абсорбируют воду, набухают и выпучиваются в стволе скважины. Часто это происходит при недостаточно ингибированной промывочной жидкости [93].

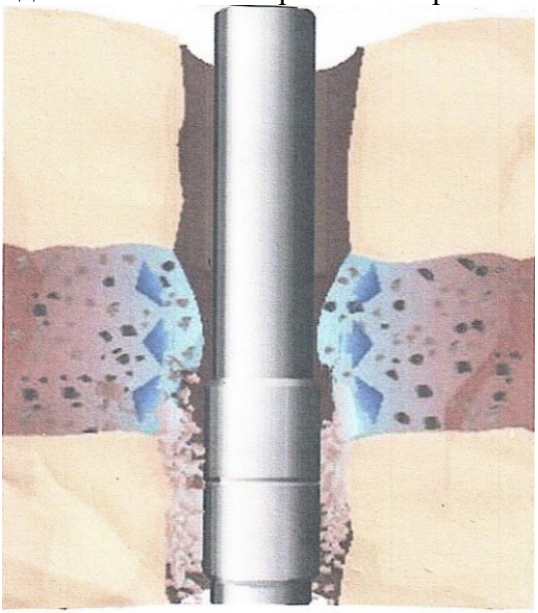


Рис. 13.3. Прихват инструмента в пласте с высокой реакционной способностью.

На рис. 13.3. показан пример прихвата инструмента в пласте с высокой реакционной способностью.

К прихватам может привести разбуривание пластов соли, имеющих пластичный характер. При бурении происходит разгрузка тектонического напряжения, что приводит к выпучиванию солей в ствол скважины. Вскрытие разреза с пластами соли при использовании промывочной жидкости на нефтяной основе может привести к сужению ствола скважины под воздействием горного давления [92].

В абразивных породах режущие кромки бурильных долот тупятся, стачиваются, что приводит к снижению диаметра ствола скважины. После СПО и спуска нового долота может произойти заклинка инструмента.

Прихват бурильного инструмента может произойти под действием дифференциального давления, когда часть бурильной колонны погружается в глиняную корку, образующуюся на стенке проницаемого пласта. Это происходит, если гидростатическое давление ($Р_{бур.р\text{-}ра}$) превышает пластовое ($Р_{пл.}$).

Прихват под действием дифференциального давления показан на рис. 13.4. [92].

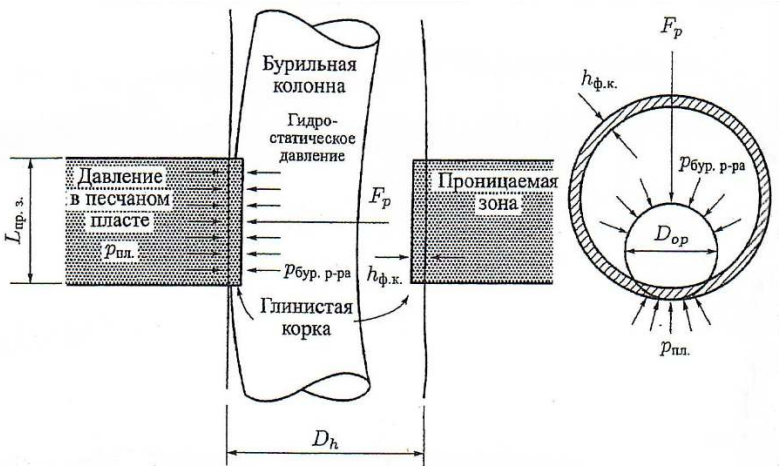


Рис. 13.4. Прихват под действием дифференциального давления.

Тянущее усилие $F_р$, необходимое для освобождения прихваченной трубы определяется функцией дифференциального давления ΔР, коэффициентом трения f к площади контакта $А_с$ с поверхностью глинистой корки, т.е.

$$F_р = f \cdot A_c \cdot \Delta P \qquad (13.1.)$$

Площадь контакта $А_с$ рассчитывается по формуле

$$А_с = 2L_{пр.з.}\left\{\left(\frac{D_h}{2} - h_{ф.к.}\right)^2 - \left(\frac{D_h}{2} - h_{ф.к} \cdot \frac{(D_h - h_{ф.к.})}{(D_h - D_{внеш.})}\right)^2\right\}^{0.5} \qquad (13.2.)$$

где: $L_{пр.з.}$ – длина проницаемой зоны,
D_h – диаметр ствола скважины,
$h_{ф.к.}$ – толщина глинистой корки,

$D_{внеш.}$ – наружный диаметр трубы.

Безразмерный коэффициент f в зависимости от типа промывочной жидкости может иметь следующие значения:

- промывочные жидкости на углеводородной основе - менее 0,04;
- для утяжеленных промывочных жидкостей на водной основе - до 0,35.

Дифференциальный прихват обычно возникает при отсутствии циркуляции ПЖ или бурильная колонна находится в скважине без движения. Прихват возможен при наличии в разрезе продуктивных пластов, представленных песчаниками и известняками с высокой проницаемостью пород.

Условиями возникновения дифференциального прихвата являются:

- большой перепад между гидростатическим и пластовым давлениями;
- большое содержание твердой фазы в ПЖ, в том числе выбуренного шлама;
- применение утяжеленных бурильных труб большого диаметра;
- высокая водоотдача ПЖ;
- длительное оставление бурильной колонны без движения, особенно в интервале залегания продуктивного пласта.

Для предотвращения дифференциального прихвата необходимо:

- поддерживать минимальное дифференциальное давление;
- поддерживать на минимальном уровне водоотдачу ПЖ;
- выбирать оптимальную рецептуру ПЖ и смазывающих добавок для снижения коэффициента трения;
- проводить максимально полную очистку промывочной жидкости от выбуренной породы;
- периодически проводить вращение бурильной колонны.

Основным признаком дифференциального прихвата для оператора-технолога станции ГТИ является возрастание веса инструмента на крюке при наращиваниях бурильного инструмента и рост крутящего момента при роторном бурении.

14. Аномально высокие поровые (АВПоД) и пластовые (АВПД) давления.

Аномально высоким давлением считается давление флюида в пласте, превышающее в 1,3 раза гидростатическое на заданной глубине при плотности раствора 1,05 г/см^3.

При высокой минерализации пластовой воды (>1,3 г/см^3) значение 1,3 может не соответствовать критерию аномальности ввиду высокой плотности раствора [99].

Основное условие существования пластов с АВПоД и АВПД – изолированность пласта.

Различают два вида аномально высоких давлений: поровое и пластовое.

Поровое давление – это давление флюидов в закрытых порах в условиях естественного залегания, которое возникает в емкостном пространстве непроницаемых пород, чаще всего глин. Величину порового давления невозможно измерить прямыми методами (ИПТ, ОПК), а можно измерить только косвенно методами ГИС, ГТИ.

Пластовое давление отличается от порового давления тем, что флюид в пласте находится в отрытых порах горных пород, в трещинах и кавернах, которые сообщаются между собой. Статическое пластовое давление - это давление в пласте до его вскрытия. Пластовое давление может изменяться в процессе эксплуатации, также в процессе различных тектонических процессов и изменения условий осадконакопления.

Поровое давление изменяется только очень продолжительное время, при глобальных тектонических процессах.

Изучение аномально высоких пластовых давлений началось в послевоенное время, когда в результате резкого роста разведочного и эксплуатационного бурения на месторождениях Азербайджана было реально установлено наличие в разрезах пластов с давлением, превышающим гидростатическое более чем в 1,5 раза.

Причины возникновения зон АВПоД и АВПД многофакторные и зависят от величины горного давления, тектонических процессов, различных процессов преобразования горных пород в течение длительного времени, термических процессов и т.д.

В таблице 14.1. представлены сведения о генезисе АВПД, приведенном в книге Ж.П. Муше и Д.М. Митчелла.

Таблица 14.1.

Генезис аномально-высокого пластового давления [100].

Происхождение	Характеристика	Обстановка осадконакопления
Горное давление	Основная причина существования аномально высокого пластового давления; приводит к развитию зон недоуплотнения; широко распространено географически; оказывает длительный эффект, связанный со скоростью седиментации	Молодые песчаноглинистые отложения: дельт, пассивных континентальных окраин, аккреционных тел, эвапоритов
Тепловое расширение воды	Хорошая изоляция коллектора; температура играет основную роль; может накладываться на эффект горного давления	Закрытая система с крутым профилем геотермического градиента; зоны вулканизма
Тектоника	Самые разнообразные условия из-за перераспределения масс и давлений флюидов	Разломы, складки, надвиги, диапиризм глин и солей, латеральное сдавливание
Крекинг органического вещества и углеводородов	Приводит к увеличению объема; развивается в недоуплотненных осадках или независимо; в значительной степени зависит от температуры	Осадки, обогащенные органикой
Диагенез глин	Причина второго порядка; может накладываться на эффект горного давления; геотермический градиент играет основную роль; проявляется при значительном содержании смектита в первоначальном составе отложений	Мощные глинистые толщи

Механизмы формирования пластов с АВПоД и АВПД очень сложны и разнообразны.

Наиболее часто аномально высокие давления встречаются в терригенных разрезах, представленных чередованием пластов глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников, реже в карбонатных

отложениях. Зоны с аномально высоким пластовым давлением могут быть и в соленосных отложениях, представленных рапой.

Зоны с АВПоД и АВПД встречаются в разновозрастных отложениях от неоген-палеогеновых до силурийских, а в ряде районов восточной Сибири и в отложения протерозоя.

Наиболее часто пласты с АВПоД и АВПД встречаются в зонах, приуроченных к активной геотектонической деятельности, где коэффициенты аномальности достигают до 1,8-2,1.

Александров Б.А. по коэффициенту аномальности $К_а$ выделяет шесть видов пластов с АВПоД и АВПД.

$К_а$<0,9 – аномально низкие,

$К_а$=0,9-1,0 – пониженные,

$К_а$=1,0-1,05 – нормальные,

$К_а$=1,05-1,3-повышенные,

$К_а$=1,3-2,0 – высокие,

$К_а$>2,0 – сверхвысокие.

Изменение пластового давления $Р_{пл}$, пористости горных пород $К_п$ и плотности S приведены на рисунке 14.1.

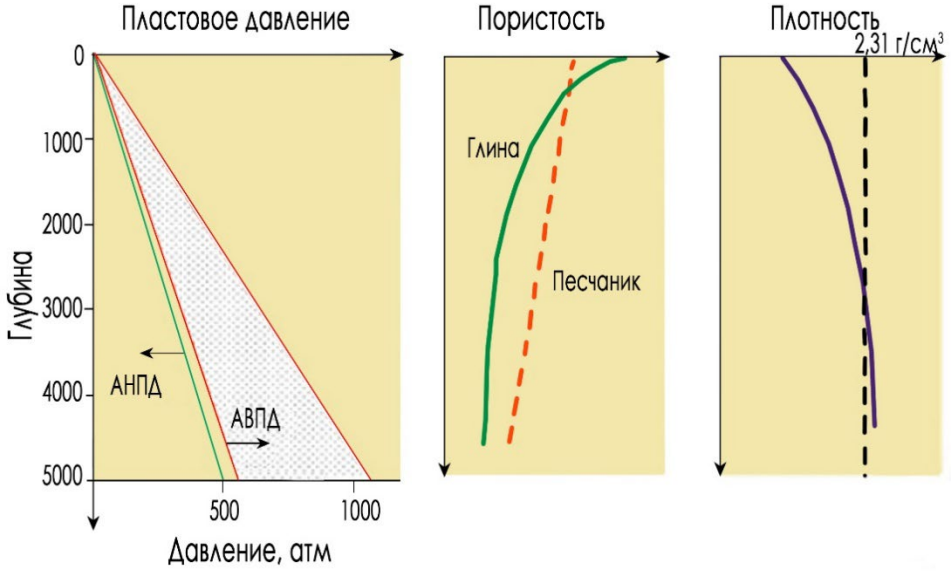


Рис. 14.1. Изменения пластового давления, пористости и плотности горных пород с глубиной [100].

Александров Б.Л. приводит графики изменения коэффициента пористости ($К_п$) и плотности (γ) горных пород для различных регионов России и также для республик Туркменистана и Азербайджана [101].

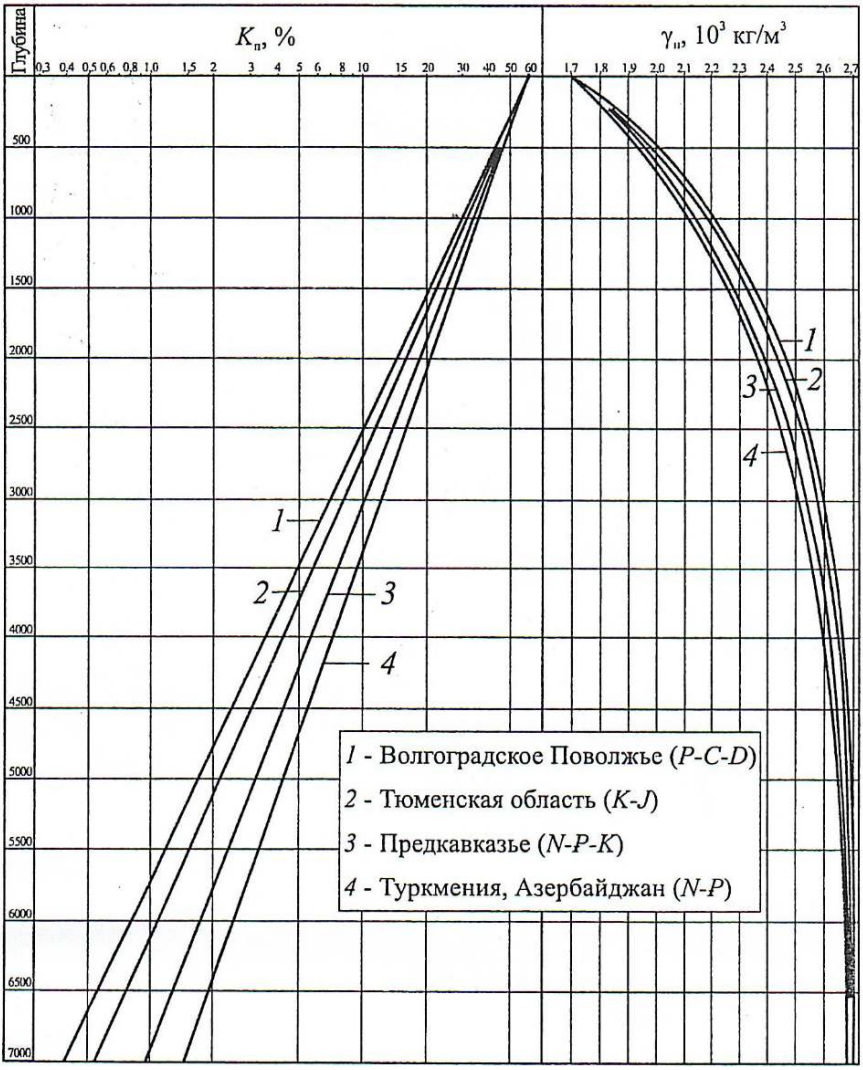


Рис. 14.2. Изменение $К_п$ и γ с глубиной [101].

Из приведенных графиков изменения плотности глин с глубиной, видно, что до глубин 2500-3000м уплотнение глин происходит быстро, а с глубины 3000м уже плотность глин остается практически

неизменной. Величина плотности глин с глубиной 3000 м в среднем составляет 2,31-2,32 г/см^3.

Линии нормального уплотнения (ЛНУ), как видно из рис. 14.2. несколько отличаются друг от друга для различных регионов. Положение ЛНУ уточняется для каждой скважины по механическому каротажу, плотности борового шлама и керна, ГИС и пр.

В общем виде линия нормального уплотнения описывается уравнением

$$d_n = a \cdot cgH + b,$$

где: a и b – коэффициенты линии нормального уплотнения (тренда) глин.

При разрывных нарушениях ЛНУ необходимо перенести на величину амплитуды смещения участка разреза.

Изучение аномально-высоких поровых и пластовых давлений крайне важно для безаварийной проводки скважин.

Аномально-высокие поровые давления в глинах приводят к нарушению устойчивости ствола скважины, образованию каверн и шламовой подушки на забое скважины, затяжкам и прихватам бурильного инструмента.

Аномально-высокие пластовые давления в продуктивных нефтегазовых пластах приводят к интенсивному поступлению в скважину пластового флюида, что может привести к внезапному выбросу нефти и газа, пожару, а иногда и к потере скважины.

Подобные осложнения и аварии могут быть обусловлены целым рядом причин, основными из которых являются:

- Неверный прогноз о наличии зон АВПоД и АВПД в разрезе;
- Неверный прогноз о градиентах давления в разрезе;
- Неправильных выбор конструкции скважины;
- Недостаточная плотность промывочной жидкости;
- Неисправность противовыбросового оборудования.

По степени убывания фонтаноопасности, с учетом совокупности физико-химических свойств и характерных признаков, пласты с АВПД расположены в следующей последовательности [93]:

- Природные газы;
- Газоконденсаты;
- Нефть;
- Газированные пластовые воды;
- Минерализованные воды и рапа.

Фонтаноопасность газов более высока по следующим причинам [93]:

- В газовых залежах более высокое пластовое давление;
- Более стремительное развитие газопроявлений (по сравнению с проявлениями жидких флюидов) во времени;
- Наличие миграции газа по стволу скважины после ее герметизации;
- Низкий порог возгораемости;
- Взрывоопасность;
- Токсичность;
- Летучесть (способность газов легко перемещаться в атмосфере);
- Повышенная растворимость в воде;
- Высокий дебит.

Выделение и оценка зон АВПоД и АВПД производится по данным ГИС, ГТИ и ИПТ.

На сегодняшний день основным источником информации о наличии зон АВПоД и АВПД в процессе бурения скважины является комплекс геолого-геохимических и технологических исследований.

В последнее время в связи с широким применением телеметрических систем в процессе бурения большое значение приобретают методы выделения зон АВПоД и АВПД по данным контроля процесса бурения (КПБ).

Прямыми методами определения аномально высоких пластовых давлений являются гидродинамические, и в первую очередь, испытания пластов трубными пластоиспытателями (ИПТ).

Выделение пластов аномально высокими поровыми давлениями производится с использованием методов ГИС: электрокаротажа, акустического (АК), нейтронного (НГК), радиоактивного (ГГК) и др.

Блок-схема оптимального комплекса для выделения зон АВПоД и АВПД в процессе бурения скважин показана на рисунке 14.2 [102]. В данной схеме предлагается комплексное использование геолого-геохимической, технологической, геофизической информации.

Наибольший интерес для работников службы ГТИ и буровых организаций представляют методы оперативного прогноза, выделение и оценка зон с аномально-высокими поровыми и пластовыми давлениями.

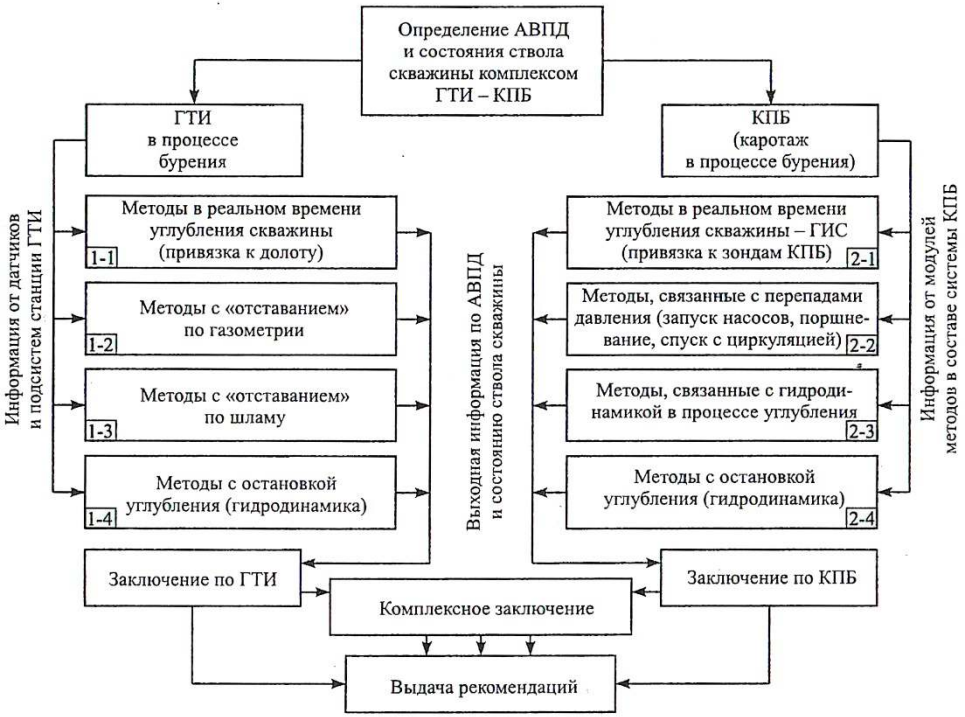


Рис. 14.2. Блок-схема комплексной технологии ГТИ-КПБ

14.1. Давление в скважине.

Наиболее полная классификация видов давления в скважине приводится в работе В.Г. Заливина и А.Г. Вахрамеева [93].

Давление в скважине играет главную роль в устойчивости ствола скважины, предупреждении нефтегазоводопроявлений и поглощении промывочной жидкости.

Различают следующие виды давлений:

- Гидростатическое;
- Горное;
- Пластовое и поровое;
- Давление гидроразрыва;
- Гидродинамическое;
- Давление страгивания;
- Дифференциальное давление;
- Давление начала поглощения;
- Забойное давление;

– Допустимое давление;
– Избыточное давление;
– Давление свабирования (поршневания);
– Градиент давления.

Гидростатическое давление определяется плотностью жидкости (ρ) и высотой столба жидкости Н, т.е.

$$P_{гс} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па} \quad (14.1)$$

где: g – ускорение свободного падения (9.81 м/сек^2)
ρ – плотность жидкости, кг/м^3;
Н− глубина скважины, м.

Гидростатическое давление в любой точке скважины определяется весом столба промывочной жидкости выше точки измерения. При проведении работ должен осуществляться постоянный контроль за плотностью ПЖ во избежание условий НГВП и поглощений.

Для предотвращения проявлений необходимо, чтобы плотность ПЖ создавала давление $P_{гс}$ больше пластового, т.е.

$$\rho = \frac{P_{гс} + \Delta P}{gH} \quad (14.2)$$

где: ΔР – необходимое превышение гидростатического давления над пластовым.

Необходимо отметить, что плотность ПЖ зависит от температуры, давления и газосодержания.

Горное давление – это давление, создаваемое весом вышележащих горных пород, и определяется формулой:

$$P_{гор} = 0{,}01\rho_{гп} \cdot H, \text{ Мпа} \quad (14.3)$$

где: Н – глубина скважины, м
$\rho_{гп}$ – средневзвешенная плотность горных пород, г/см^3

Горное давление формируется за счет давления вышележащих пород, давления пластовых флюидов, тектонического давления и термических аномалий.

Пластовое и поровое давления отличаются друг от друга тем, что поровое давление создается пластовым флюидом на стенки пор вмещающих пород, не имеющих гидравлической связи, которая есть между порами при пластовом давлении.

Высокое поровое давление приводит к образованию каверн, осыпей, зашламлению забоя скважины, но не приводит к внезапным выбросам нефти и газа, что часто бывает при высоком пластовом давлении.

Давление гидроразрыва – это давление, при котором нарушается целостность горной породы с возникновением сети микро- и макротрещин, приводящих к резкому увеличению проницаемости пород и интенсивному поглощению промывочной жидкости.

Величина давления гидроразрыва составляет обычно от 70 до 110% величины горного давления. Градиент гидроразрыва увеличивается с глубиной скважины.

Плотность промывочной жидкости должна создавать давление больше пластового для предотвращения притока в скважину пластового флюида, и в то же время быть меньше давления гидроразрыва для избежания гидроразрыва пласта.

Давление страгивания – это избыточное давление, необходимое, чтобы началась циркуляция промывочной жидкости в скважине.

Давление страгивания определяется по формуле [93].

$$\Delta P = \frac{4\theta L}{d_r} \qquad (14.4)$$

где: θ – предельное статическое напряжение сдвига, (СНС), Па;

L – глубина спуска бурильных труб, м;

$d_г$ – гидравлический диаметр, м.

От величины статического напряжения сдвига зависит степень удержания во взвешенном состоянии частиц бурового шлама и утяжелителя при остановках циркуляции ПЖ, т.е. величина СНС должна превышать величину усилия, создаваемого частицами выбуренной породы. При несоблюдении этого правила, буровой шлам при отключении циркуляции ПЖ будет оседать на забой скважины.

Для уменьшения величины давления страгивания перед запуском бурового насоса необходимо произвести расхаживание и вращение бурильной колонны, что приведет к уменьшению СНС.

Гидродинамическое давление – это давление, которое необходимо приложить для перемещения промывочной жидкости в циркуляционной системе. Величина гидродинамического давления максимальна на выходе из бурового насоса и имеет нулевое значение на выходе из скважины (излив в желобную систему). Энергия гидродинамического давления падает по мере движения ПЖ от насоса

до забоя скважины, так как расходуется на преодоление сил трения при движении внутри бурильных труб и снижается далее при движении в затрубном пространстве.

Ориентировочные процентные составляющие перепадов давления, полученные теоретическими расчётами и опытным путем, на основных участках скважины составляют (при принятии давления на стояке манифольда за 100%) [93]:

- внутритрубное пространство (наземная обвязка, бурильные трубы, УБТ, долото) – 90%, причем основные потери давления (50-70%) приходятся на долото;
- затрубное (кольцевое) пространство – 10%.

Давление на стояке манифольда [93]

$$P_{с.м.} = (\Delta P_{бт.} + \Delta P_{д} + \Delta P_{убт}) + (\Delta P_{кп\ УБТ} + \Delta P_{кпбт}) \qquad (14.5)$$

где: ΔP – перепад давления;

$\Delta P_{бт}$ – внутри бурильных труб;

$\Delta P_{д}$ – в промывочных отверстиях долота;

$\Delta P_{УБТ}$ – внутри УБТ;

$\Delta P_{кп\ УБТ}$ – в кольцевом пространстве УБТ – скважина;

$\Delta P_{кп\ бт}$ – в кольцевом пространстве бурильная колонна – скважина.

Таким образом

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{тр} + \Delta P_{кп} = 0{,}9P_{тр} + 0{,}1P_{кп} \qquad (14.6)$$

Механизм учета гидравлических потерь в кольцевом пространстве был рассмотрен выше в разделе 11.

Дифференциальное давление ΔP – это разница между давлением в скважине в процессе бурения и пластовым давлением.

$$\Delta P = P_{гс} + P_{гд} - P_{пл} \qquad (14.7)$$

Чем меньше дифференциальное давление, тем лучше для процесса бурения, т.е. механическая скорость бурения будет выше. При сбалансированном бурении ΔP стремится к нулю, но при этом, если циркуляция ПЖ прекращается, пластовое давление становится больше гидростатического, так как гидродинамическая составляющая исчезает. Это может привести к НГВП.

Давление начала поглощения – это давление ПЖ в стволе скважины, при котором возможно начало поглощения ПЖ в пласт.

Давление начала поглощения ($Р_п$) определяется как сумма пластового давления ($Р_{пл}$) и перепада давления ($\Delta Р_п$), необходимого для начала процесса поглощения промывочной жидкости.

Величина $\Delta Р_п$ зависит от различных факторов:

– реологических свойств промывочной жидкости (вязкость, СНС и др.);

– мощности пласта и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород;

– степени кольматации стенок скважины;

– характеристик глинистой корки;

– характера и свойств пластового флюида.

Давление поглощения на практике определяется экспериментальным путем при подаче в скважину под давлением промывочной жидкости.

Забойное давление – это давление на забой скважины. В процессе бурения и промывки забойное давление $Р_{заб}$ равно

$$Р_{заб} = Р_{гд} + Р_{гск} \quad (14.8)$$

где: $Р_{гд}$ – гидростатическое давление;

$Р_{гск}$ – гидравлическое сопротивление внутри кольцевого пространства.

Забойное давление при остановках в бурении с прекращением циркуляции ПЖ будет [93]

$$Р_{заб} = Р_{гс} - \Delta Р_{сд} \quad (14.9)$$

где: $\Delta Р_{сд}$ – снижение гидростатического давления за счет фильтрации и седиментации в ПЖ.

Допустимое давление для открытого ствола скважины [93]

$$[Р]_{гр} = 0{,}95Р_{гр} \quad (14.10)$$

где: $Р_{гр}$ – давление гидроразрыва для изучаемого горизонта;

$[Р]_{гр}$ – допустимое давление на данном горизонте.

$$[P_{уст}]_{гр} = [P]_{гр} - \rho \frac{h}{10} \quad (14.11)$$

$$[P]_{гр} = 0.95 P_{гр} - \rho \frac{h}{10} \quad (14.12)$$

где: $[P_{уст}]_{гр}$ – допустимое давление на устье для изучаемого горизонта;

h – глубина нахождения горизонта;

ρ – плотность ПЖ в скважине.

Избыточное давление – давление, возникающее за счет разности плотностей газа, нефти и воды. Так как плотность нефти, и особенно газа ниже плотности воды, при подъёме газа и нефти над водой образуется дополнительное давление.

Величина избыточного давления пропорциональна разности плотностей воды, нефти и газа, а также высоте непосредственно пласта нефти и газа.

Избыточное давление можно рассчитать по формуле

$$P_{изб} = (\rho_в - \rho_{нг}) \cdot \frac{H}{10} \quad (14.13)$$

где: $\rho_в$ – плотность воды, г/см^3.

$\rho_{нг}$ – плотность нефти или газа, г/см^3.

H – мощность нефтегазонасыщенного пласта, м.

Избыточное давление в скважине – это давление, действующее на закрытую или открытую (в динамике) систему, определяемое иными, чем гидростатическое давление, источниками [93].

Избыточное давление добавляется к давлению, действующему в рассматриваемой точке в статических и динамических условиях.

Избыточное давление в бурильных трубах – это давление на стояке манифольда при закрытой скважине без циркуляции, равное разности между пластовым давлением и гидростатическим давлением столба ПЖ в бурильных трубах.

Давление свабирования (поршневания) происходит при поднятии бурильного инструмента.

Давление на забой рассчитывается по формуле:

$$P_з = \frac{9.8H \cdot \rho}{1000} - \Delta P_{св} \quad (14.14)$$

Давление свабирования $\Delta P_{св}$ возникает при подъёме бурильного инструмента.

Так как $\Delta P_{св}$ прямо пропорциональна υ_t, величина создаваемой депрессии на призабойную часть пласта регулируется путем выбора скорости подъёма бурильных труб.

В процессе бурения поисковых и разведочных скважин определение $\Delta P_{св}$ должно производиться при каждом наращивании. При этом измеряются и рассчитываются следующие данные: скорость подъёма бурильных труб, изменение объёма бурового раствора в приёмных ёмкостях до и после наращивания, газосодержание, состав УВГ и удельное электрическое сопротивление бурового раствора после включения циркуляции.

Основное влияние на величину $\Delta P_{св}$ оказывают скорость подъёма бурильной колонны и величина зазора между скважиной, долотом и забойным двигателем.

Градиент давления – это отношение пластового давления к глубине скважины.

Физический смысл градиента давления заключается в изменении давления на каждый метр глубины скважины.

14.2. Методы прогнозирования и выделения зон АВПоД и АВПД.

Качество прогнозирования зон АВПоД и АВПД зависит от качества и достоверности как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважин. необходимым условием получения положительных результатов является использование комплекса различных методов.

Методы прогнозирования, выделения и оценки аномальновысоких поровых и пластовых давлений приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2.

Методы прогнозирования, выделения и оценки АВПоД и АВПД.

Источник информации	**Методы и индикаторы давления**	**Время регистрации данных**
Геофизические методы (полевая геофизика)	Сейсморазведка (ВЧП) Гравиразведка Электроразведка	До начала бурения на стадии проектирования
Параметры бурения	– d и d_s экспоненты; – С-экспонента; – Сигма-каротаж; – G_p (метод Итона); – Параметр буримости $П_б$; – Вибрационный каротаж.	В процессе бурения (без запаздывания с получением цифрометрии)
Параметры промывочной жидкости	– Газосодержание и газонасыщенность ПЖ; – Состав углеводородных газов; – Плотность промывочной жидкости; – Расход ПЖ на выходе из скважины; – Уровень ПЖ в приёмной ёмкости; – Давление ПЖ на входе в скважину; – Температура ПЖ на выходе из скважины; – УЭП промывочной жидкости.	В процессе бурения (с задержкой в получении информации на время отставания)
Анализ проб бурового шлама	– Литологический и минералогический состав пород; – Плотность и закрытая пористость глин; – Плотность и отрытая пористость пород коллектора; – Газонасыщенность шлама и состав газа; – Содержание нефти и битума в породе; – Форма и размер частиц бурового шлама.	В процессе бурения (с задержкой информации на время отставания)
Каротаж в процессе бурения (КПБ)	– Электрический каротаж; – Электромагнитный каротаж; – Гамма-каротаж;	В процессе бурения

Источник информации	Методы и индикаторы давления	Время регистрации данных
	– Нейтронный каротаж; – Акустический каротаж.	
Каротаж после и в перерывах бурения	– Электрический; – Акустический; – Гамма-каротаж; – Индукционный; – Нейтронный; – Ядерно-магнитный; – Термометрический; – Гамма-спектрометрический и др.	После бурения и в перерывах в бурении
Прямые методы измерения давления	– Пластоиспытатели на трубах (ИПТ); – Опробование пластов на кабеле (ОПК); – Глубинные манометры.	После бурения и в перерывах бурения
Сейсмо-каротаж	– Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП); – Сейсмо-каротаж совместно с акустическим каротажом.	После бурения

Выбор оптимального комплекса исследований зависит от многих факторов: горно-геологических условий исследуемого района (Сев. Кавказ, Прикаспий, Урало-Поволжье, Зап. Сибирь, Восточная Сибирь), целей бурения (поисковое, разведочное, эксплуатационное), глубины скважины, применяемой технологии бурения, наличия технических и методических средств, уровня программного обеспечения и т.д.

Естественно, что исходя из перечисленных выше факторов комплекс методов прогнозирования, выделения и оценки зон аномально высоких поровых и пластовых давлений будет меняться.

Ниже будут рассмотрены наиболее применяемые методы прогнозирования, выделения и оценки зон АВПоД и АВПД.

14.2.1. Методы выделения зон с аномально высокими поровыми давлениями.

Для выделения зон аномально высоких поровых давлений широкое применение нашла нормализованная скорость проходки.

Механическая скорость бурения дает хорошие результаты при литологическом расчленении разреза, о чем подробно изложено в разделе 15.

При вскрытии зон АВПоД в связи с высокой пористостью глин (до 40%) резко уменьшается их плотность, что приводит к возрастанию механической скорости проходки (при неизменяющихся плотности ПЖ и нагрузке на долото), т.е. при постоянстве параметров бурения, рост $V_{мех}$ указывает на возможность вскрытия зоны с аномально-высоким поровым давлением.

Изменение режимных параметров бурения может привести к ошибкам о вскрытом пласте с АВПоД. Это возможно в следующих случаях: резкое изменение нагрузки на долото, резкое увеличение плотности промывочной жидкости, что приводит к значительному возрастанию гидростатического давления, резкое изменение оборотов ротора (при роторном бурении).

Для компенсации указанных выше параметров на изменение $V_{мех}$ был предложен метод d-экспоненты, основывающийся на использовании уравнения Дж. Бингхема

$$\frac{\upsilon_{мех}}{n} = a\left(\frac{G}{D}\right)^{d}, \qquad (14.15.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ – механическая скорость бурения,

n – частота вращения долота;

G – нагрузка на долото;

D - диаметр долота.

Дж. Джордон и О. Ширли решая это уравнение с учетом масштабирования относительно показателя степени d получили формулу для расчета d (названную ими d-экспонента).

$$d = \frac{Lg\left(\frac{\upsilon_{мех}}{(18{,}3\cdot n)}\right)}{Lg\left(0{,}67\cdot\frac{G}{D}\right)}, \qquad (14.16.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

т – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

D – диаметр скважины, мм.

При вскрытии глин с аномально высоким поровым давлением значение d-экспоненты будет снижаться, причем величина снижения будет зависеть от степени недоуплотнённости глин.

Значения d-экспоненты зависят не только от различных параметров бурения, но и от плотности промывочной жидкости. Для учета влияния

плотности ПЖ на d-экспоненту Рем и Мак-Клондон (1971) предложили следующую формулу

$$d_c = d\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right) \qquad (14.17.)$$

где: d_c – скорректированная d-экспонента;

ρ_1 – плотность пластового флюида, соответствующая градиенту гидростатического давления в данном регионе (1,00+-1,08 г/см^3).

ρ_1 – плотность промывочной жидкости.

Практика работ с использованием d_c-экспоненты показала, что она обеспечивает эффективный способ определения аномально высоких поровых давлений при определенных пределах изменения параметров бурения и плотности ПЖ [102].

Пример выделения зоны аномально высоких поровых давлений в терригенном разрезе приведен на рисунке 14.4 [103].

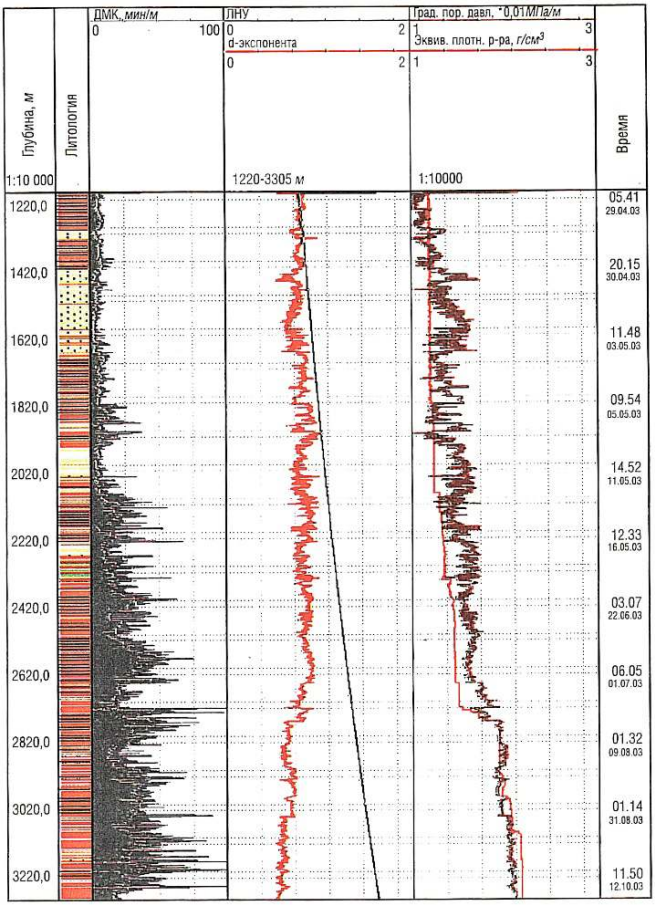


Рис. 14.4. Определение порового давления по механическому каротажу с использованием d-экспоненты [103].

Основными недостатками d-экспоненты и d_c-экспоненты являются следующие:

- Отсутствие учета дифференциального давления (ΔP);
- Не учитывается гидравлическая характеристика долота;
- Отсутствует учет литологии горных пород разреза.

Шевцов В.А. [103] предложил использовать эквивалентную плотность ПЖ и отношение осевой нагрузки на долото к квадрату диаметра долота в экспоненте, которую обозначил как a-экспоненту.

$$a = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{(60 \cdot n)})}{Lg(\frac{G}{9{,}8 \cdot \rho_{экв} \cdot D^2})} \qquad (14.18.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

n – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

$\rho_{экв}$ – эквивалентная плотность раствора, г/см3,

D – диаметр скважины, см.

В а-экспоненте обеспечивается научно-обоснованная компенсация влияния плотности ПЖ и устанавливается новая форма зависимости экспоненты от порового давления [103]. Эквивалент плотности рассчитывается как

$$\rho_{экв} = \rho + \frac{\Delta\rho_{кп}}{H}$$

(14.19.)

где: ρ - гидростатическое далвение, г/см^3;

$\Delta\rho_{кп}$ – гидравлические потери в кольцевом пространстве, МПа.

На основании опробования а-экспоненты в глубоких скважинах на площадях объединений «Ставропольгазпром», «Кубаньморнефтегазпром» и на площади Зеварды объединения «Узбекгазпром» делается вывод, что благодаря скомпенсированности влияния плотности ПЖ и более совершенной зависимости параметров, графики а-экспоненты имеют меньший размах колебаний по сравнению с графиками d и d_c-экспонент, что позволяет более уверенно выделять зоны аномальновысоких давлений и определять характер нарастания градиента давления [103].

Необходимо отметить, что при расчете а-экспоненты не учитывается гидравлическая мощность, подводимая к забою скважины [102].

Наиболее приемлемой характеристикой гидравлической мощности, срабатываемой на забое скважины является перепад давления на насадках долота [102].

При неизменном расходе, известных параметрах насадок и маломеняющейся плотности ПЖ на входе в скважину перепад давления будет [105]

$$\Delta P_д = \frac{0{,}51}{\mu^2 \cdot f^2} \cdot \rho Q^2 = d\rho \upsilon_{исч}{}^2 \qquad (14.20.)$$

где: f – суммарная площадь насадок, см^2;

ρ – плотность промывочной жидкости, г/см^3;

μ – коэффициент расхода, равный 0,92;

$\upsilon_{исч}$ – скорость истечения струи $\upsilon_{исч} = \frac{10Q}{f}$, м/с;

Q – расход промывочной жидкости, л/с.

С учетом $\Delta P_Д$ по аналогии с формулами d, d_c и a-экспонент Э.Е. Лукьянов вывел формулу для c-экспоненты

$$c = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{60n})}{Lg(\frac{G \cdot \Delta P_Д}{\rho D^2 P_н})} \qquad (14.21.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

n – обороты долота, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

ρ – эквивалент плотности ПЖ, г/см^3;

$P_н$ – давление ПЖ на входе, кгс/см^2;

$\Delta P_Д$ – перепад давления на долоте, кгс/см^2;

D – диаметр долота, см.

При изменении значений c-экспоненты от 1 до 2 значение $\upsilon_{мех}$ /u будет изменяться в 150 раз, практически охватывая весь диапазон буримости горных пород [102].

В отличие от d, d_c, и a-экспонент, c-экспонента учитывает большее количество влияющих технологических факторов и подвержена меньшим случайным флуктуациям.

При значительном наборе материалов по использованию c-экспоненты, в дальнейшем возможно введение поправок на износ долота.

Также c-экспонента может использоваться для литологического расчленения разреза скважины [102].

На рисунке 14.5. показано изменение c-экспоненты при бурении горизонтальной скважины [102].

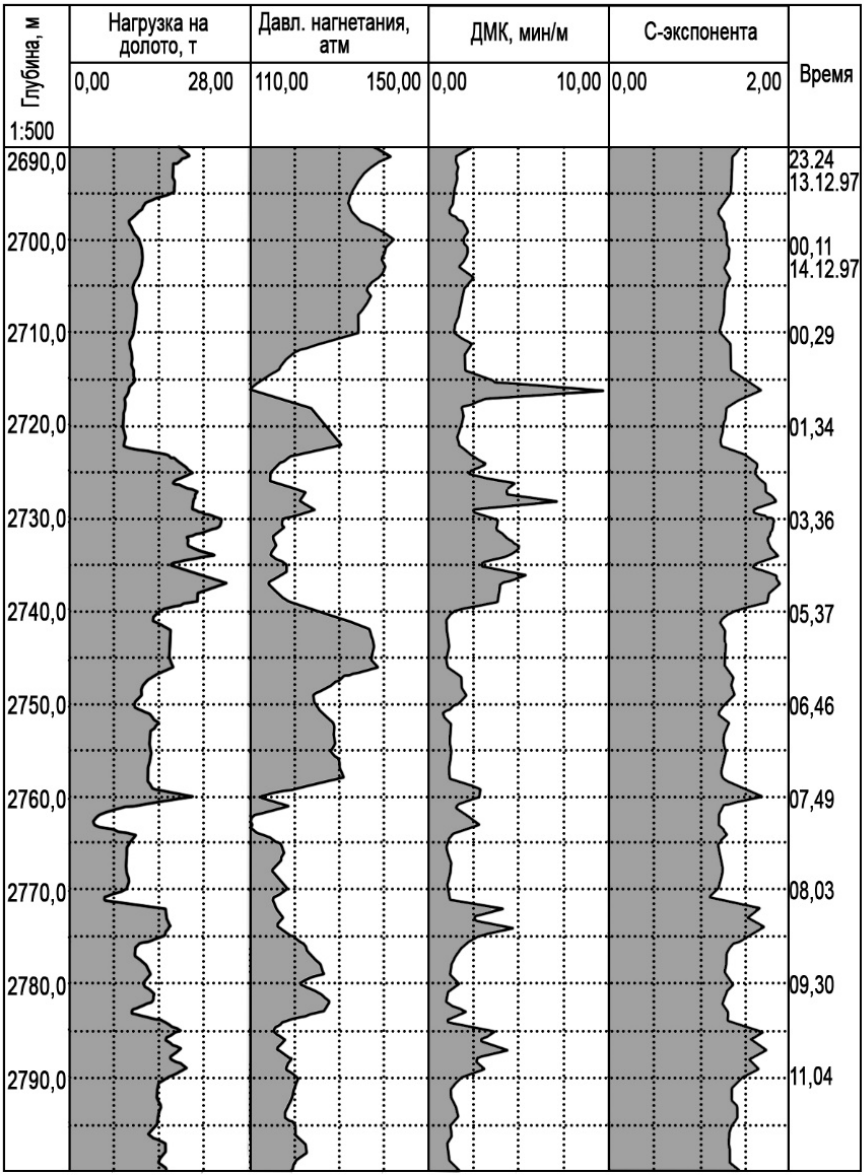


Рис. 14.5. Изменение с-экспоненты в горизонтальной скважине.

Видно, что с-экспонента меняется при неизменных параметрах бурения и наряду с изменением механической скорости проходки выделяет участки разреза с неоднородными физико-механическими свойствами в однородном по литологии пласте. Это свидетельствует о том, что хотя пласт по литологическому составу не изменяется, но по

физико-механическим свойствам (плотность, пористость, трещиноватость, твердость породы) он не однороден, что очень важно с точки зрения его дальнейшей эксплуатации и заканчивания бурения.

Для определения поровых давлений в СКТБ ПГ (г. Грозный) предложено использовать следующую формулу [105]

$$d_p = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{0.6nH(\rho_{пс}-\rho_p)})}{Lg(\frac{G}{\rho_{р}Д^2})} \qquad (14.22.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

n – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

Д – диаметр долота, см.

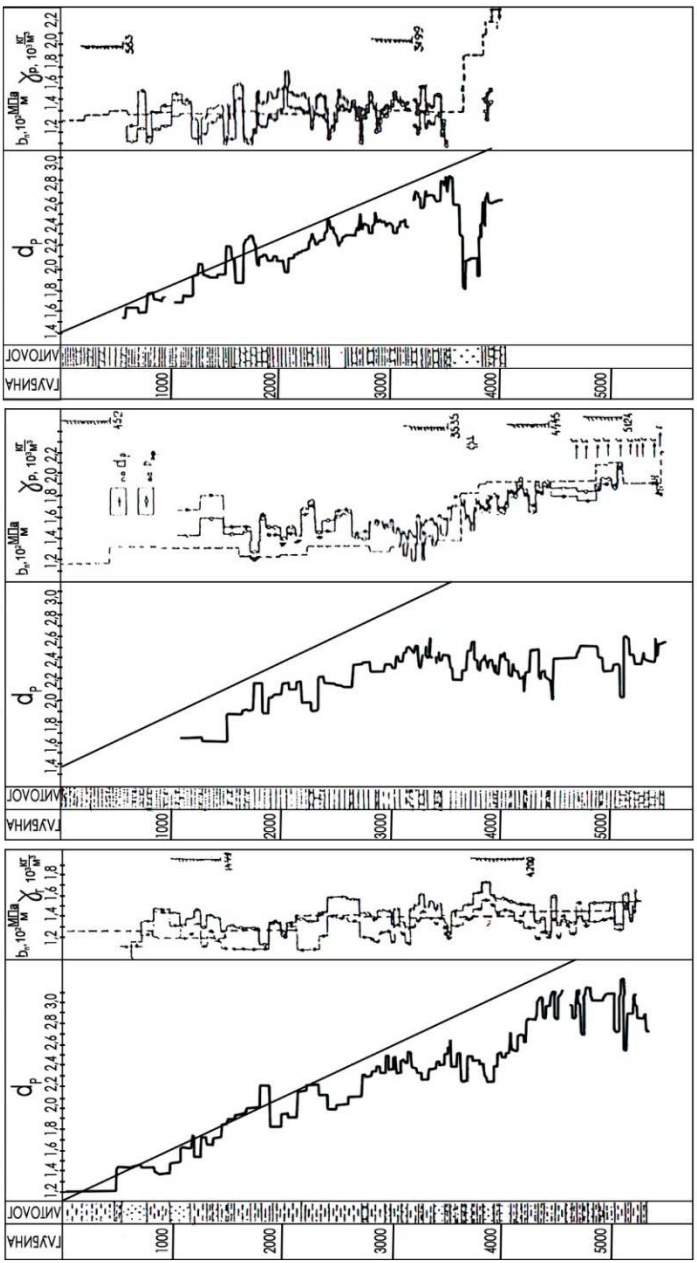
ρ_{nc} – средневзвешенная плотность пород, г/см^3;

ρ_p –плотность промывочной жидкости, г/см^3;

Н – глубина,м.

В формуле 14.22. учитывается перепад давления между геостатическим и гидростатическим давлениями в пласте. Параметр d_p-экспонента характеризует нормализованную скорость бурения в условиях бурения глубокихз скважин.

На рисунке 14.6. показны примеры выделения зон АВПоД по нескольким глубоким скважинам [105].


пл. Барса-Гемельс, скв.423
(Юго-Западная Туркмения)
пл. Шелковская, скв.1
(Восточное Предкавказье)
пл. Королевская, скв.8
(Прикаспийская впадина)
ГЛУБИНА
АНТОКЛ

В связи с широким использованием в бурении винтовых забойных двигателей (ВЗД) использование экспонент невозможно, так как неизвестны скорость вращения долота на забое и истинная нагрузка на забой скважины. Особенно это характерно при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Лукьяновым Э.Е. предлагается в таких случаях использовать параметр буримости $П_Б$, определяемый по формуле

$$П_Б = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{N_{взд}})}{Lg(\frac{Q}{S_з})} \qquad (14.23.)$$

С учетом плотности ПЖ при нормальном гидростатическом давлении (1,05 г/см^3) и плотности реальной промывочной жидкости $\rho_р$ получим параметр, учитывающий большинство влияющих факторов [102]

$$П_Б = \frac{1{,}05}{\rho_р} \cdot \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{N_{взд}})}{Lg(\frac{Q}{S_з})} \qquad (14.24.)$$

где: $N_{взд}$ – мощность ВЗД, срабатываемая на забое, Вт;

Q – расход ПЖ, м^3/с;

$S_з$ – площадь забоя, см$_2$;

$\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

ρ_p – плотность ПЖ на забое скважины (с учетом её объемного газосодержания, определяемого при атмосферном давлении), г/см^3.

Мощность ВЗД определяется через перепад давления между рабочим давлением в процессе бурения и давлением холостого хода при отрыве долота от забоя. Мощность $N_{взд}$ изменяется от 10000 до 40000 Вт.

Все параметры в формуле 14.24. можно определить в процессе бурения в функции времени непрерывно, с высокой частотой через каждые 0,5-1,0м для целей литологического расчленения разреза бурящейся скважины и последующего определения аномально высоких поровых давлений [102].

Выделение зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) и комплексная оценка поровых давлений надежно производится путем

измерения плотности глин по шламу и керну в процессе бурения скважин.

Метод измерения АВПоД по буровому шламу основан на уменьшении плотности глин в зоне аномально высоких поровых давлений.

Выделение аномально высоких поровых давлений по результатам оперативного анализа бурового шлама производится в следующей последовательности:

– Через каждые 3-5 м проходки отбираются пробы бурового шлама;

– В отобранной пробе выделяется основная порода, т.е. обвальная порода удаляется. Методика отделения обвальной породы от основной детально описана в разделе 2;

– Определяется объемная плотность горной породы, в данном случае глины;

– Строится график изменения плотности глин с глубиной;

– Выделяется интервал с низкими значениями величины плотности глин;

– Определяется зона аномально высоких поровых давлений и дается количественная оценка АВПоД по величине отклонения кривой плотности глин от линии нормального уплотнения (ЛНУ).

Определение плотности глин может производиться различными методами: денситометрическим, пикнометрическим, эталонно-жидкостным и др. Наибольшее применение в практике работ ГТИ нашел денситометрический метод, основанный на взвешивании исследуемого образца в воздухе и воде.

Объёмная плотность рассчитывается по формуле

$$\rho = \frac{m\rho_{ж}}{V}, \qquad (14.25.)$$

где: m – масса образца, г;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, г/см^3;

V – объём образца, см^3.

В качестве жидкости, в которую помещают образец, обычно используют воду с плотностью 1,00 г/см^3.

Подробно методика определения плотности пород по шламу изложена в разделе 3. Следует иметь ввиду, что выделять зоны АВПоД по пористости глин не предоставляется возможным, так как глинам присуща закрытая пористость, которую нельзя определить методом насыщения, как это проводится с измерением отрытой пористости.

В глинах (аргиллитах) все поры изолированы друг от друга, а значительная часть влаги при сушке остается в поровом пространстве. Также следует отметить, что для выделения зон аномально высоких поровых давлений по всем известным методикам достаточно знать объёмную плотность глин.

Интервалы с АВПоД выделяются на графике изменения плотности глин с глубиной, который строится непрерывно в процессе бурения скважин. В общем виде эта зависимость для нормально уплотненных глин описывается уравнением

$$\rho_{гл} = a \log H + b, \qquad (14.26.)$$

Расчеты коэффициентов a и b производятся методом наименьших квадратов до входа в переходную зону или по результатам измерения значений плотности глин в соседних скважинах месторождения (площади). Направление ЛНУ (тренда) может быть установлено и визуально, путем графической аппроксимации.

Отклонение фактических значений плотности глин от ЛНУ (тренда) указывает на вход в переходную зону (зону аномально высоких поровых давлений). В этом случае расчет поровых давлений производится методом эквивалентных глубин. Эквивалентной глубиной называется такая глубина, на которой скелетное давление горной породы равно скелетному давлению породы на данной глубине (в зоне аномально высоких поровых давлений).

Скелетное давление $P_{ск}$ характеризует напряженное состояние скелета пород и определяется как разность горного $P_{гор}$ и пластового $P_{пл}$ давлений, т.е.

$$P_{ск} = (P_{гор} - P_{пл}), \qquad (14.27.)$$

Эквивалентная глубина определяется либо графически (как пересечение вертикальной линии графика фактической плотности глин с линией нормального уплотнения на глубине, соответствующей $H_{экв}$, либо расчетным способом по формуле

$$H_{экв} = H(1 - \frac{\rho_{шл.н} - \rho_{шл}}{a \cdot H}), \qquad (14.28.)$$

Где: $\rho_{шл.н}$ – плотность глин по шламу по линии нормального уплотнения.

Дополнительным признаком вхождения в зону АВПоД является изменение относительного состава углеводородного газа. Анализ УВГ в открытых и закрытых порах горных пород показывает, что в составе последних преобладают тяжелые углеводороды [64].

Различие состава УВГ в открытых и закрытых порах объясняется тем, что тяжелые углеводороды обладают по сравнению с метаном и этаном значительно более высокой сорбционной способностью по отношения к глинам, детритному и рассеянному органическому веществу, благодаря чему они могут частично концентрироваться в породе и особенно в закрытых порах глин.

Пример выделения зон аномально высоких поровых давлений по кривым изменения плотности глин к относительному составу углеводородного газа показан на рисунке 14.7.

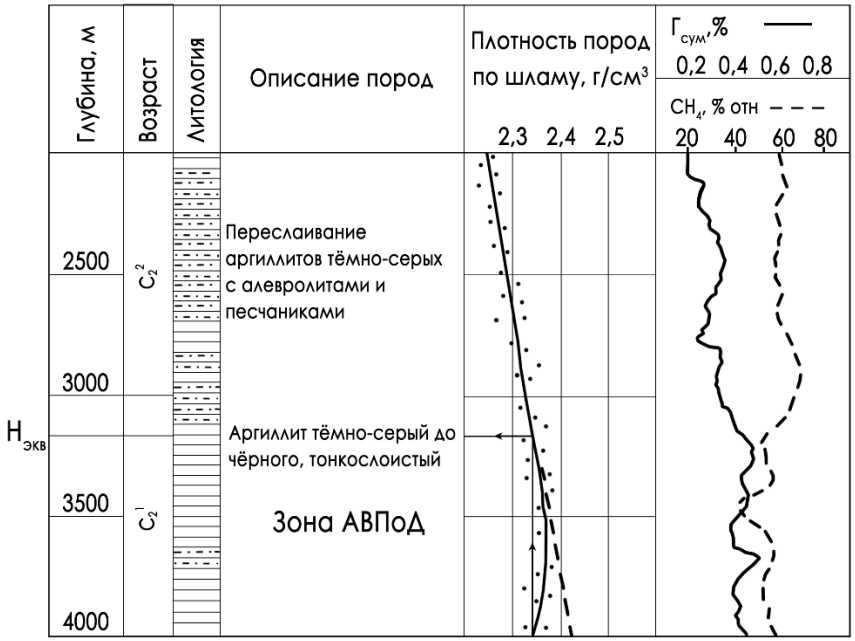


Рис. 14.7. Выделение зон аномально высоких поровых давлений по изменению плотности пород.

Вхождение в зону АВПоД на глубине 5200-5250м сопровождается прекращением роста значений плотности глин по шламу, уменьшением относительного содержания метана в газовоздушной смеси с 60-70% до 40-45% и, соответственно, увеличением относительного содержания тяжелых углеводородов.

Выделение зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) и количественная оценка поровых давлений производится путем измерения плотности горных пород по шламу и керну и основано на уменьшении плотности глин в зоне АВПоД.

При интерпретации кривой плотности глин необходимо учитывать также количественное содержание глин в горной породе. Повышенное содержание монтмориллонита характерно для аномально высоких поровых давлений. По участкам наиболее чистых глин, встречающихся в разрезе, уточняется наклон линии нормального уплотнения.

Для уверенного выделения зон АВПоД кривая измерения плотности глин с глубиной должна дополняться графиками d, d_c и другими экспонентами по данным измерения нормализованной скорости бурения.

Широкое распространение получил метод оценки АВПоД, разработанный Б.А. Александровым [101]. Аномально высокое поровое давление определяется по формуле

$$P_а = P_к + \frac{\lg(\frac{К_{па}}{К_{пн}})}{0{,}434\beta_н}, \text{ МПа} \qquad (14.29.)$$

где: $P_к$ – нормальное гидростатическое давление МПа;

$К_{па}$ – аномальное значение пористости глин, доли ед.;

$К_{пн}$ – нормальное значение пористости глин, доли ед.;

$\beta_н$ - коэффициент необратимого уплотнения глин, МПа.

Коэффициент $\beta_н$ измеряется от 0,020 до 0,060 (преимущественно от 0,020 до 0,030 МПа).

Нормальное гидростатическое давление определяется по формуле

$$P_н = q \cdot \rho_{пв} \cdot Н_в, \qquad (14.30.)$$

где: q = 9,81

$\rho_{пв}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3 (изменяется от 1000 до 1100 кг/м^3);

$Н_в$ – вертикальная глубина скважины, м.

Среднее значение $\rho_{пв} \approx 1050$ кг/м^3.

Значения $К_{пн}$ для каждой исследуемой скважины месторождения или площади определяются заранее в виде линии нормального уплотнения глин (ЛНУ), выраженных через изменение $К_{пн}$ глин в функции вертикальной глубины в виде графика или таблицы.

Значения $К_{па}$ определяются в оперативном порядке по мере поступления информации о пористости глин (по ГИС) или плотности глин, или их буровой пористости (по ГТИ).

Зависимость

$$\Delta P_а = \frac{\lg\left(\frac{К_{па}}{К_{пн}}\right)}{0{,}434\beta_н}, \qquad \text{МПа} \qquad (14.31.)$$

от отношения $\frac{К_{па}}{К_{пн}}$ для $\beta_н$ = 0,023; 0,0265 и 0,030 показаны на рисунке 14.8 [101]

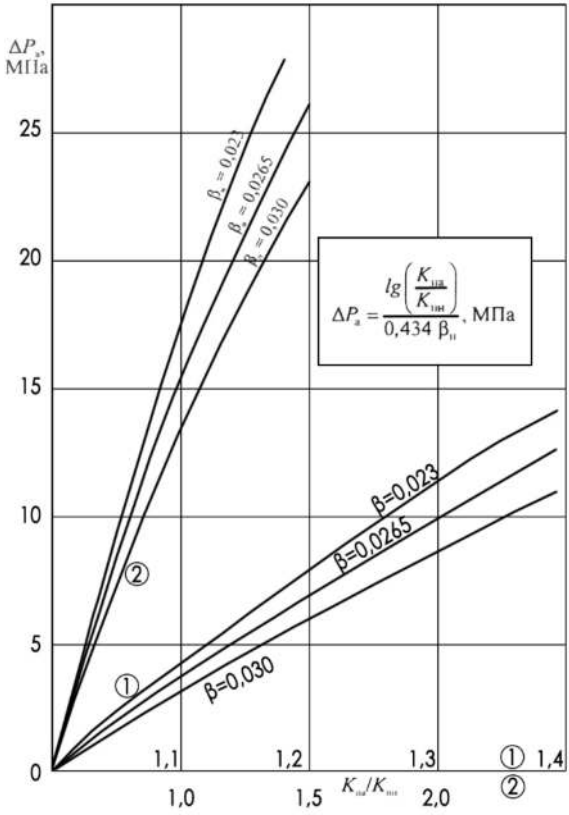


Рис. 14.8. Зависимости $\Delta P_а$ от отношения $\frac{К_{па}}{К_{пн}}$.

Итон (Eaton) в1972-75 гг. предложил для более корректного определения аномально высоких давлений по d_c-экспоненте учитывать изменения градиента горного давления.

Для параметра (d_c-экспонента), значение которого уменьшается при входе в зону АВПоД градиент порового давления ΔР рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{пор} = \Delta P_{гео} - (\Delta P_{гео} - \Delta P_{н}) \cdot \left(\frac{d_c}{d_{сн}}\right)^{\frac{1}{2}}, \qquad (14.32.)$$

где: $\Delta P_{гео}$ – градиент горного (геостатического) давления, (кг/см^2)·10м;

$\Delta P_{н}$ – градиент нормального гидростатического давления, (кг/см^2)·10м;

d_c – значение d_c-экспоненты;

$d_{сн}$ – значение d_c-экспоненты на линии нормального уплотнения глин.

Для параметра (d_c-экспонента), значения которого увеличиваются при входе в зону АВПоД, градиент пластового давления ΔР рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{пор} = \Delta P_{гео} - (\Delta P_{гео} - \Delta P_{н}) \cdot \left(\frac{d_{сн}}{d_c}\right)^{\frac{1}{2}}, \qquad (14.33.)$$

Если зоны аномально высоких поровых давлений встречаются в монотонном разрезе, представленном глинами, то вскрытию нефтегазовых пластов с АВПД предшествует часто также вскрытие глин с АВПоД.

Встречается также, что под нефтегазоносным пластом с АВПД лежат переуплотненные породы, которые представляют собой барьер давления. Общий характер изменения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений с глубиной представлен на рисунке 14.9.

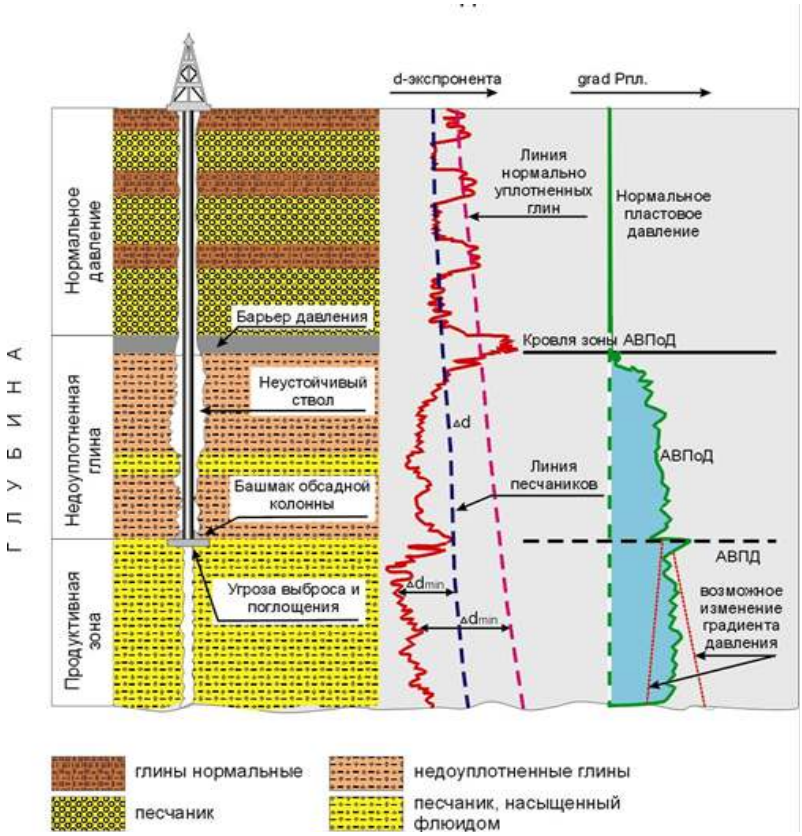


Рис. 14.9. Общий характер изменения давлений с глубиной (Т.Н. Нестерова).

Из представленного рисунка видно, что вскрытию пласта с аномально высоким пластовым давлением предшествует вскрытие пласта глин с аномально высоким поровым давлением. Для изоляции пластов с АВПоД спускается обсадная колонна, что предотвращает образование осыпей и обвалов, а также помогает правильно подобрать параметры промывочной жидкости для безаварийного вхождения в продуктивный пласт с аномально высоким пластовым давлением.

14.2.2. Выделение пластов с аномально высокими пластовыми давлениями.

Основными признаками вскрытия пластов с АВПД являются:

– Рост механической скорости проходки;

- Резкий рост газосодержания в извлеченной из ГВС помывочной жидкости;
- Резкий рост газонасыщенности ПЖ;
- Снижение плотности ПЖ на выходе из скважины, особенно при вскрытии газоносного пласта;
- Увеличение объема ПЖ в приёмной ёмкости;
- Смена литологии горных пород разреза бурящейся скважины;
- Резкий рост открытой пористости пород по шламу и керну;
- Трещиноватость и кавернозность горных пород по шламу и керну;
- Высокая интенсивность УФ-излучения по результатам ЛБА шлама;
- Увеличение расхода ПЖ на выходе из скважины;
- Увеличение температуры ПЖ на выходе из скважины.

Появление первых признаков вскрытия кровли пласта с АВПД дает основание операторам станции ГТИ повысить внимание к получаемой информации, более детально проводить ее анализ, увеличить частоту отбора проб шлама, в обязательном порядке измерять открытую пористость и проверить люминесцентно-битуминологический анализ шлама. Наиболее достоверным и прямым методом является измерение пластового давления испытателями пластов (ИПТ, ОПК) и с помощью глубинных манометров.

На рисунке 14.10 показана типовая диаграмма измерения пластового давления глубинным манометром при проведении ИПТ [78].

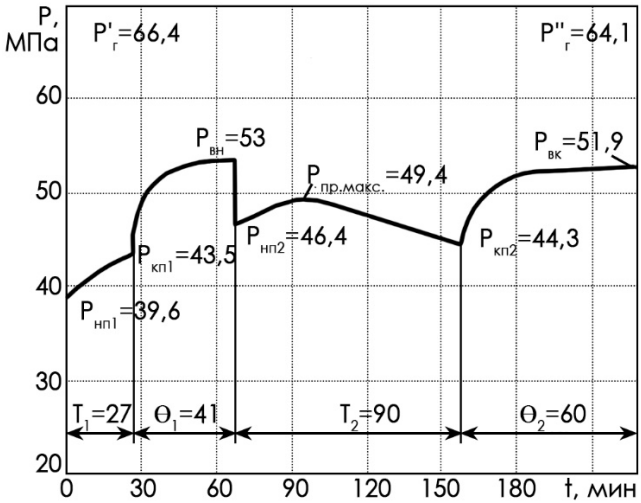


Рис. 14.10. Рабочий участок диаграммы давления, записанной при испытании скважины № 105-Ястребиная («Грознефть») в интервале 4680-4850 м:

$P'_г$, $P''_г$ — гидростатическое давление в скважине в начале и конце испытания;

$P_{нп1}$, $P_{нп2}$ — давление начала притока в первом и втором циклах испытания;

$P_{КП1}$, $P_{КП2}$ — давление конца притока в первом и втором циклах испытания

$P_{ВН}$, $P_{ВК}$ — восстановление давления начальное, конечное [78].

Косвенные методы определения пластового давления используют параметры режима бурения, расчет гидродинамических давлений (гидростатического, забойного, пластового), объёмного газосодержания промывочной жидкости.

Метод *σ-log (sigma- log)* был разработан в фирмах Agip, HMI (Италия) и Geoservices (Франция) для выделения пластов с АВПД, представленных карбонатными породами.

$$\sigma\text{-}log = F \cdot SigmaT, \qquad (14.34.)$$

где: F – функция дифференциального давления в системе скважина-пласт;

SigmaT – параметр общего напряжения горной породы (прочности горной породы).

Дифференциальное давление в системе скважина-пласт рассчитывается по формуле

$$F = 1 + \frac{1-\left(1+k^2\cdot\Delta P^2\right)^{0,5}}{k\cdot\Delta P}, \qquad (14.35.)$$

где: $\Delta P = 0{,}01 \cdot (\rho_{экв} - gradP_{плн}) \cdot H$,

k – функция времени, требуемого для выравнивания дифференциального давления.

Параметр общего напряжения пород SigmaT рассчитывается по формуле

$$sigmaT = \frac{G^{0,5}\cdot n^{0,5}}{(D\cdot U^{0,25})} + 0{,}0028\cdot(7 - 0{,}001\cdot H), \quad (14.36.)$$

если $sigmaT \le 1$, $k = \frac{3{,}25}{640\cdot sigmaT}$

если $sigmaT > 1$, $k = \frac{1}{640}\cdot\left(4 - \frac{0{,}75}{sigmaT}\right)$.

В литературе часто *σ-log* обозначается как $\sqrt{\sigma}$ [11,67].

Полученные значения *σ-log* наносятся на график, который строится в масштабе глубин с расчетными точками через 0,5-1 м проходки. Если кривая *σ-log* отклоняется влево от ЛНУ, это означает вход в зону АВПД. При этом необходимо учитывать ряд факторов:

- Геологические (изменение литологии пород, сдвиги и надвиги, несогласное залегание пластов и т.д.);
- Технологические (отбор керна, износ долота, переход на другой тип долота или способ бурения, резкое изменение режима бурения и т.д.);
- Осложнения в бурении, связанные с зашламлением призабойной зоны, прихватами бурильного инструмента, интенсивным поглощением или проявлениями и т.д.

Во ВНИГРИ в 1987 году разработали методические указания по прогнозу и оценке АВПД по данным газометрии скважин, в частности, определение пластовых давлений графоаналитическим методом [106].

Определение АВПД по данным газометрии скважины осуществляется в следующей последовательности:

1. При появлении положительной газовой аномалии определяется её источник, т.е. природа газовой аномалии. Для этого

останавливается процесс углубления скважины и бурильной инструмент приподнимают над забоем на 1-2 м. Промывка скважины не прекращается и производится при тех же режимах работы буровых насосов.

2. Если при выходе забойной пачки ПЖ содержание газа резко уменьшилось до фоновых значений, то источником аномалии является газ, выделившийся из выбуренной породы.

В данном случае пластовое давление определяется графоаналитическим методом с использованием следующей формулы

$$P_{пл} = \frac{Q_o P_{атм} \cdot T_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot Q}{T_o \cdot U_{мех} \cdot S_з \cdot m \cdot \Psi}, \quad (14.37.)$$

где: Q_o – газосодержание промывочной жидкости, равное отношению объёма содержащегося в жидкости газа к объёму жидкой фазы, $м^3/м^3$;

$P_{атм}$ – атмосферное давление, равное $0{,}2013 \cdot 10^6$ Па;

$T_{пл}$ – пластовая термодинамическая температура, К.

$Z_{пл}$ – коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях;

Q – подача буровых насосов, $м^3/с$;

T_o – устьевая термодинамическая температура, К;

$U_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/с;

$S_з$ – площадь забоя скважины, $м^{2;}$

m – пористость выбуренной породы в шламе, доли ед.;

Ψ – газонасыщенность горной породы, доли ед.

Газосодержание ПЖ определяется по формуле

$$Q_o = \frac{\varphi}{1-\varphi} = \frac{Г_{об}}{1-Г_{об}}, \quad (14.38.)$$

где: φ и $Г_{об}$ – концентрация газа в ПЖ, численно равная отношению объёма газа, заключенного в жидкости, к общему объёму газожидкостной смеси при атмосферном давлении и температуре на устье скважины, $м^3/м^3$.

3. Если в скважину закачивается ПЖ с остаточной газонасыщенностью, $Г^{вх}_{об}$ по объёмам газосодержания определяют по формуле

$$Г_{об} = Г^{вых}_{об} - Г^{вх}_{об}, \quad (14.39.)$$

где: $Г^{вых}_{об}$ – объёмное газосодержание ПЖ на выходе из скважины, $м^3/м^3$.

4. Для подсчета пластового давления используется формула

$$\frac{Р_{пл}}{Z_{пл}} = \frac{Q_o Р_{атм} \cdot Т_{пл} \cdot Q}{Т_о \cdot U_{мех} \cdot S_з \cdot m \cdot \Psi}, \quad (14.40.)$$

где: $\frac{Р_{пл}}{Z_{пл}}$ – параметр пластового давления, Па.

5. В осях координат х=Р и У= $\frac{Р}{Z}$ строят линию, параллельную оси абсцисс, проходящую через ось ординат в точке, соответствующей рассчитанному числовому значению параметра пластового давления $\frac{Р_{пл}}{Z}$ (уравнение этой линии У = $\frac{Р_{пл}}{Z}$). График определения пластового давления приведен на рисунке 14.11. [106].

Далее вычисляют параметр пластового давления $\frac{Р}{Z}$ для произвольного ряда давлений, заведомо больше и меньше пластового и строят кривую зависимости

$\frac{P}{Z} = y(P)$. Из точки пересечения этой кривой с прямой линией $\frac{Р_{пл}}{Z_{пл}}$ опускают перпендикуляр на ось абсцисс и получают числовое значение пластового давления.

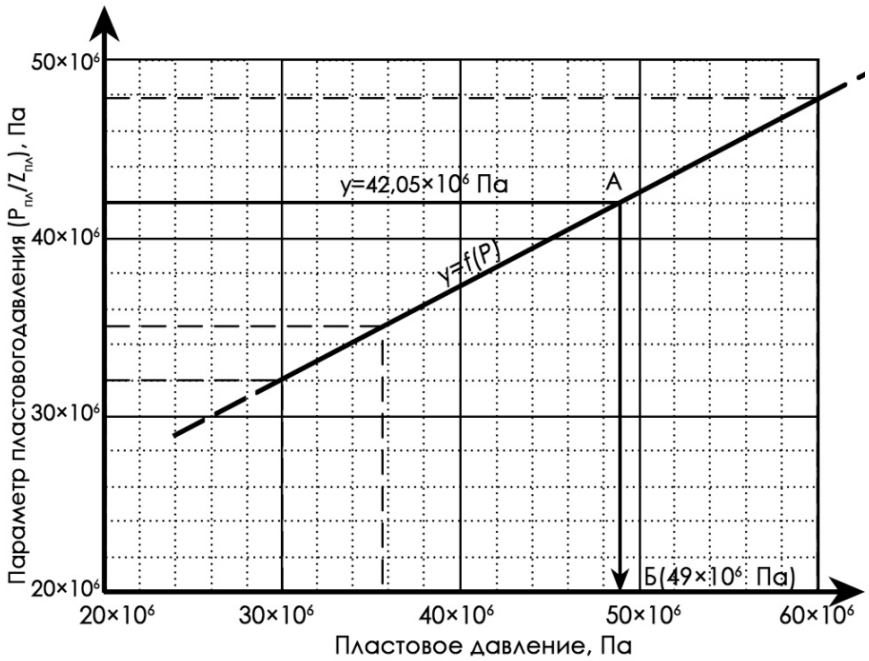


Рис. 14.11. Определение пластового давления графоаналитическим методом [106].

Э.Е. Лукьянов в работе [102] приводит пример расчета пластового давления графоаналитическим методом со следующими исходными данными.

Глубина скважины 2850м;

Концентрация газа в ПЖ φ = 0,06 (6,0%);

Механическая скорость бурения $U_{мех}$ = 0,002 м/с;

Площадь забоя скважины $S_з$ = 0,0386 м^2;

Пластовая температура $T_{пл}$ = 370К;

Температура ПЖ на выходе из скважины $T_о$ = 306К;

Атмосферное давление $P_{ат}$ = 0,1013·10^6 Па;

Пористость m = 0,11;

Газонасыщенность Ψ = 0,7.

Газосодержание ПЖ

$$Q_o = \frac{\varphi}{1-g} = \frac{0.006}{1-0.06} = 0.0638$$

Параметр пластового давления

$$\frac{\mathrm{P_{пл}}}{Z_{пл}} = \frac{Q_о \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}} \cdot Q}{\mathrm{T_о} \cdot \mathrm{U_{мех}} \cdot S_з \cdot m\Psi} = \frac{0{,}0638 \cdot 0{,}1013 \cdot 10^6 \cdot 370 \cdot 0{,}32}{306 \cdot 0{,}002 \cdot 0{,}0386 \cdot 0{,}7} =$$

$$= \frac{0{,}0765 \cdot 10^6}{1{,}8183 \cdot 10^{-3}} = 42{,}05 \cdot 10^6 \text{Па}$$

Строим линию у = $42{,}05 \cdot 10^6$ Па (рис. 14.11)

$30 \cdot 10^6 < \mathrm{P_{пл}} < 60 \cdot 10^6$

Выбираем $\mathrm{P_{пл}} = 30 \cdot 10^6$, $35{,}5 \cdot 10^6$, и $60 \cdot 10^6$ Па для которых $Z_{пл}$ = 0,94; 1,014 и 1,252, а параметры пластового давления соответственно равны $31{,}91 \cdot 10^6$; $35 \cdot 10^6$ и $47 \cdot 10^6$ Па.

Строим линию Y = f(P), которая пересекается с линией у = $42{,}05 \cdot 10^6$ Па в точке А (рис. 14.11). из точки А опускаем перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс. Значение абсцисс в точке пересечения Б равно пластовому давлению. В данном случае $\mathrm{P_{пл}} = 49{,}0 \cdot 10^6$ Па.

Произведем расчет коэффициента аномальности $\mathrm{K_а}$. Нормальное пластовое давление на глубине 2850м равно

$\frac{2850}{10} \cdot 1{,}05 = 299{,}25$ кг/м^3 = 29,92 МПа

Коэффициент аномальности

$$\mathrm{K_а} = \frac{P_a}{P_n} = \frac{49{,}0}{29{,}92} = 1{,}637$$

При определении зон разуплотненных глинистых пластов методами нормализованной скорости проходки необходимо знать изменение прочности пород с глубиной только за счет их степени уплотнения.

Поровое давление в пластах глин, имеющих мягкий скелет отличается от пластового давления в песчаниках, известняках, имеющих жесткий скелет. Если прочность глин в зонах АВПоД определяется в основном их пористостью, то прочность неглинистых пород определяется величиной концентрации напряжений в скелете породы за счет аномально высоких пластовых давлений [102].

Пористость глин в пласте совпадает с пористостью шлама, если размеры частиц шлама составляют более 3 мм. Поэтому для глин графики изменения пористости и прочности шлама с глубиной совпадают. В песчаниках и известняках в пластовых условиях за счет АВПД породы находятся в напряженном состоянии и при выходе на поверхность это напряжение пропадает, что приводит к расхождению графика пористости от графика прочности породы с глубиной.

Величина расхождения будет пропорциональна величине превышения аномально высокого давления над своим нормальным давлением.

Поэтому при выделении зон с аномально высокими давлениями необходимо учитывать изменяющийся литологический состав пород в исследуемом разрезе.

Рассмотренные выше закономерности позволяют учесть влияние смены литологии (относительно линии эталонной пористости $К_{пэ}^{Б} = f(H)$, полученной для нормально уплотненных глин с учетом поправки за реализованную на забое мощность ВЗД) путем введения коррекции по формуле [102]

$$К_{пс}^{Б} = К_{пэ}^{Б} - (\sigma - \frac{\sigma_{гл}}{К_{пгл}^{Б}} \cdot К_{п}^{Б}) \qquad (14.41.)$$

где на глубине расчетного $К_{пс}^{Б}$ – скорректированная пористость пород с учетом литологии;

$К_{пэ}^{Б}$ – эталонная пористость пород;

σ- прочность шлама, усл. ед.;

$\sigma_{гл}$ – прочность шлама из пластов глин, усл. ед.;

$К_{пгл}^{Б}$ – пористость линз и пласта, усл. ед.;

$К_{п}^{Б}$ – пористость пород без учета литологии.

В работе [102] приводится порядок расчета аномально высоких пластовых давлений при использовании нормализованной скорости проходки, предложенной С.Г. Фурсиным.

При проводке скважины определяется значение d-экспоненты

$$d = \frac{lg\frac{U_{мех}}{0{,}6 \cdot 10^{-3} n(\rho_n - \rho_{пж})}}{lg\frac{0{,}1G}{q\rho_{пж} \cdot Д^2}} \qquad (14.42.)$$

где $U_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/с;

n – частота вращения долота, об/мин;

ρ_n – плотность горной породы, средневзвешенная, кг/м^3;

$\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3;

G – осевая нагрузка на долото, кН;

Д – диаметр долота, м;

q – ускорение силы тяжести, м/с^2.

Определяется также скорректированная d-экспонента с учетом режима бурения и литологии [102]

$$d_{кэ} = d_э - (\sigma \frac{\sigma_{гл}}{d_{гл}} \cdot d) \qquad (14.43.)$$

Пример определения пластового давления по предложенной методике приведен на рисунке 14.12.

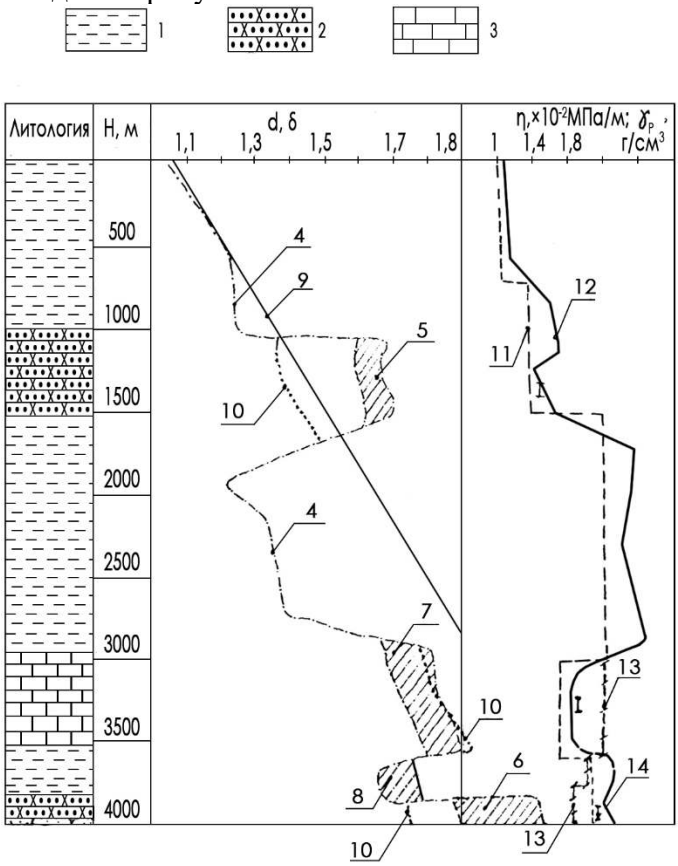


Рис. 14.12. Пример определения пластовых давлений (С.Г. Фурсин).

На рисунке 14.12 показаны интервалы глин 1, песчаников 2, известняков 3, зависимости d = f(H) и σ = f(H) 4, совпадающие по величине в интервале глин и не совпадающие по величине в интервалах залежей пластов песчаников с расхождением 5 и 6, известняков с расхождением 7 и глин с расхождением 8, линия эталонной буримости 9, скорректированная зависимость $d_к$ = f(H) 10, а также кривые плотности промывочной жидкости 11, градиента пластового давления, полученные по изложенной выше методике 12 и

стандартным методом 13 и результаты определения пластового давления независимым методом.

Согласно методике на заданном интервале разреза измеряют: скорость проходки, осевую нагрузку на долото, обороты долота, глубину скважины, плотность промывочной жидкости, средневзвешенную плотность вскрываемых пород и определяют в забойных условиях, при наличии скелетных напряжений, буримость пород по формуле 14.40. Одновременно по отобранным пробам шлама измеряют, например прибором ПЖ-2М, откалиброванном в ед. буримости, прочность σ тех же пород на поверхности, при отсутствии в них скелетных напряжений.

Далее строятся зависимости изменения с глубиной бурильности пород d = f(H) и прочности шлама σ = f(H) и выделяют интервалы разреза с расхождением по литологии 5, 6 и 7 указанных зависимостей и в пределах этих интервалов выделяют пласты глин с расхождением 8. Строят линию эталонной буримости $d_э$ = f(H) и в пределах выделенных интервалов разреза производят перерасчет исходных зависимостей по формуле [102]

$$d_c = d_э - (\sigma - Kd) \qquad (14.44.)$$

$$K = \frac{\sigma_{гл}}{d_{гл}} \qquad (14.45.)$$

Далее по скорректированной за влияние режима бурения и литологии пород зависимости d = f(H) 10 проводят расчет градиента пластовых давлений 12 с использованием формулы

$$P_{пл} = q \cdot \rho_п H - (q\rho_{пэ} - \eta_н) \cdot H_{экв} \qquad (14.46.)$$

Где: $P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

H и $H_{экв}$ – глубина скважины на расчетной точке и эквивалентная ей глубина, м;

$\rho_п$ и $\rho_{пэ}$ – средневзвешенные значения плотности горных пород на глубине H и $H_{экв}$ соответственно, нг/м^3;

$\eta_н$ – градиент нормального пластового давления, МПа/м ($\eta_н = 1{,}15 \cdot 10^{-2}$).

Как видно из приведенного примера, предложенная методика (кривая 12) по сравнению со стандартной (кривая 13) более информативная и позволяет определять давления по всему разрезу и обладает большей точностью, что подтверждается независимым методом определения пластового давления.

Сравнение результатов определения пластовых давлений по описанной выше методике и данным ИПТ показало, что среднее расхождение в оценке давлений в большинстве случаев не превышает 3-5% [102].

Использование данной методики позволяет оперативно и точнее контролировать давление и процесс бурения глубоких скважин не только в глинах, но и в песчаниках и известняках по всему вскрываемому разрезу.

Оператор-технолог станции ГТИ может оценить величину пластового давления зная забойное давление и проведя анализ поведения кривой газосодержания УВГ в процессе вскрытия нефтегазоносного пласта и значений газа наращивания после вскрытия пласта.

Забойное давление в процессе бурения и промывки определяется по формуле

$$P_{заб} = P_{гс} + P_{гск} \qquad (14.47.)$$

Где $P_{гс}$ – гидростатическое давление;

$P_{гск}$ – потери давления в кольцевом пространстве.

Расчет $P_{гск}$ был приведен ранее (Раздел 11). Забойное давление после прекращения циркуляции ПЖ первое время равно гидростатическому.

При забойном давлении больше пластового в промывочную жидкость поступает газ только из выбуренной породы, вследствие чего после прохождения пласта газ наращивания практически отсутствует на кривой $Г_{сум}$.

При забойном давлении, равном пластовому, газ наращивания будет наблюдаться и после вскрытия плата вследствие снижения забойного давления при наращивании бурильного инструмента (отсутствие $P_{гск}$ и эффект свабирования). Кривая $Г_{сум}$ после наращивания будет присутствовать в виде непродолжительных положительных аномалий, которые после каждого последующего наращивания будут уменьшаться вследствие кольматации призабойной зоны вскрытого пласта.

Если забойное давление меньше пластового, газ из плата будет поступать в затрубное пространство и после его вскрытия, что приведет к увеличению газа наращивания после каждого наращивания, со все большей интенсивностью.

Таким образом, если после вскрытия нефтегазоносного пласта наблюдается незначительное уменьшение газа наращивания, можно утверждать, что пластовое давление равно забойному.

14.2.3. Выделение зон аномально высоких давлений методами ГИС

Оценка аномально высоких поровых давлений осуществляется методами электрического, акустического, нейтронного каротажа.

Выделение зон по электрокаротажу основано на том, что удельное электрическое сопротивление глин тесно связано с их водонасыщенностью, и, следовательно, с пористостью. Поэтому нормально уплотненные глины характеризуются линейной зависимостью от глубины скважины. Отклонения этой линейной зависимости в сторону снижения УЭС глин свидетельствует о вскрытии зоны с АВПоД. При акустическом каротаже снижение $\Delta t_{ток}$ наблюдается при входе в зоны АВПоД и АВПД.

При гамма-гамма каротаже, при входе в зоны АВПоД и АВПД наблюдается снижение объёмной плотности пород.

По показаниям нейтронных методов, признаками вскрытия зон АВПоД и АВПД является снижение показаний в связи с ростом пористости пород.

Гамма-каротаж (ГК) применяется для выделения в разрезе скважины пластов глин, а также для оценки содержания в глинах песчано-алевритовых и карбонатных примесей.

Пример определения поровых давлений по акустическому каротажу показан на рисунке 14.13.

В связи с тем, что в последние годы все более широкое применение находят забойные телеметрические системы, есть возможность при комплексном использовании геофизической, геолого-геохимической и технологической информации оперативно в процессе бурения уверенно прогнозировать, выделять и давать оценку аномально высоким поровым и пластовым давлениям, что позволит осуществлять безаварийную проводку скважин с максимально высокими технико-экономическими показателями.

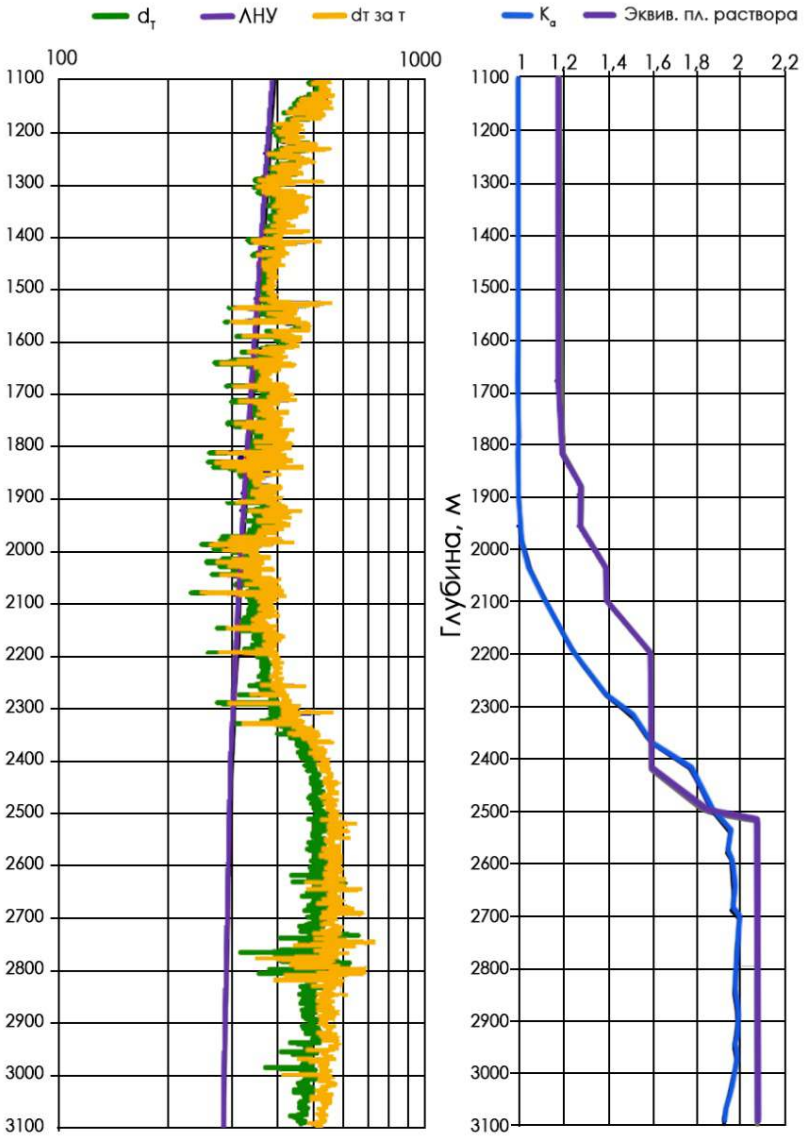


Рис. 14.13. Пример определения порового давления по данным АК (Е.В.Тарасова)

15. Оперативная интерпретация геолого-геохимической и технологической информации.

Оперативная интерпретация геолого-геохимической информации производится непосредственно на скважине и должна быть направлена на решение следующих задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение опорных пластов (реперов), ориентировка в разрезе и установление степени соответствия фактического разреза скважины прогнозному;
- стратиграфическое расчленение разреза;
- прогноз вскрытия кровли пласта-коллектора;
- определения границ кровли и подошвы пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора и степени нефтегазонасыщенности пород;
- определение характера насыщения пласта.

По результатам интерпретации геолого-геохимической и технологической информации выдаются рекомендации об интервалах отбора керна, гидродинамических и геофизических исследованиях.

Технологическая схема проведения геолого-геохимических и технологических исследований, по выявлению продуктивных пластов в процессе бурения, приведена на рис.15.1.

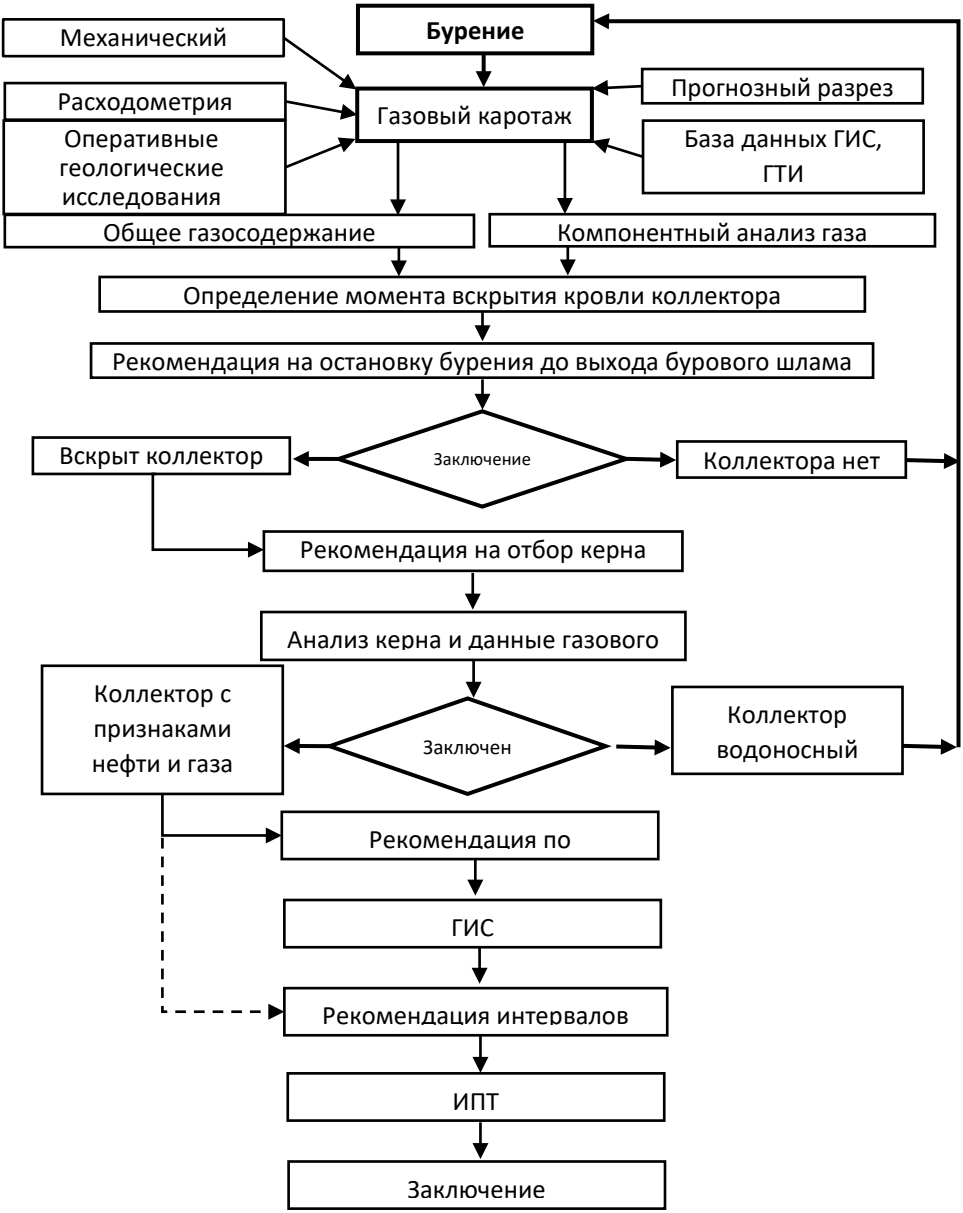


Рис. 15.1. Технологическая схема проведения оперативных геолого-геохимических и технологических исследований по выделению нефтегазоносных пластов в разрезе скважины

Основным условием эффективности оперативных геолого-геохимических и технологических исследований предлагаемой технологии является чёткая последовательность выполняемых операций, максимальное использование всей имеющийся геолого-технологической, геохимической и геофизической информации на каждом этапе работ и комплексирование методов ГИС и ГТИ в процессе проводки скважины.

Технологическая схема предусматривает поэтапное решение всех геологических задач: от литолого-стратиграфического расчленения разреза до выдачи заключения о наличии продуктивных нефтегазоносных пластов в разрезе скважины.

В зависимости от целей бурения, категории и типа скважины, а также геологического задания, степень приоритетности задач на каждом отдельном этапе может быть различна, а перечень решаемых задач может расшириться.

Так, при исследовании горизонтальных скважин основными задачами являются:

- литологическое расчленение разреза в процессе бурения вертикальной части скважины и выделение опорных пластов (реперов);
- ориентировка в разрезе и выдача информации для определения момента начала кривления ствола скважины;
- определение момента вскрытия кровли пласта;
- определение положения долота в пласте во время прохождения горизонтального участка ствола скважины.

В процессе проведения геологических и технологических исследований горизонтальных скважин буровой бригаде выдаётся предупреждение при подходе или вскрытии долотом кровли или подошвы пласта, а также о водонефтяном контакте. При проходке горизонтального участка ствола скважины заказчику оперативно предоставляется информация о литологическом составе пород и их нефтегазонасыщенности.

При бурении глубоких скважин актуальной становится задача оперативного выделения зон аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых (АВПД) давлений. При вскрытии зон с АВПоД в пробах отбираемого шлама доля обвальной породы резко возрастает (до 70-80%), что отрицательно влияет на результаты исследований, а при

вскрытии зон с АВПД газонасыщенность промывочной жидкости резко возрастает до критических значений.

15.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

Решение данной задачи является первым и непременным звеном технологического процесса изучения разреза. При литолого-стратиграфическом расчленении осуществляется оперативное изучение минералогического состава и физико-химических свойств разбуриваемых пород, определяется литология пород и их стратиграфическая приуроченность, выявляются тектонические особенности разреза (перерывы в осадконакоплении, размывы, тектонические нарушения), выделяются опорные пласты, покрышки и пласты-коллекторы. Оперативное определение смены литолого-стратиграфических комплексов и выявление особенностей их геологического строения позволяет судить о нефтегазоносности разреза, прогнозировать момент вскрытия перспективного нефтегазоносного интервала, выбирать оптимальный режим вскрытия пласта-коллектора и проводить его детальное изучение. Изучение литологических особенностей вскрываемых пород и их физико-механических свойств позволяет также своевременно вносить коррективы в режим бурения скважины (выбор типа долот, режимных параметров, свойств промывочной жидкости и т.д.).

Предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза производится на основе обработки и интерпретации имеющейся по изучаемой площади информации, включающей данные сейсморазведки, промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований по ранее пробуренным скважинам, детальных лабораторных анализов каменного материала, промывочной жидкости и пластового флюида. По результатам обработки указанной информации строится прогнозный геологический разрез.[11]

Для составления прогнозного разреза используются литолого-стратиграфические разрезы по данным ГИС и ГТИ по одной или нескольким рядом расположенным скважинам с подробной информацией о геологическом строении разреза, выявленных пластах-реперах с детальным описанием литологических особенностей и минерального состава пород.

Достоверность прогноза будет зависеть, главным образом, от объёма и качества имеющейся геолого-геофизической информации, а также от сложности геологического строения изучаемого района работ (площади, месторождения). Если история геологического развития региона характеризуется спокойной обстановкой осадконакопления и разрез представлен мощными пластами (от десятков до сотен метров), выдержанными по литолого-петрофизическим свойствам горных пород, составление прогнозного разреза не составляет особенных затруднений и прогнозные значения кровли пластов обычно совпадают с фактическими.

Если согласное залегание пород нарушено наличием сбросов, надвигов, перерывами в осадконакоплении и т.д., при построении прогнозного разреза необходимо дополнительно использовать структурные карты по отражающим горизонтам, приуроченным обычно к смене литотипа пород. В данном случае достоверность прогноза во многом будет зависеть от квалификации оператора-геолога, проводящего оперативные геологические исследования на скважине.

Необходимо иметь в виду, что даже в однородных, на первый взгляд, в литологическом отношении разрезах, очень часто можно выделить несколько пластов, отличающихся от вмещающих пород какими-либо особенностями: структурой, твёрдостью, цветом, типом цемента, степенью глинистости, наличием включений различных минералов, органических остатков и т.д., что обусловлено цикличностью осадконакопления. Таким образом, в однородной, на первый взгляд, толще пород, можно выделить пласты с различной стратиграфической приуроченностью и установить порядок залегания их в разрезе скважины.

При отсутствии прогнозного геологического разреза используется проектный разрез скважины, приведённый в геолого-техническом наряде. При этом основной задачей оператора-геолога является выявление степени соответствия фактического разреза, который строится в процессе бурения скважины, проектному, и своевременной выдаче заказчику информации о расхождении стратиграфических границ, и о фактической глубине залегания в разрезе кровли и подошвы пластов-коллекторов, с целью оперативной корректировки технологии проводки скважины.

В составе комплекса методов ГТИ наиболее информативными при литолого-стратиграфическом расчленении являются: макро- и

микроскопия пород, карбонатометрия, фракционный анализ и механический каротаж. Особое внимание при решении данной задачи необходимо уделять детальному описанию бурового шлама и керна.

Основные трудности при исследовании шлама обычно связаны с присутствием обвальных пород, содержание которых в пробах шлама может достигать 60-70% и более.

Оператор станции ГТИ должен активно использовать возможности повышения информативности шлама путём управления режимом вскрытия пластов. В перспективных интервалах для получения представительного шлама могут быть даны рекомендации об изменении нагрузок на долото и частоты его вращения, изменении режима промывки, улучшении свойств промывочной жидкости и т.д. Это позволяет увеличить крупность частиц шлама из разбуриваемой породы и уменьшить в отбираемых породах содержание обвальной породы. По результатам анализа шлама и керна строится литологическая колонка с указанием границ смены пластов и пропластков различного литологического состава. При этом, как уже указывалось выше, основным признаком смены литологии пород является появление в отобранных пробах шлама новой литологической разности, например, появление в шламе, представленном ранее только аргиллитом, песчаника или алевролита, или появление в шламе, представленном алевролито-глинистыми породами, органогенного известняка или доломита.

Одновременно, появление новой литологической разности в пробе шлама служит не только сигналом о вскрытии кровли пласта другого литологического состава, но и о прохождении подошвы ранее разбуриваемого пласта или пропластка.

Особое внимание при составлении разреза должно быть направлено на выявление несоответствия фактических и прогнозных границ пластов, их мощностей, наличия перерывов в осадконакоплении, тектонических нарушений, зон трещиноватости, появления битуминозных пород, т.е. всех тех признаков, по которым можно судить о литологических особенностях разреза и перспективах его нефтегазоносности. Привлечение информации по ранее пробуренным скважинам и ее интерпретация в комплексе с информацией, получаемой в процессе бурения, позволяет принять обоснованное решение об интервалах отбора керна.

Чтобы избежать пропуска маломощных или глубокозалегающих пластов, когда время движения шлама с забоя скважины до устья

соизмеримо со временем разбуривания пласта, необходимо при признаках входа в пласт-коллектор, зарегистрированный по механическому каротажу, немедленно остановить бурение до выноса выбуренного шлама на поверхность и его анализа. Если анализ шлама подтверждает сделанное предварительное заключение о наличии коллектора, бурение продолжают с отбором керна.

При бурении с отбором керна параллельно производится и отбор шлама, чтобы более полно охарактеризовать интервал отбора в тех случаях, когда наблюдается низкий вынос керна. В перспективных участках разреза отбор шлама необходимо проводить особенно тщательно с тем, чтобы своевременно можно было выдать рекомендации на бурение с отбором керна в наиболее интересных с точки зрения нефтегазоносности интервалах.

Стратиграфическое расчленение вскрываемых отложений производится путем сопоставления литологической колонки, т.е. фактического рабочего разреза, с проектным по ГТН или эталонно-прогнозным, построенным по результатам исследований пробуренных ранее скважин. При их относительной идентичности установление стратиграфических границ не вызывает затруднений. Если же разрезы не совпадают, то возраст разбуриваемых пород уточняется по опорным пластам, в качестве которых выбираются регионально выдержанные маркирующие горизонты. Они характеризуются однородностью литологического состава, физико-механических свойств пород и выдержанностью мощностей. В каждом регионе выделяются свои опорные пласты, которые указываются на прогнозном геологическом разрезе.

При сопоставлении фактического разреза с прогнозным или проектным, возможны значительные расхождения, которые могут быть вызваны резким изменением мощностей отдельных толщ (горизонтов, пластов), появлением новых толщ (горизонтов, пластов) или выпадением из разреза отдельных его частей, в том числе вследствие тектонических нарушений, размывов, других аномалий разреза.

Обо всех выявленных несовпадениях разрезов оператор-геолог ставит в известность геологическую службу УБР, супервайзера и бурового мастера для оперативной корректировки процесса бурения. В зависимости от характера изменения разреза даются рекомендации об изменении запланированных интервалов отбора керна, проведении гидродинамических испытаний, геофизических исследований

скважины и др.

Достоверность литолого-стратиграфического расчленения разреза, по данным геолого-технологических исследований, зависит не только от применяемых технико-методических средств и квалификации оператора-геолога, но и, в значительной степени, как указывалось выше, от геологического строения разреза исследуемых площадей (месторождений).

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в большинстве случаев литолого-стратиграфическое расчленение не вызывает существенных трудностей. Этому способствует высокая степень изученности разреза, выдержанность осадочных формаций в пределах значительных площадей и общность их геолого-геофизических свойств, наличие в достаточном количестве регионально-распространённых реперов.

Литологическое расчленение терригенной части разреза обычно не вызывает затруднений по данным механического каротажа и эпизодическим анализам шлама. Аргиллиты и алевролиты характеризуются более низкими значениями механической скорости ($V_{мех}$) по сравнению с песчаниками. Кривая механического каротажа хорошо коррелируется с кривой ПС.

Литологическое расчленение карбонатной части разреза довольно часто является сложной задачей, что усугубляется высокой (>10м/ч) механической скоростью проходки, ограничивающей применение расширенного комплекса методов. По данным механического каротажа карбонатная часть разреза дифференцируется недостаточно четко, хотя с увеличением глинистости и пористости известняков и доломитов наблюдается возрастание механической скорости бурения (рис.15.2).

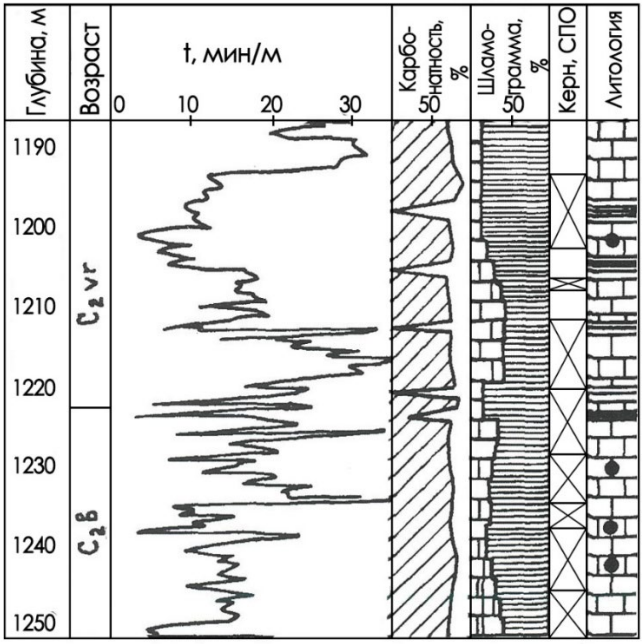


Рис.15.2. Литологическое расчленение разреза (Западно-Ножевская площадь Пермское Прикамье).

Низкими значениями (1-3 м/ч) отмечаются пласты ангидритов. В мергелях и глинистых доломитах наблюдается возрастание механической скорости в 1,5-2,5 раза по сравнению с её значениями в плотных известняках.

В карбонатной части разреза (турнейские и фаменские отложения), представленной известняками и доломитами, проводить литологическое расчленение практически невозможно, так как изменение $V_{мех}$ очень незначительное и не наблюдается закономерность в ее изменении при бурении в известняках и доломитах. Для литологического расчленения решающая роль здесь принадлежит методам анализа шлама (макро- и микроскопия, карбонатность, плотность). В терригенной части разреза информативность кривой $V_{мех}$ повышается. Пористые песчаники характеризуются повышением $V_{мех}$ в 1,5-1,8 раза по сравнению со значениями в аргиллитах и алевролитах. В связи с частым переслаиванием указанных пород механический каротаж необходимо комплексировать с анализом шлама, причем последний необходимо отбирать с дискретностью не более 1-2 м.

Пример литолого-стратиграфического расчленения терригенно-карбонатной толщи нижнего карбона по результатам оперативного анализа шлама и керна показан на рис.15.3.

По геолого-техническому наряду вскрытие карбонатной толщи турнейского яруса предполагалось на глубине 1542 м, после проходки песчано-глинистых отложений бобриковского горизонта, ввиду хорошей изученности разреза расхождение фактического и прогнозного разреза оказалось незначительным. Кровля пород бобриковского горизонта была вскрыта на глубине 1538,0 м, а кровля известняков кизеловского горизонта – на глубине 1550 м на 8 м ниже прогнозной отметки. Сразу же после вскрытия известняков было принято решение о проходке с отбором керна. По результатам оперативного анализа керна был выделен нефтенасыщенный интервал, представленный светло-серыми известняками, кавернозными с высоким нефтесодержанием.

На рис.15.4 показан пример литологического расчленения разреза по одной из скважин Усинского месторождения (Республика Коми). Видно, как резко изменяется механическая скорость проходки ($V_{мех}$) в пластах с разной литологией.

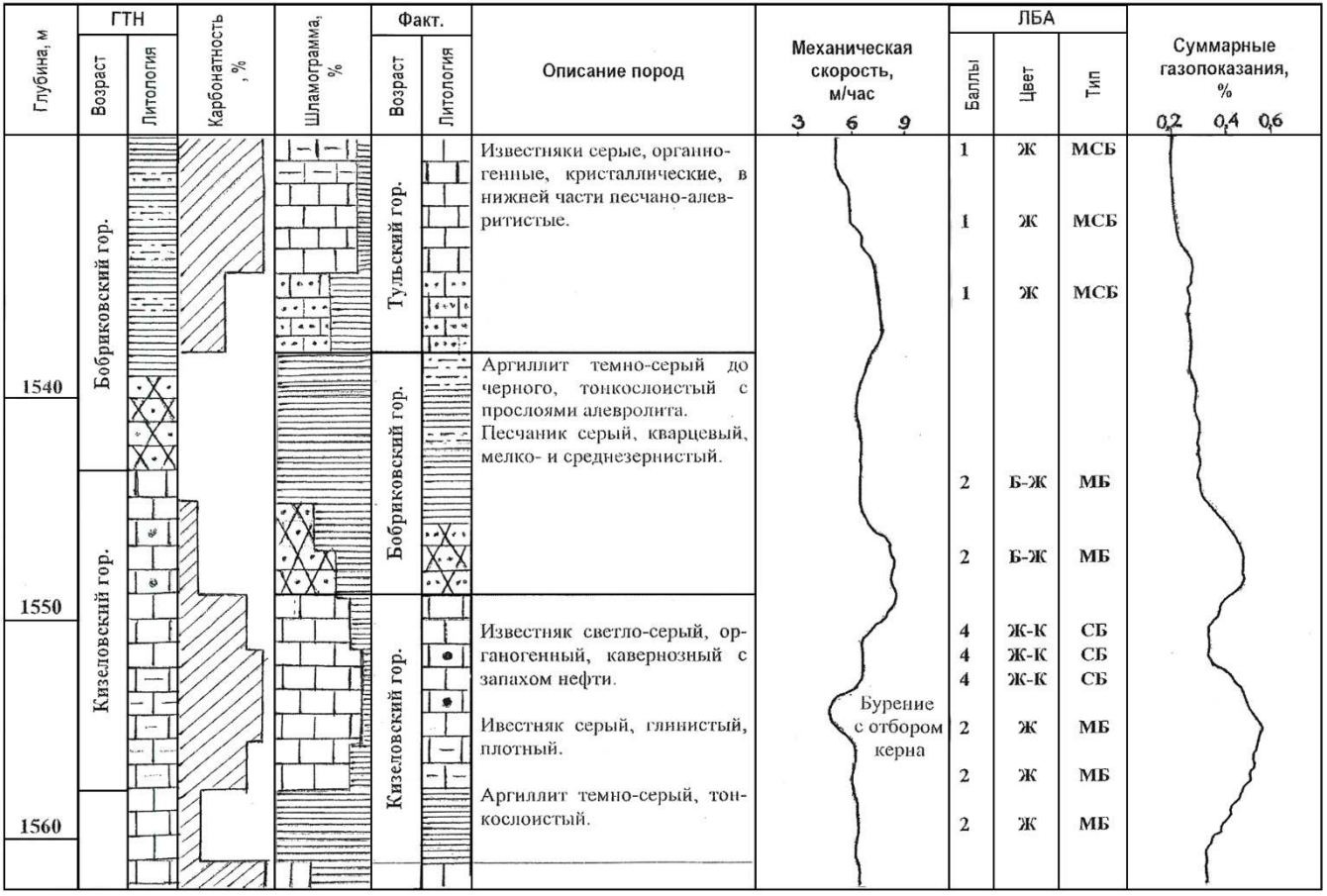


Рис.15.3. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза по разведочной скважине (Республика Башкортостан).

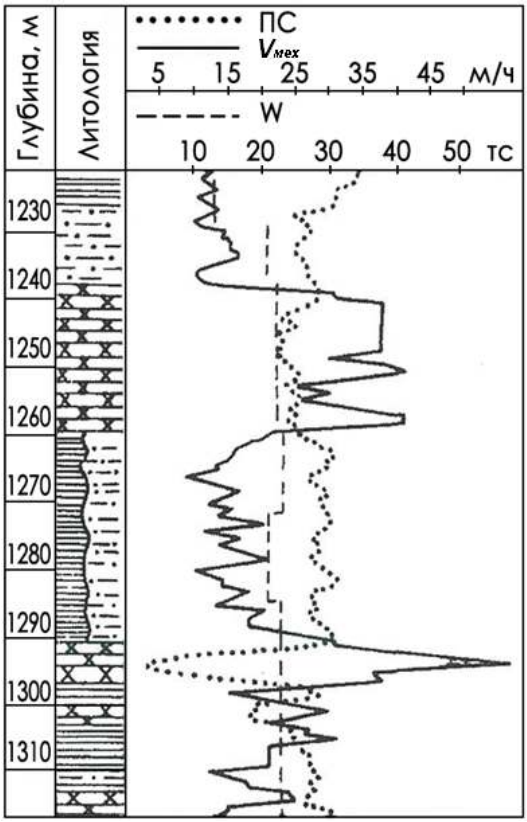


Рис.15.4. Литологическое расчленение разреза по изменению механической скорости проходки ($V_{мех}$).

В глинисто-алевритовых пластах (интервалы 1220-1238 и 1260-1290 м) $V_{мех}$=12÷15 м/ч, в то время как при разбуривании песчаников (интервал 1238-1260 м) механическая скорость возрастает до 35-40 м/ч, а в пласте-коллекторе (интервал 1291-1296 м) – до 55 м/ч.

Для успешного решения задачи литологического расчленения девонских отложений данной группы провинций методы ГТИ необходимо комплексировать с ГИС. Для привязки информации, получаемой по ГТИ, необходимо использовать опорные пласты или реперы. В качестве таких используются повсеместно распространенные и выдержанные по мощности пласты, которые уверенно выделяются по кривой $V_{мех}$, данным анализа шлама и кривым электрометрии или радиометрии. Так, для Пермского Прикамья при проведении ГТИ в качестве реперов используется кровля верейских аргиллитов, известняк в кровле турнея. В Республике Коми (Усинское месторождение) в качестве реперов выделены в верхнепермских отложениях пористые песчаники, в каменноугольных отложениях – глинистые известняки намюрского возраста и ангидриды серпуховского горизонта, в верхнедевонских отложениях – карбонаты доманикового горизонта.

Стратиграфическое расчленение разреза в процессе бурения не составляет собой трудности, если стратиграфические границы совпадают с литологическими. При разбуривании «монотонной» толщи известняков или доломитов (верхнедевонско-турнейский

карбонатный комплекс Республики Башкортостан) стратиграфическое расчленение представляет собой сложную задачу, успешное решение которой часто невозможно без данных ГИС, лабораторных анализов каменного материала и геолого-геофизической информации по ранее пробуренным скважинам.

В данном случае стандартные методы исследования бурового шлама (макро- и микроскопия, карбонатометрия) желательно дополнить новыми инструментальными методами: ЭПР-спектроскопией, рентгенодифракционным и рентгенофлуоресцентным анализами.

Ранее (раздел 4.2) был показан пример выделения аскинско-мендымских отложений в монотонной карбонатной толще нижнего девона. Глинистые отложения по результатам рентгенофлуоресцентного анализа выделяются повышенными значениями радиоактивных элементов.

Наибольшие затруднения при литолого-стратиграфическом расчленении разрезов в процессе бурения возникают в нефтегазоносных провинциях и областях, имеющих сложные горно-геологические условия: Прикаспийская нефтегазоносная провинция, Предуральская нефтегазоносная область, Северо-Кавказско-Мангышлакская и Южно-Каспийская нефтегазоносные провинции. Характерными для данных провинций и областей являются наличие мощной толщи осадочных пород, значительная роль в разрезе карбонатных и галогенных отложений, наличие зон аномально высоких поровых и пластовых давлений, приуроченность крупных по запасам продуктивных пластов к сложным надсолевым, межсолевым и подсолевым карбонатным и терригенным коллекторам. Большая глубина скважин, наличие зон АВПД, присутствие сероводорода существенно усложняют технологию проводки скважин. Применяется, в основном, роторный способ бурения. Механическая скорость бурения довольно низкая и составляет обычно 8-10 м/ч, а в продуктивной толще разреза 2-3 м/ч. Наибольшая механическая скорость наблюдается при разбуривании соленосного комплекса (до 20-30 м/ч) и терригенных отложений надсолевого комплекса (10-15 м/ч).

Наиболее эффективно расчленение производится в надсолевой части разреза и в соленосном комплексе. Надсолевые отложения представлены терригенными породами с прослоями известняков, доломитов и мергелей. Наибольшая мощность надсолевого комплекса

(≈ 4 тыс.м) наблюдается в Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Мощность галогенных отложений изменяется от десятков и сотен метров (Предуральский прогиб) до 1,5-2 тыс.м (Прикаспийская нефтегазоносная провинция).

Надсолевые отложения хорошо дифференцируются по механическому каротажу (рис.15.5).

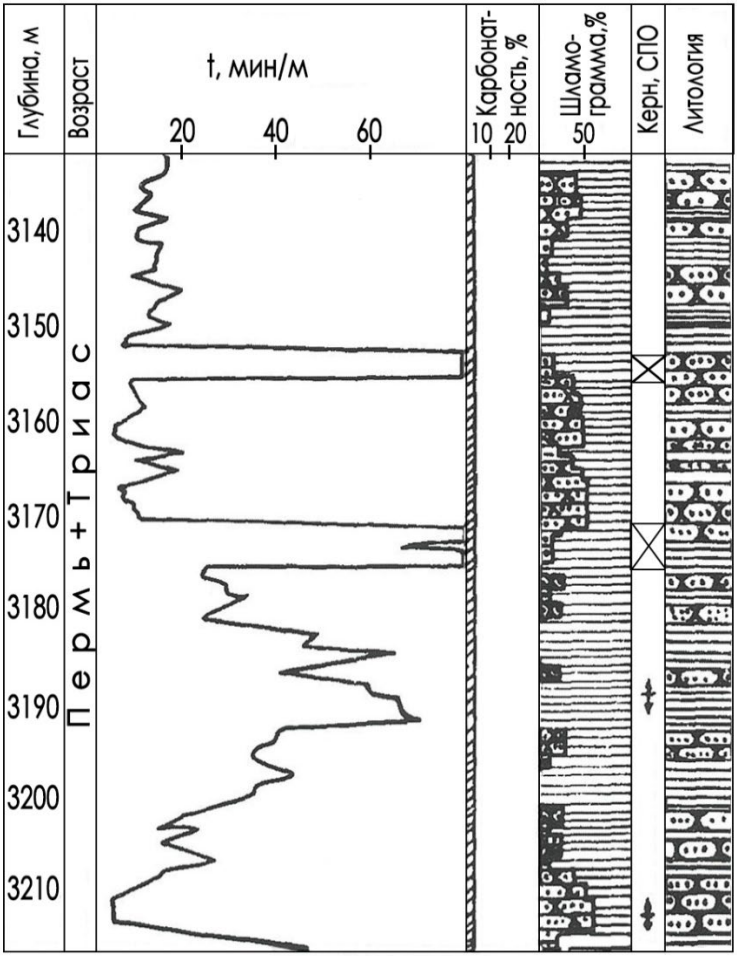


Рис.15.5. Литологическое расчленение разреза (Площадь Байтюбет-Арал Прикаспий).

Наиболее высокие значения $V_{мех}$ в надсолевых отложениях приурочены к песчаникам, особенно пористым. Алевролиты, аргиллиты и карбонатные породы характеризуются уменьшением

величины $V_{мех}$. Для литологического расчленения последних достаточно в комплексе с механическим каротажем проводить анализ шлама и керна. Пласты-коллекторы выделяются по увеличению $V_{мех}$, поглощению промывочной жидкости, росту газонасыщенности промывочной жидкости и люминесценции шлама. Вход в галогенные породы легко определяется по резкому (в 5-7 раз) возрастанию $V_{мех}$. Прослои гипсоангидритовых пород, известняков и доломитов также хорошо выделяются по резкому уменьшению $V_{мех}$ (рис.15.6). Анализ шлама (микро- и макроскопия, карбонатность, плотность) позволяет выделять литологические особенности пород, слагающих прослои. В некоторых случаях для решения задач стратиграфии помимо методов ГТИ приходится привлекать геофизические методы (сейсморазведку и ГИС).

Наиболее сложной проблемой при проведении ГТИ является литолого-стратиграфическое расчленение подсолевого комплекса, когда необходимо использовать нормализованную механическую скорость проходки с привлечением комплекса анализа шлама и дополнительных методов (гамма-спектрометрии, ИК-спектрометрии т др.). Стратиграфическое расчленение подсолевой части разреза в большинстве случаев невозможно без детальных лабораторных исследований шлама и керна.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции осложняется высокими скоростями бурения: при разведке оно достигает 21-23 м/ч, а при эксплуатационном бурении – 35-40 м/ч. Высокие значения $V_{мех}$ не позволяют производить отбор и анализ шлама даже через 5 м, поэтому ведущая роль отводится механическому каротажу, тем более что разрез представлен частым переслаиванием глинистых пород с песчаниками.

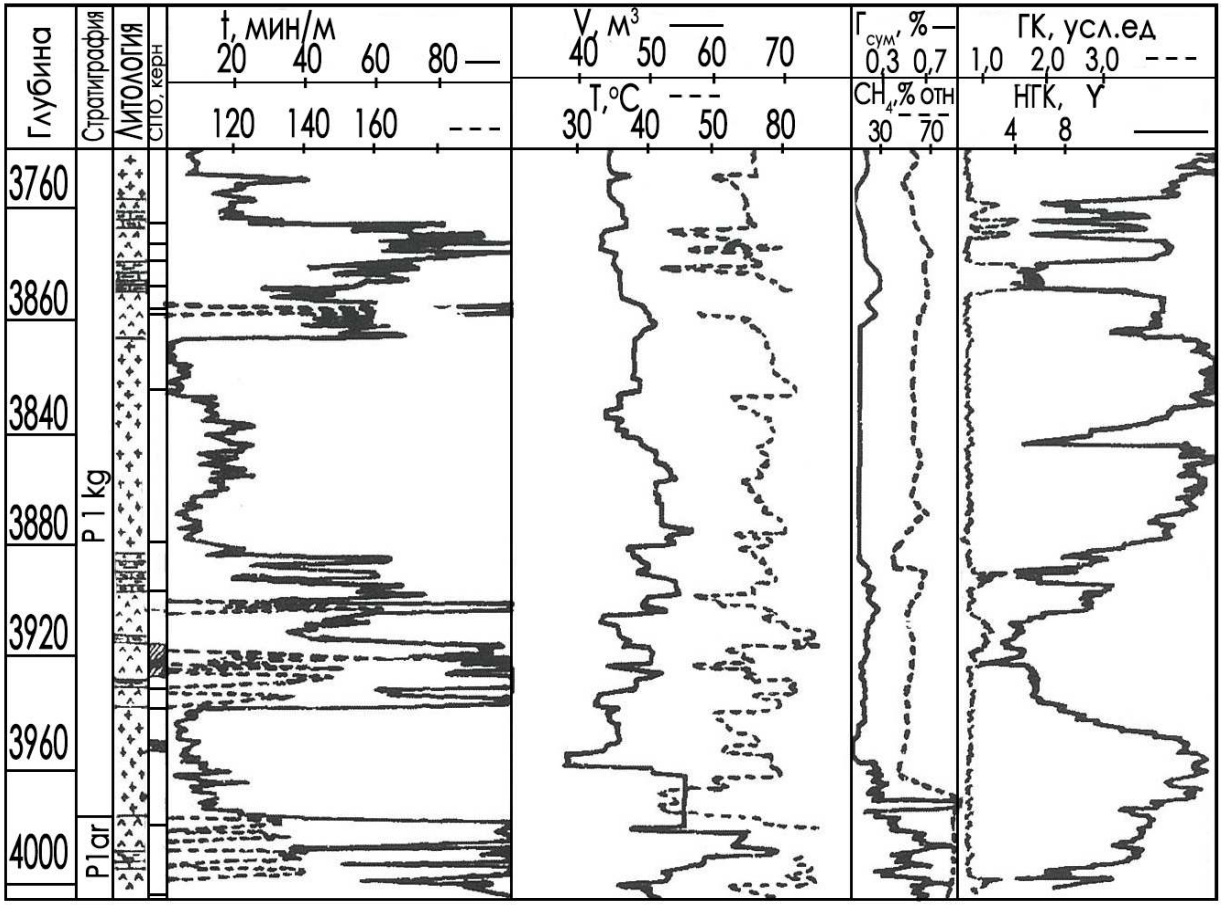


Рис.15.6. Литологическое расчленение разреза по скв.29 площади Тенгиз.

Разбуривание глинистых пород сопровождается резким уменьшением механической скорости бурения и увеличением давления промывочной жидкости в нагнетательной линии $Р_{вх}$ (рис.15.7.). Вход в пласты-коллекторы сопровождается ростом $V_{мех}$ и падением $Р_{вх}$. Наблюдается также поглощение ПЖ.

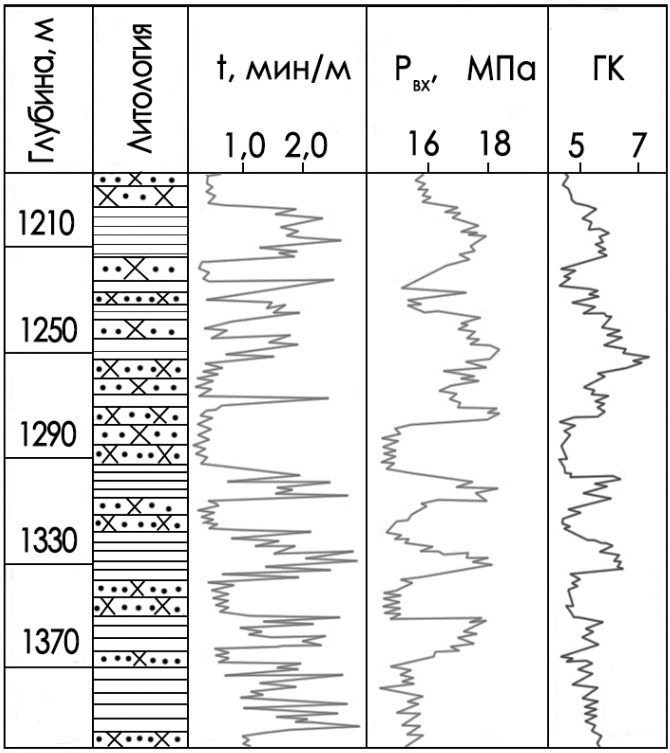


Рис.15.7. Литологическое расчленение разреза (Самотлорское месторождение).

В связи и широким применением комплексов «БИТ-ВЗД» предлагается для литологического расчленения разреза использовать один из параметров энерго-каротажа – условную удельную работу разрушения. [10]

Параметр «Удельная работа разрушения» отражает величину проходки на единицу затраченной энергии (в кВт/ч).

Параметр «Удельная работа разрушения» еще называется нормализованной скоростью на забойную мощность.

Высокие значения параметра соответствуют породам с высокими емкостными и фильтрационными свойствами, минимальные значения – непроницаемым породам.

Меловые, палеогеновые и неогеновые отложения Северо-Кавказской нефтеносной провинции хорошо расчленяются по данным механического каротажа с привлечением информации по шламу (рис.15.8).

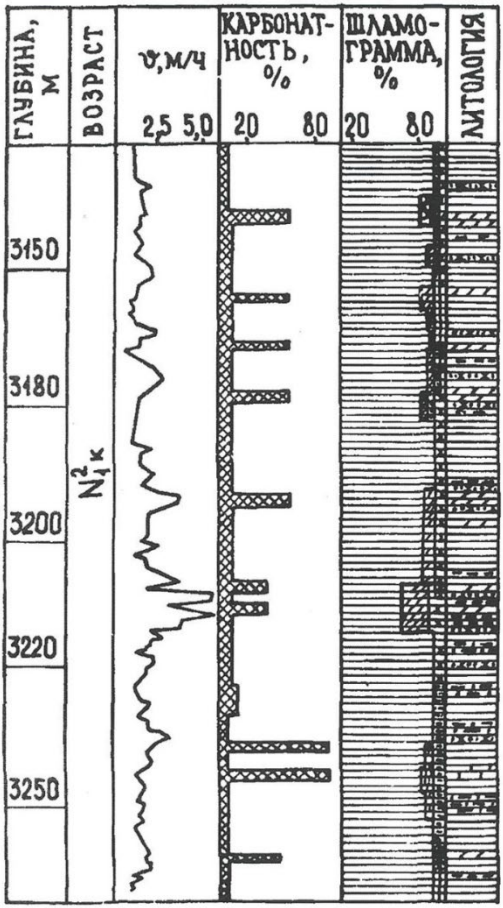


Рис.15.8. Литологическое расчленение разреза по СКВ.1 Шелковской площади (Северный Кавказ).

Для точной привязки пластов к глубине необходимо привлекать методы ГИС. Частота отбора шлама диктуется решаемыми задачами и обычно составляет 5, реже 10 м.

Литологическое и стратиграфическое расчленение глубокозалегающей части разреза является довольно сложной задачей.

Эффективность применения механического каротажа при выделении глубокозалегающих коллекторов Северного Кавказа составляет около 60%, причем величина $V_{мех}$ при входе в коллектор повышается незначительно. Оптимальный интервал регистрации продолжительности бурения (шаг квантования) должен быть 0,2 м. Для учета технологических факторов целесообразно рассчитывать нормализованную $V_{мех}$ с введением поправки на износ долота.

Так как, на скорость бурения, помимо литологического состава пород, оказывают влияние разнообразные технологические факторы, последние необходимо учитывать, особенно, при бурении глубоких скважин. Для исключения влияния на данные механического каротажа изменений в режиме бурения (нагрузки на долото, частоты вращения ротора, диаметра долота и др.) следует рассчитывать нормализованную скорость проходки.

Наиболее эффективным способом нормализации механической скорости при роторном бурении является расчет d_s – экспоненты или параметра прочности породы $\sqrt{\boldsymbol{\sigma}}$. Последний из указанных способов используется и для выделения коллекторов в карбонатном разрезе. [107] При этом значение $\sqrt{\boldsymbol{\sigma}}$. рассчитывается через каждые 0,2; 0,5 м проходки.

По вычисленным значениям $\sqrt{\boldsymbol{\sigma}}$. для каждого долбления строится график изменения параметра прочности без учета износа долота. После окончания долбления производится поправка на износ и типоразмер долота, и по скорректированным значениям $\sqrt{\boldsymbol{\sigma}}$. рассчитывается показатель пористости $K\sigma$. Для его расчета используются эмпирические формулы, выведенные для данного района исследований на основе обработки статистического материала. Так, для подсолевых карбонатных отложений месторождения Тенгиз:

$$K_{\sigma}=\frac{1}{1{,}2+\left(6{,}15\sqrt{6}\right)^{2}} \qquad (15.1.)$$

Для выделения коллекторов в терригенных разрезах можно использовать данные энергокаротажа или кривую механической скорости проходки. В данном случае строится график изменения удельной работы разрушения или $V_{мех}$ в масштабе, принятом на сводной диаграмме.

Нефтегазоносные области Северного Кавказа характеризуются сложным геологическим строением, наличием зон АВПоД и АВПД,

высокими температурами и большой глубиной (>5 тыс. м) бурящихся скважин, что значительно затрудняет литологическое расчленение разреза в процессе бурения.

В то же время, невысокие скорости бурения скважин (5-7 м/ч) позволяют проводить детальные геолого-геохимические исследования, и появляется реальная возможность опробования и внедрения новых инструментальных методов: пиролиза горных пород, ЭПР-спектроскопии, рентгенофлуоресцентного анализа и др.

Применение утяжеленных глинистых растворов с добавлением нефтепродуктов и известково-битумных растворов затрудняет использование некоторых методов геолого-геохимических исследований (ЛБА, газометрии, ОВП, газового каротажа).

Таким образом, эффективность применения оперативных геолого-геохимических исследований для литолого-стратиграфического расчленения разреза зависит от многих природных и технологических факторов. Комплексирование методов геолого-геохимических исследований с другими методами ГТИ, ГИС с привлечением результатов лабораторных исследований шлама и керна позволяет проводить литолого-стратиграфическое расчленение даже при бурении скважин в сложных геолого-технических условиях.

15.2. Выделение пластов-коллекторов.

15.2.1. Общие сведения о породах-коллекторах.

Коллекторы - горные породы, которые обладают способностью вмещать пластовый флюид (нефть, газ, воду) и отдавать их при разработке месторождения.

По литологическому составу коллекторы подразделяются на терригенные, карбонатные и нетрадиционные. [108, 109]

Терригенные коллекторы представлены песчаниками, алевритами, алевролитами и реже – глинистыми породами.

Карбонатные коллекторы представлены известняками, доломитами, мелом.

К нетрадиционным коллекторам относятся породы любого происхождения и состава: вулканогенные, метаморфические, интрузивные, глинистые и биогенные кремнистые нефтематеринские породы.

Пустотное пространство в них представлено порами, трещинами, кавернами, которые образуются при выходе газа и вторичном выщелачивании (туфа и лавы), выветривании, обработке гидротермальными растворами, в результате тектонических процессов и т.д.

Терригенные коллекторы являются преобладающими, на них приходится 58% мировых запасов нефти и 77% газа. Коллекторы характеризуются фильтрационно-емкостными свойствами, которые обусловлены большим числом факторов, к основным из которых относятся:

- особенности пустотно-порового пространства (пористость, трещиноватость, кавернозность);
- проницаемость;
- характер насыщения.

Важнейшей характеристикой пород-коллекторов является их пористость. [82]

Пористость бывает двух типов: открытая и закрытая. Схема типов пор и пористости показана на рис.15.9.[108]

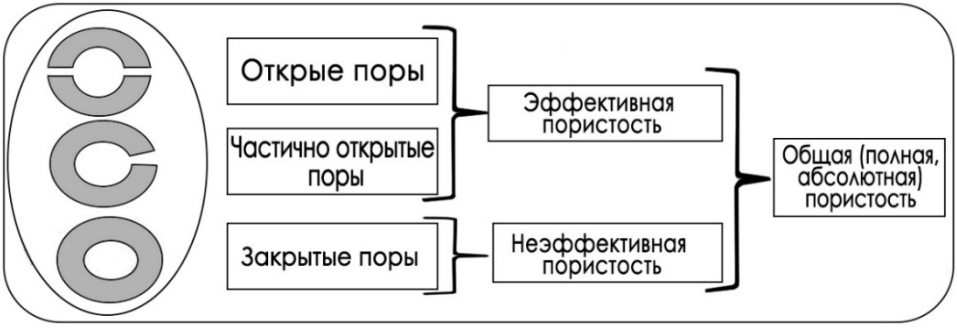


Рис.15.9. Схема типов пор и пористости.

Открытая пористость определяется объемом всех связанных между собой пор, т.е. объемом сообщающихся открытых и частично открытых пор. Открытые и частично открытые поры определяют эффективную пористость, т.е. объем пор, из которых нефть или газ могут быть извлечены при разработке.

Закрытая пористость (неэффективная) соответствует объему изолированных, т.е. не связанных между собой пор.

Весь объем порового пространства определяет общую (полную или абсолютную) пористость породы.

Коэффициентом полной пористости называется отношение объема взаимосвязанных и изолированных пустот к общему объему образца горной породы.

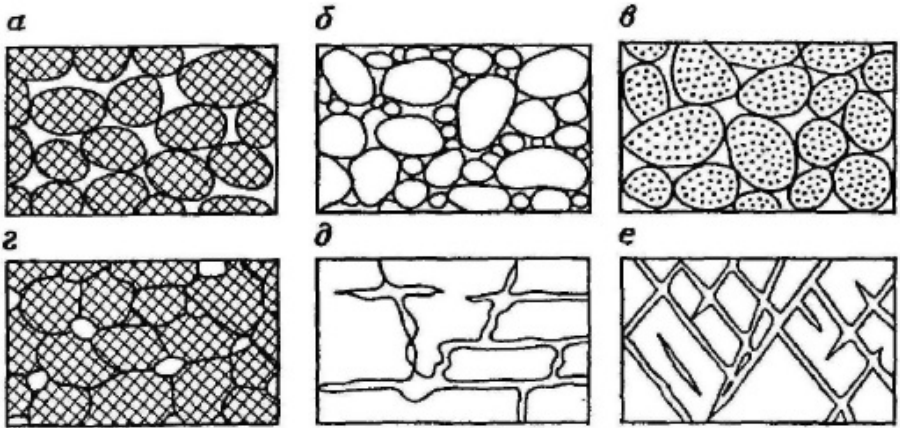
Коэффициентом открытой пористости называется отношение объема открытых сообщающихся пор, к объему образца горной породы.

Коэффициентом эффективной пористости называется отношение объема пор, через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления к объему образца горной породы.

Открытая пористость коллекторов изменяется в широких пределах от нескольких процентов до 35%. В большинстве случаев открытая пористость изменяется от 6-8% до 25%. Пограничные значения пористости между коллектором и не коллектором лежит в пределах 4-8%.

Наиболее типичные виды пористости показаны на рис.15.10.

Рис.15.10. Виды порового пространства пород (по В.Д. Ломтадзе).



а – хорошо окатанный и отсортированный песок с высокой пористостью;

б – плохо отсортированный песок с низкой пористостью;

в – хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы

г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зернами;

д – поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением;

е – порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин.

Трещиноватость горных пород обусловлена наличием трещин, не заполненных твердым веществом. Трещиноватостью обладают в основном плотные, крепкие, низкопоровые хрупкие породы. Наличие в такой породе разветвленной системы трещин обеспечивает коллекторскую емкость.

Трещинную емкость количественно можно определить только в шлифе под микроскопом по формуле:

$$К_Т=\frac{b\cdot l}{F} \qquad (15.2.)$$

где: $К_Т$ – трещинная емкость;

b – раскрытость трещин в шлифе, т.е. между стенками трещины, см;

l – суммарная протяженность всех трещин в шлифе;

F – площадь шлифа, $см^2$.

По степени раскрытости трещин выделяются макротрещины, видимые невооруженным глазом с раскрытостью более 0,1 мм, и микротрещины, различимые лишь в шлифах под микроскопом с раскрытостью менее 0,1 мм. Трещинный тип коллектора в чистом виде встречается редко. Как правило, микротрещинные участки породы имеют дополнительную емкость за счет пористости и кавернозности. На практике коллектора делят на поровые, каверновые, трещинные и смешанного типа: трещинно – поровые, трещинно – каверновые, трещинно – порово – каверновые, каверно – поровые и др.

Кавернозность характерна для карбонатных пород, подверженных растворению. Каверны от пор отличаются лишь размерами. Принято к кавернам относить пустоты с размерами не менее 2 мм, т.е. более чем размер сверхкапиллярных пор. Коэффициент полной кавернозности и открытой кавернозности определяется аналогично коэффициентам пористости.

К коллекторам сверхнизкого типа относятся преимущественно легкорастворимые карбонатные породы, реже песчаники с растворенным кальцитовым цементом. Емкости в них слагаются из полостей каверн и микрокарстовых пустот, связанных между собой системой каналов, через которые осуществляется фильтрация.

Важнейшим коллекторским параметром горных пород является проницаемость – способность пропускать жидкости и газы. Почти все породы в той или иной мере проницаемы. Путями миграции флюидов

служат поры, каверны, соединяющие каналы, трещины, и чем крупнее пустоты и шире раскрыты трещины, тем выше проницаемость. Величину проницаемости оценивают с помощью коэффициента проницаемости ($K_{пр}$), который рассчитывают, исходя из закона Дарси:

$$K_{пр}=\frac{\mu \cdot Q \cdot L}{\Delta p \cdot F} \qquad (15.3)$$

где: μ – вязкость флюида;

Q – расход флюида, *м³/с;*

L – путь фильтрации, *м;*

Δp – перепад давления, *МПа;*

F – площадь поперечного сечения, *м²*.

Единицей проницаемости в системе СИ принят $1 \cdot 10^{-12}$ м², который соответствует 0,981 Д (дарси) – внесистемной единице, применяемой в промышленности. Проницаемость $1 \cdot 10^{-12}$ м² соответствует расходу жидкости 1 м³/с при фильтрации ее через пористый образец горной породы площадью поперечного сечения 1 м² и длиной 1 м при вязкости жидкости 0,001 Па·с и перепаде давления 0,1013 МПа. Можно рассматривать проницаемость как суммарную площадь пор, по которым движется флюидный поток.

Проницаемость коллектора может быть также выражена через коэффициент фильтрации. Связь между последним и проницаемостью выражается следующим выражением: [109]

$$k_{ф}=0,1k_{пр}\frac{\gamma}{\mu} \qquad (15.4)$$

где: $k_ф$ – коэффициент фильтрации;

$k_{пр}$ – коэффициент проницаемости;

γ – плотность жидкости;

μ – вязкость флюида.

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемость. Под абсолютной проницаемостью понимают проницаемость горной породы для однородного флюида, не вступающего с ней во взаимодействие. Ее можно измерить в сухой породе при пропускании через нее сухого инертного газа (азота, гелия) или воздуха. Иногда проницаемость, определенная с помощью газа, отличается от проницаемости, измеренной по жидкости. Это связано с проскальзыванием пузырьков газа при движении в порах размером

менее 10^{-3} см (эффект Клинкенберга). В природе не существует пород, свободных от флюидов. Поровое пространство содержит обычно в некоторых количествах воду, газ и нефть. Каждый из флюидов оказывает воздействие на фильтрацию других, поэтому абсолютная проницаемость в природных условиях не достижима. [110]

Эффективная (фазовая) проницаемость – это способность породы пропускать через себя один флюид в присутствии других. Можно говорить, например, о фазовой проницаемости метана относительно воды или проницаемости воды относительно нефти и т.п. Этот вид проницаемости зависит не только от структуры пустотного пространства, но и от количественных соотношений между флюидами. Нередко при откачке и уменьшении количества нефти в промышленной залежи ее фазовая проницаемость постепенно падает. Эффективная проницаемость практически всегда ниже абсолютной.

Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости данного флюида к величине проницаемости при 100% -ном насыщении породы данным флюидом (если флюид не реагирует с породой, то к абсолютной проницаемости). Относительная проницаемость безразмерна и выражается в долях единицы или процентах.

Все породы по своим свойствам являются анизотропными, и проницаемость у горных пород по разным направления может существенно различаться. Величина проницаемости вдоль напластования превышает в несколько раз величину проницаемости поперек напластования. В трещиноватой породе проницаемость может быть очень высокой вдоль трещин и практически отсутствовать в перпендикулярном направлении. Таким образом, величина проницаемости обладает векторными свойствами.

Величины пористости и проницаемости связаны весьма неоднозначно. [109] Многие породы имеют высокую пористость, но очень мелкие поры, а проницаемость зависит от размера пустот. Она изменяется пропорционально квадрату величины сечения пор. Если размер пор (и зерен) увеличивается на три порядка, то при том же способе их укладки проницаемость увеличивается на шесть порядков. Минимальный размер поровых каналов, по которым осуществляется миграция жидкостей и газов, составляет 1-3 мкм. При наличии в породе пор различных размеров фильтрация осуществляется по наиболее крупным из них (>30 мкм). В трещиноватых породах фильтрация флюидов происходит по трещинам с раскрытостью более 1 мкм

(преимущественно по трещинам шириной 1-100 мкм). При величине поровых каналов и раскрытости трещин менее 1 мкм действие молекулярных сил стенок пор и трещин на флюиды распространяется до центра пустот, флюиды находятся в связанном состоянии и фильтрация не осуществляется. Например, глины и аргиллиты, пронизанные обычно порами размером менее 1 мкм, коллекторами не являются. Соотношение проницаемости и пористости определяется строением породы. Если для величины пористости не имеет значения протяженность и прямолинейность каналов, сообщаемость пор, характер поверхности зерен, то для проницаемости эти характеристики очень важны.

Диапазон колебаний значений абсолютной проницаемости очень велик: от $5\text{-}10 \cdot 10^{-11}$ м^2 до $1 \cdot 10^{-17}$ м^2 и менее. Наиболее часто встречаемые для нефтегазоносных толщ значения варьируют от $0{,}01 \cdot 10^{-12}$ м^2 до $1 \cdot 10^{-12}$ м^2 (примерно 10 – 1000 миллидарси (мД)). Проницаемость более 1000 мД считается очень высокой. Она наблюдается у слабосцементированных песчаников и песков, залегающих на глубинах до 1,5-2 км, а также в трещиноватых карбонатных породах, встречающихся на небольших и умеренных глубинах. [110]

По проницаемости коллекторы подразделяются на шесть классов: >1000мД – I класс; 500-1000мД – II класс; 100-500мД – III класс; 10-100мД – IV класс; 1-10мД – V класс; 0,1-1мД – VI класс.

Непроницаемые породы называются флюидоупорами. Флюидоупоры могут не пропускать жидкость, но пропускать газ, который имеет меньшую вязкость. По литологическому составу флюидоупоры могут быть представлены глинистыми, карбонатными, галогенными, сульфатными и смешанными типами пород.

Наилучшими флюидоупорными свойствами обладает каменная соль и пластичные глины.

В каменной соли вследствие ее пластичности нет открытых пустот и трещин, каналов фильтрации, поэтому она является прекрасным экраном на пути движения нефти и газа.

Глинистые флюидоупоры наиболее часто встречаются в терригенных нефтегазовых комплексах.

Характер насыщения пород-коллекторов может быть различным и представленным водой, нефтью или газом, а часто они присутствуют вместе. Их суммарная насыщенность составляет 100%, а доля каждого из них может быть различна.

Водонасыщенность пород-коллекторов – степень заполнения порового пространства водой. Различают два вида воды: свободную и связанную.

Свободная вода способна перемещаться между порами и трещинами под действием силы тяжести или вследствие перепада давления. В процессе формирования залежей нефти и газа свободная вода вытесняется из коллекторов.

Связанная вода: по своей природе она может быть физически и химически связанной. Физически связанная вода фиксируется молекулярными силами (пленочная, субкапиллярная и др.). Химически связанная вода входит в состав породообразующих минералов – каолинита, монтмориллонита, опала, гипса и др. [109, 110]

На коллекторские свойства пород влияют свободная и физически связанная вода. В процессе формирования залежей углеводородов они частично остаются в породе и называются остаточной водой, а само явление – остаточной водонасыщенностью. Содержание остаточной воды обычно колеблется от 20 до 80%. Оно выше, чем меньше размер пустот и зерен, слагающих породу. Так, в пористых мелкозернистых песчаниках остаточная вода составляет 10-20%, тогда как в глинистых алевролитах достигает 70-75%. Толщина пленки физически связанной воды поверхности минеральных зерен определяет минимальный размер фильтрующих пустот. Она изменяется от 0,0004 до 2 мкм, составляя обычно 0,001-0,1 мкм. Таким образом, остаточная вода снижает полезную емкость горных пород, ухудшая их коллекторские свойства, и в то же время повышает экранирующую способность глинистых пород.

Нефтенасыщенность и газонасыщенность пород-коллекторов – это степень заполнения их порового пространства нефтью и газом.

При нефтенасыщенности 55% и газонасыщенности 45% относительная проницаемость одинакова для нефти и газа. При 90% насыщения коллектора нефтью газ полностью прекращает движение.

15.2.2. Прогнозирование и определение вскрытия кровли пласта-коллектора.

Выявление пластов-коллекторов в разрезе бурящейся скважины включает следующие основные этапы:

- прогнозирование вскрытия кровли коллектора;
- определение момента вскрытия кровли коллектора;

- остановка бурения и промывка скважины до выхода забойных порций промывочной жидкости и шлама;
- анализ проб промывочной жидкости и шлама, при необходимости, дополнительные исследования шлама и свабирование;
- вскрытие пласта с отбором и анализом керна.

Прогнозирование вскрытия кровли коллектора осуществляется на основе построения фактического литологического разреза бурящейся скважины, сопоставления его с прогнозным или по ГТН, выделения опорных пластов, определения возраста пород и расчета расстояния от забоя до предполагаемой отметки кровли пласта-коллектора. [11]

При наличии в разрезе надёжных опорных пластов (реперов), высокой степени изученности разреза и выдержанности осадочных формаций по площади для уверенного и точного прогнозирования вскрытия кровли коллектора достаточно систематического, через 2-5 м, отбора проб бурового шлама с проведением описания его под микроскопом и карбонатометрии, с определением литологии пород, построения литологической колонки и выделения реперов. Сравнивая отметки расположения кровли-подошвы опорных пластов прогнозного и фактического разреза, уточняется глубина залегания кровли коллектора. При сложных горно-геологических условиях исследуемой площади и отсутствии регионально распространённых реперов прогнозирование вскрытия кровли вероятного пласта-коллектора осложняется.

В данном случае, кроме результатов анализа проб бурового шлама и керна, особое внимание следует уделять первичным материалам газового каротажа, так как возможно прогнозирование вскрытия нефтегазоносного коллектора по изменению количественного и качественного состава анализируемого углеводородного газа. Лёгкие углеводороды могут распространяться от продуктивного пласта на значительные по вертикали расстояния, вплоть до поверхностных отложений. Тяжёлые углеводороды в заметных концентрациях могут скапливаться в непосредственно перекрывающих пласт породах. Так, глины-покрышки, обладающие хорошими абсорбционными свойствами, способны накапливать значительное количество тяжёлых углеводородов.

Признаками подхода к нефтегазоносному коллектору в таких случаях являются:

– аномальное увеличение газосодержания промывочной жидкости и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;
– изменение флюидных коэффициентов CH_4/C_2H_6, C_2H_6/C_3H_8 и т.д.;
– уменьшение значения флюидного коэффициента CH_4/ΣТУ.

Параллельно с ростом концентрации углеводородов, при подходе к продуктивным коллекторам, происходит изменение (по сравнению с фоновым) их состава: при подходе к нефтяному пласту в газовоздушной смеси (ГВС), возрастает относительное содержание метана или тяжёлых углеводородов, а при подходе к газовой или газоконденсатной залежи наблюдается преимущественное увеличение в ГВС доли метана.

Значения флюидных коэффициентов изменяются как в сторону их увеличения, так и в сторону их уменьшения.

Для конкретных районов величины флюидных коэффициентов определяются опытным путём.

Прогнозирование подхода к предполагаемым продуктивным комплексам может выполняться также на основе последовательной переинтерпретации данных детальной сейсморазведки по методике прогнозирования геологического разреза (ПГР). Коррекция и уточнение данных ПГР осуществляется на основе использования полученных по ГТИ отметок фактической глубины маркирующих горизонтов и последующей переинтерпретации на ПК сейсмических данных.

На рис. 15.11 показан пример определения глубины залегания кровли коллектора по данным анализа бурового шлама при проведении ГТИ на одной из разведочных скважин (Республика Башкортостан).

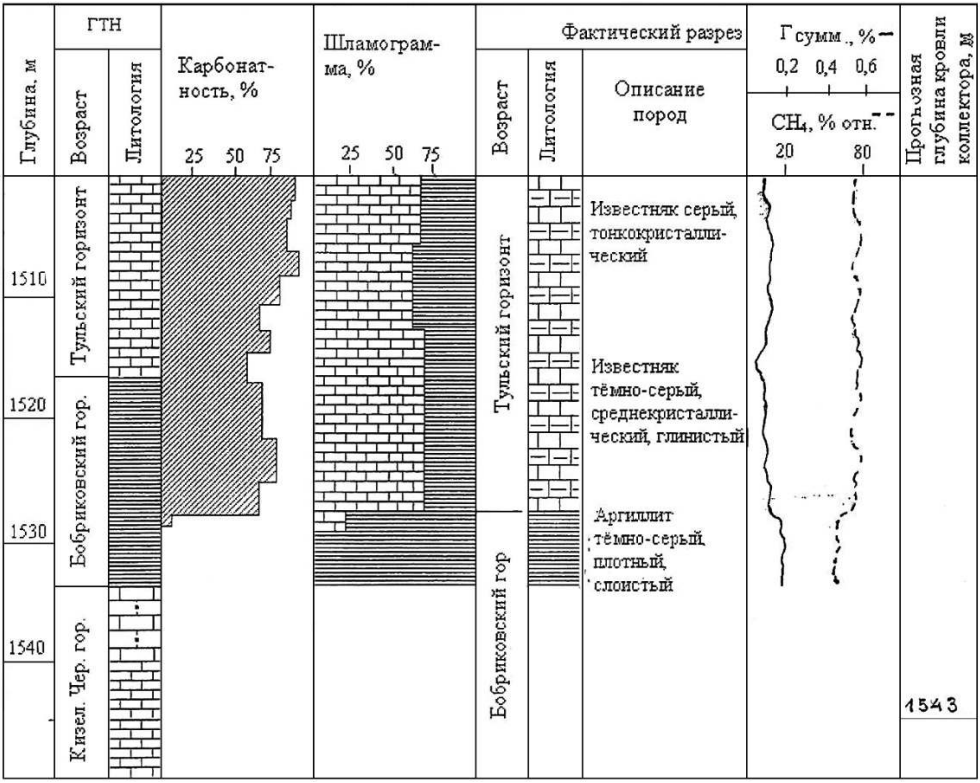


Рис. 15.11. Определение прогнозной глубины кровли коллектора по данным анализа проб бурового шлама.

Согласно геолого-техническому наряду на скважину кровля нефтенасыщенного карбонатного коллектора должна быть вскрыта на глубине 1533 м, после прохождения глинистых пород бобриковского горизонта, отметка кровли которого соответствовала 1518 м. Фактически кровля бобриковского горизонта, представленного аргиллитами тёмно-серыми с незначительными прослойками алевролитов, была вскрыта на глубине 1527 м, т.е. несколько ниже предполагаемой отметки. Учитывая выдержанность глинистых отложений по площади, глубина вскрытия кровли коллектора была скорректирована с указанием глубины 1543 м, что и было подтверждено в дальнейшем.

Следует иметь в виду, что совпадение фактического разреза с проектным бывает очень редко и расхождения по глубине между отметками различных пластов, в зависимости от степени изученности и сложности геологического разреза, может быть, от нескольких

метров до десятков и даже сотен метров. Поэтому от степени точности ориентировки в разрезе скважины зависит геологическая эффективность работ при поисково-разведочном бурении.

Следующим важным этапом работ является определение момента вскрытия кровли пласта возможного коллектора. Точное определение момента входа в кровлю коллектора позволяет своевременно выдать рекомендацию на отбор керна, что позволяет, в свою очередь, получить, полезную информацию об ёмкостно-фильтрационных свойствах пород и характере их насыщения.

При подходе к кровле пласта, необходимо повысить частоту отбора бурового шлама до 0,5-1,0 м и особое внимание уделить характеру изменения кривых скорости проходки, расхода и объёма промывочной жидкости, так как изменение данных параметров даёт практически мгновенную информацию о вскрытии коллектора.

При вскрытии коллектора часто происходит резкое изменение механической скорости бурения (обычно в сторону увеличения), наблюдается поглощение промывочной жидкости или приток в скважину пластового флюида и изменение давления ПЖ на входе в скважину.

Песчано-глинистые коллекторы, залегающие на относительно небольшой глубине (до 2,5-3 км), практически всегда уверенно выделяются по кривой скорости бурения. Для них характерны незначительные поглощения бурового раствора с быстрым снижением интенсивности поглощения. При вскрытии коллектора очень часто наблюдается снижение давления в нагнетательной линии.

Аналогичная картина наблюдается в карбонатных коллекторах порового типа. Вскрытие кавернозных, порово-каверно-трещинных коллекторов часто сопровождается провалами бурового инструмента, ростом скорости проходки (в 2-4 и более раз), значительным поглощением промывочной жидкости с его медленным затуханием. В коллекторах порово-трещинного и трещино-порового типов скорость проходки обычно возрастает в 1,5-2 раза по отношению к покрывающим породам, а характер поглощения промывочной жидкости в значительной степени определяется интенсивностью трещиноватости и раскрытостью трещин. При значительной трещиноватости спад интенсивности поглощения промывочной жидкости происходит медленно, при микротрещиноватости процесс поглощения быстрозатухающий.

Таким образом, увеличение механической скорости бурения (в 1,5 и более раз) и уменьшение или увеличение расхода и объёма бурового раствора являются первым сигналом о возможном вскрытии коллектора. В связи с тем, что на изменение скорости бурения, а также расхода и объёма промывочной жидкости влияет большое число других факторов (режим бурения и промывки, добавки химических реагентов в ПЖ, утечки раствора в желобной системе и т.д.), при оперативной интерпретации механического каротажа и расходометрии их необходимо учитывать.

Глубокозалегающие терригенные и карбонатные коллекторы по механическому каротажу выделяются не всегда, так как для них характерны низкие значения пористости. Применение расходометрии, как наиболее информативного метода для определения момента вскрытия глубокозалегающих коллекторов сложного строения, обусловлено характером фильтрации промывочной жидкости при вскрытии коллектора трещинного или трещинно-кавернового типа и вскрытием глубокозалегающих отложений с большими репрессиями на пласт. При вскрытии коллекторов наблюдается поглощение раствора с интенсивностью, сравнительно медленно убывающей во времени. Практическая несжимаемость промывочной жидкости позволяет по времени начала поглощения уверенно определять глубину вскрытия кровли коллектора. По кривой изменения давления ПЖ на входе в скважину, в условиях глубокого бурения, определение момента вскрытия коллектора затруднено вследствие высокого уровня помех, обусловленных целым рядом причин (изменением физико-химических свойств промывочной жидкости, изменением гидравлического сопротивления в затрубном пространстве в результате обвалов, сальникообразования и т.д.).

Повышение газопоказаний, соответствующее с учётом времени отставания моменту вскрытия коллектора, является дополнительным важным признаком. Следует также наблюдать за поверхностью промывочной жидкости в желобной системе и приёмных емкостях (появление радужных пятен, характерный запах и др.).

Изучение шлама существенно повышает достоверность предшествующих выводов. Решающее значение имеют данные ЛБА, ИК-спектромерии, оценки пористости, плотности и литологии пород, получаемые в результате выполнения геологических исследований. В сложных случаях достоверность выделения коллекторов может быть повышена за счет проведения исследований дополнительными

методами: газометрией шлама, ОВП-пород, ЯМР-анализа, ЭПР-спектроскопией, фотоколориметрией и др.

Характерные признаки вскрытия кровли пласта-коллектора приведены на схеме (рис.15.12).

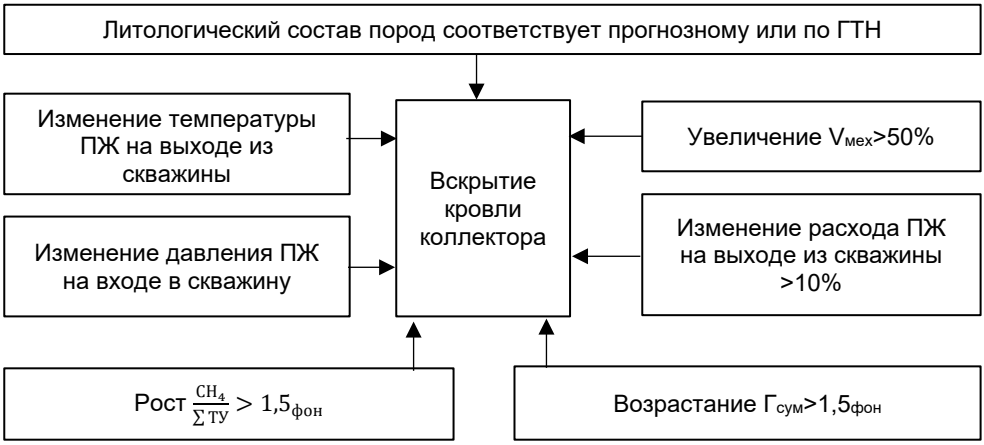


Рис.15.12. Признаки вскрытия кровли пласта-коллектора.

По газовому каротажу в некоторых случаях определить момент вскрытия кровли коллектора не представляется возможным, это может быть связано с большими добавками нефтепродуктов в ПЖ, большими расходами ПЖ при низкой механической скорости бурения, низким газовым фактором нефти и т.д.

В таблице 15.1 приведены характеристики нефтенасыщенных пластов-коллекторов различных нефтяных месторождений РФ. [54] Из таблицы видно, что газовый фактор нефти изменяется от 11 $м^3/т$ для месторождений Татарстана до 100 $м^3/т$ и выше, для месторождений Зап. Сибири. Мощность продуктивных пластов также изменяется в широком диапазоне – от 2,0 м до 210 м.

Таблица 15.1.

Общая характеристика нефтеносных пластов.

Месторождение	**Возраст**	**Литология**	**Глубина кровли пласта, м**	**Общая мощность пласта, м**	**Открытая пористость, %**	**Проницаемость, мд**	**Газовый фактор нефти, $м^3/т$**	**Пластовое давление, МПа**
Туймазинское	Кизеловский гор.	Карбонаты	1070-1075	70-75	7	513	12	10,5
Новоузыбашевское	Пашийский гор.	Песчаники	2021-2030	2,0-2,4	18-19	996	34-48	20,4-22,3
Рамашкинское	Яснополянский гор.	- “ -	960-1170	1-10	19-26	320	11-12	9,5-10,7
	Кыновско-пашийский гор.	- “ -	1537-1570	33	12-26	500-600	45-75	17,5
Нурлатское	Бобриковский гор.	- “ -	1215	2,4-10,7	23	305-492	11,8	13,1
	Кыновский гор.	- “ -	1900	4-25	20-24	-	38,6	-
Усинское	Старо-оскольский гор.	- “ -	2919	210	11-13	12-124	65-106	33,2-37,3
Мегионское (южная залежь)	Валажин. пласт БВ8	- “ -	1708	20	22,5	174	95	16,8
Западно-Сургутское	Готерив. пласт БС1	- “ -	2035	20	26,5	680	41	20,4-22,4
Варьеганское	Валажин.пласт БВ8	- “ -	2140	37,6-46	23	332	109-4300	20,9-37,3

Поэтому при проведении ГТИ при поисково-разведочном бурении необходимо при составлении ТЗ на проведение ГТИ грамотно определиться с выбором газоаналитической аппаратуры. Особое внимание при этом надо обратить на чувствительность газоанализатора и хроматографа, время цикла анализа хроматографа и тип применяемого дегазатора. Исходя из прогнозных значений мощности нефтенасыщенных пластов, газовых факторов нефти и ожидаемых скоростей бурения, можно рассчитать значения $\Gamma_{сум}$, которые позволят уверенно зарегистрировать факт вскрытия пласта. [111]

Сделаем расчет ожидаемой газонасыщенности ПЖ, $\Gamma_{сум}$ и необходимой величины цикла одного анализа при вскрытии пласта со следующими характеристиками: мощность – 2 м, газовый фактор нефти – 12м^3/м^3, пористость – 20%, диаметр скважины 215,9 мм, механическая скорость бурения – 1 м/ч и расход промывочной жидкости 40 л/с. Расчет произведем по формуле:

$$q = \frac{К_ф \cdot V_п \cdot К_п \cdot К_н \cdot G}{3.6 \cdot 10^2 \cdot V_{мех} \cdot Q \cdot М_{пл}} - q_ф \; ; \qquad (15.5.)$$

где: $K_ф$ – коэффициент опережающей фильтрации;

$V_п$ – объем выбуренной породы, см^3;

$K_п$ – коэффициент пористости горных пород;

$K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности пород пласта;

G – газовый фактор нефти, м^3/м^3;

$V_{мех}$– механическая скорость бурения, м/ч;

Q – расход промывочной жидкости, л/с;

$M_{пл}$ – мощность пласта, м;

$q_ф$ – газонасыщенность поступающей в скважину ПЖ, см^3/л.

Принимая наиболее благоприятный для газового каротажа вариант, т.е. $K_ф$=1 и $K_п$=1, получаем значение газонасыщенности 0,6 см^3/л (без учета величины $q_ф$). Данные условия довольно типичны при поисково-разведочном бурении в районе Татарстана и Башкортостана.

При газовом факторе нефти 50 м^3/м^3 и механической скорости 40 м/ч, что наиболее характерно при бурении скважин в Зап. Сибири, газонасыщенность промывочной жидкости будет 97 см^3/л.

Однако, т.к. газонасыщенность ПЖ, как было показано выше, резко уменьшается при выходе из затрубного пространства в желобную систему и при ее движении по желобу, поэтому фактическая

газонасыщенность будет составлять не расчетную величину 0,6 см^3/л, а около 0,20 см^3/л.

Учитывая, что связь между суммарным газопоказанием (***Г**$_{сум}$*), газонасыщенностью (***q***) и коэффициентом дегазации $К_д$ выражается отношением:

$$q=К_д \cdot Г_{сум}, \qquad (15.6.)$$

где: ***q*** – газонасыщенность ПЖ, см^3/л,

***К**$_Д$* - коэффициент дегазации,

***Г**$_{сум}$* – суммарные газопоказания, %.

При ***К**$_Д$*=10 получим значения ***Г**$_{сум}$* в пределах 0,02%.

Учитывая, что эта величина при регистрации ***Г**$_{сум}$* должна выделяться как положительная аномалия на кривой фоновых значений, чувствительность газоаналитической аппаратуры станции ГТИ должна быть не ниже $0{,}2 \cdot 10^{-3}$%.

Для условий Зап.Сибири, учитывая значение фактической газонасыщенности ≈30 см^3/л, чувствительность газоаналитической аппаратуры должна быть 0,1%, а при менее благополучных значениях ***G*** и $V_{мех}$ не хуже $1 \cdot 10^{-2}$%.

Для исключения пропуска продуктивных пластов небольшой мощности (2-3 м) при высокой механической скорости проходки (до 20 м/ч) газовый хроматограф должен обеспечивать экспресс-анализ ГВС со временем цикла 2-3 мин. При механической скорости бурения 20-40м/ч время цикла анализа не должно превышать 2 мин, а при $V_{мех}$ >40 м/ч время цикла анализа должно быть в пределах 60*с*.

Данные факторы необходимо учитывать при выборе газоаналитической аппаратуры.

Пример выделения маломощного нефтенасыщенного пласта-коллектора показан на рис.15.13.

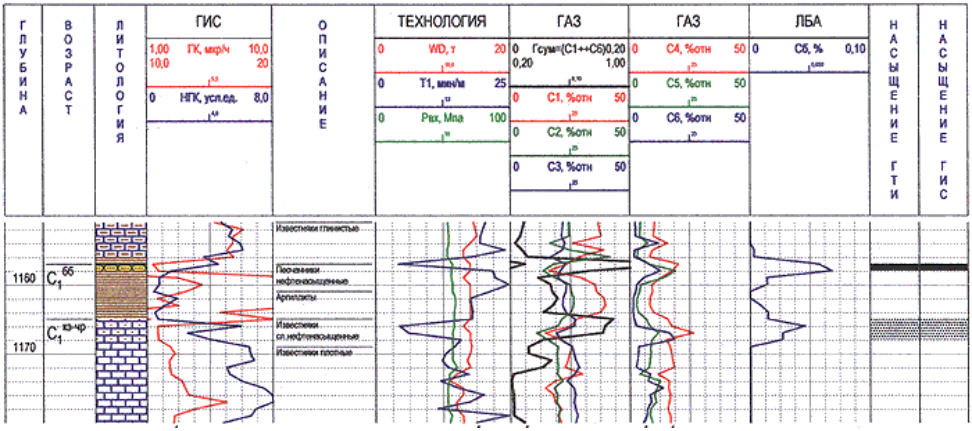


Рис.15.13. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов по данным ГТИ.

При признаках вскрытия кровли пласта-коллектора необходимо остановить процесс углубления скважины и продолжить циркуляцию ПЖ до выхода забойных порций промывочной жидкости и бурового шлама.

Если по результатам газового каротажа выявлена повышенная газонасыщенность ПЖ по сравнению с фоновой в 1,5 и более раза, повышение содержания в газовой смеси легких углеводородов (метана, этана и пропана) и увеличение $\frac{CH_4}{\sum ТУ}$ более чем в 1,5 раза, необходимо перейти на бурение с отбором керна.

По анализам шлама наиболее вероятными признаками вскрытия пласта-коллектора являются изменение литотипа пород (песчаники, карбонаты), высокая степень люминесценции (более 3 баллов), изменение цвета люминесценции, появление таких признаков также свидетельствует о необходимости перехода на бурение с отбором керна.

Пример определения момента вскрытия кровли продуктивного пласта-коллектора показан на рис.15.14.

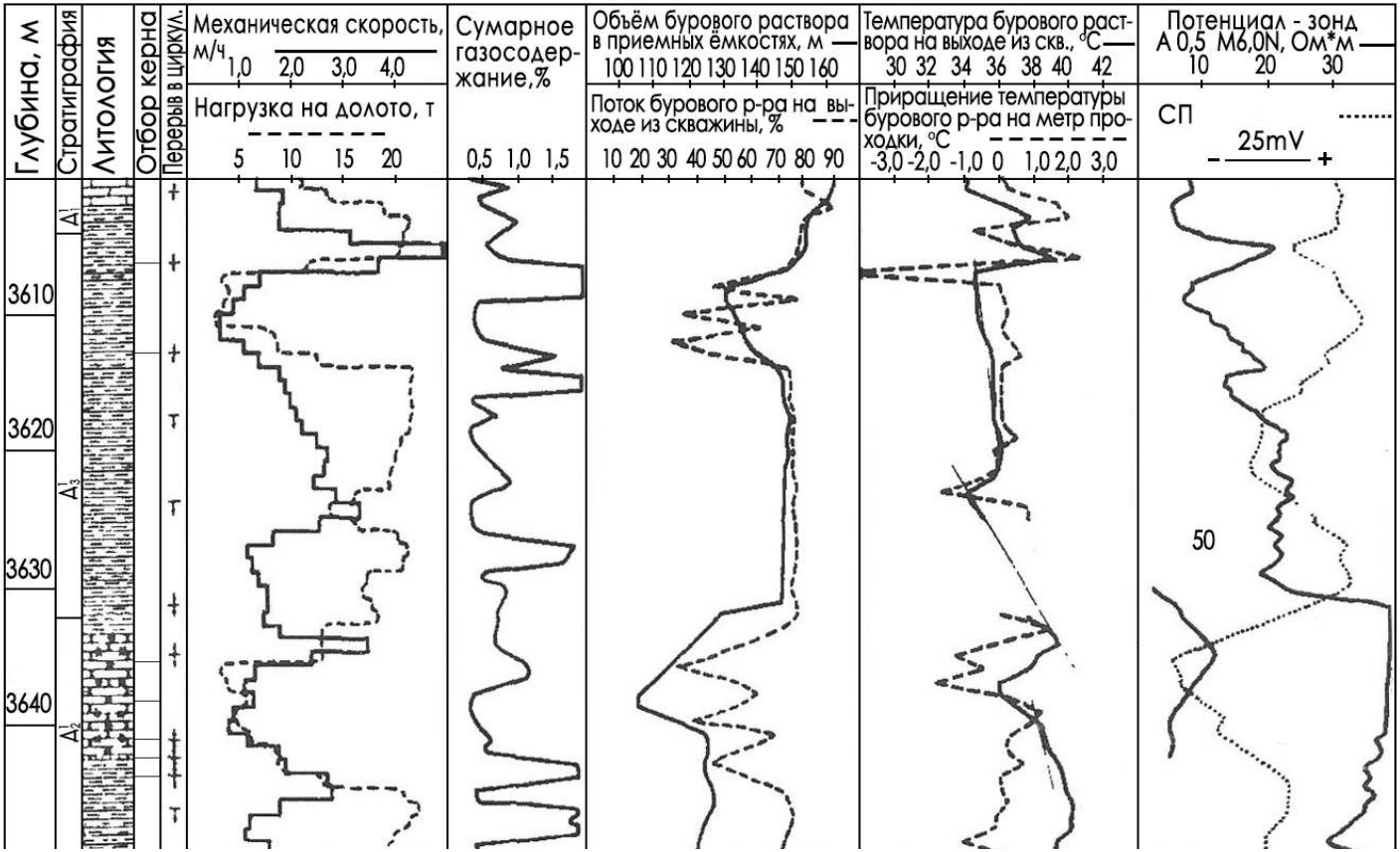


Рис.15.14. Пример определения момента вскрытия коллекторов по данным ГТИ (Возейская площадь Республика Коми).

При вскрытии глинисто-алевритовой толщи (3604-3607м) пашийского горизонта произошло увеличение механической скорости с 1,8 до 4,8 м/ч при нагрузке на долото 18-20 тс. Объем промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении в интервале 3602-3607 м уменьшился с 162 до 150 м^3. Резкое изменение параметров $V_{мех}$ и послужило сигналом о возможном вскрытии коллектора. Оператором была выдана рекомендация на остановку бурения и промывку. В связи с тем, что нефть в качестве добавки была закачана в промывочную жидкость, газовый каротаж оказался малоинформативным. Однако дополнительная информация по шламу и изменению температуры позволила сделать вывод о наличии коллектора. После отбора и анализа керна коллектор был оценен как водонасыщенный, что было впоследствии подтверждено результатами ГИС.

Ниже по разрезу (3633,5 м) при вскрытии песчаников старооскольского горизонта механическая скорость проходки возросла с 1,8 до 3,6 м/ч.

Одновременно было зарегистрировано интенсивное поглощение промывочной жидкости, что указывало на вхождение в коллектор. Оператором была выдана рекомендация на отбор керна. Вывод по анализу керна: вскрыт пласт-коллектор нефтенасыщенного песчаника, что впоследствии было подтверждено результатами геофизических и гидродинамических исследований.

15.2.3. Выделение пластов-коллекторов по геолого-геохимической и технологической информации.

Для оценки качества коллектора первостепенное значение имеет анализ бурового шлама и керна, по результатам которого определяется литология и минеральный состав пород, открытая пористость, объемная и минералогическая плотность.

По литологическому составу, как уже отмечалось ранее, преобладают терригенные коллекторы.

Наиболее широко используемая классификация терригенных пород приведена в таблице 15.2. [109]

По классификации Н.А. Конюхова все терригенные коллекторы в зависимости от литологии, эффективной пористости и проницаемости подразделяются на 8 классов. Наиболее распространенными являются коллекторы II и IV классов.

При проведении геологических исследований бурового шлама с высокой степенью достоверности можно определить литотип породы, минеральный состав, открытую пористость и плотность.

Таблица 15.2

Классификация терригенных коллекторов по Н.А. Конюхову.

Группа, эффективная пористость, порода	Класс	Проница-емость, 10^{-15} м^2	Литологические разности
А. Классы высшей емкости. Эффективная пористость >15% Мономинеральные и олигомиктовые пески, слабосцементированные песчаники, алевролиты хорошо отсортированные, с окатанными и полуокатанными зернами, с контактным и пленочным типами цемента.	I	>1000	Пески и слабосцементированные среднезернистые песчаники, хорошо отсортированные
	II	1000-500	Пески и слабосцементированные среднезернистые песчаники, хорошо отсортированные, песчаные алевролиты.
	III	500-300	Пески и слабосцементированные алевролиты крупнозернистые.
Б. Классы средней емкости. Эффективная пористость от 15 до 5%. Олигомиктовые и полимиктовые песчанки и алевролиты, средне отсортированные с пленочным и поровым типами цемента.	IV	300-100	Песчаники мелкозернистые, алевролиты крапнозернистые, содержащие карбонатный цемент до 10%.
	V	100-50	Алевролиты мелкозернистые, среднеотсортированные с карбонатным цементом до 15%.
В. Классы малой емкости. Эффективная пористость <5%. Полимиктовые песчаники и алевролиты, аркозы и граувакки, плохоотсортированные и окатанные с базальным, базально-поровым и регенерационным типами цемента, иногда сильно уплотненные	VI	50-25	Песчаники глинисто-алевролитовые, супеси, алевролиты глинисто-песчаные с карбонатным цементом до 20%.
	VII	25-10	Алевролиты мелкозернистые, песчано-глинистые, с карбонатным цементом до 25%
	VIII	10-1	Алевролиты мелкозернистые, сильно глинистые, с карбонатным цементом более 25%. Туфопесчаники, туфоалевролиты, граувакки.

При определении открытой пористости коллектора необходимо учитывать размер исследуемых частиц шлама. При измерении $К_{п.о.}$ на буровом шламе фракций 1-2 мм (песчаник) погрешность превышает 40% (рис.15.15).

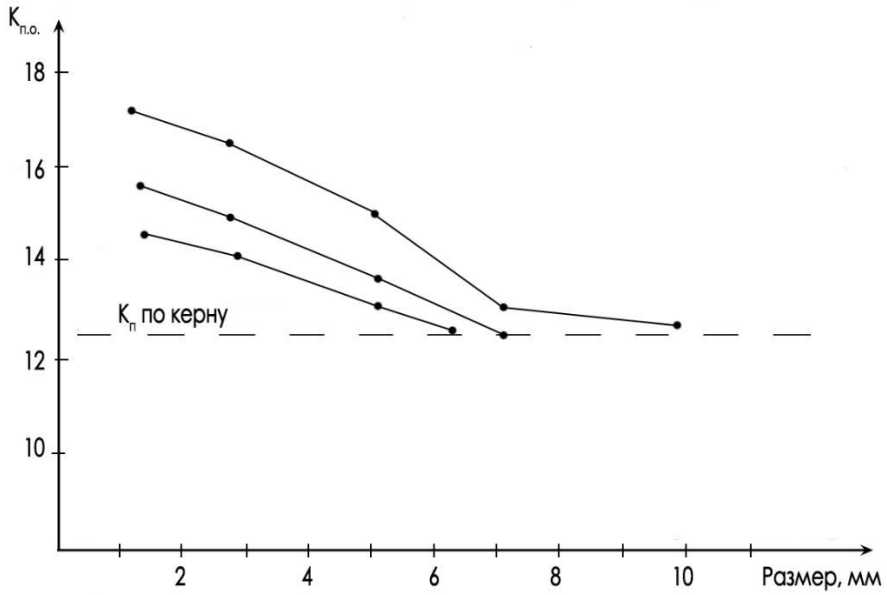


Рис.15.15. Изменение открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама в пробе песчаника.

Учитывая данное обстоятельство, при определении коэффициента пористости желательно использовать шлам крупных фракций, а при исследовании шлама размером <3 мм необходимо вводить поправочный коэффициент.

Широкое распространение в практике работ получила классификация песчано-алевролитовых коллекторов А.А. Ханина [110], представленная в таблице 15.3.

Таблица 15.3.

Классификация песчано-алевролитовых коллекторов по А.А.Ханину, 1969 [110].

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм^2	Оценка коллектора по проницаемости и ёмкости
I	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	16,5 29	≥1	Очень высокая
II	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	15-16,5 26,5-29	0,5-1	Высокая
III	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	11-15 20,5-26,5	0,1-0,5	Средняя
IV	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	5,8-11 12-20,5	0,01-0,1	Пониженная
V	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	0,5-5,8 3,6-12	0,001-0,01	Низкая
VI	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	0,5 2,0 3,3 3,6	<0,001	Коллектор не имеет промышленного значения

Коллекторы, в зависимости от литологии, эффективной пористости и проницаемости, делятся на 6 классов. Оценка коллекторов по

эффективной пористости и проницаемости подразделяется на очень высокую, высокую, среднюю, пониженную, низкую и очень низкую, когда коллектор не имеет промышленного значения.

Терригенные коллекторы обычно хорошо выделяются по кривой механической скорости бурения ($V_{мех.}$). Так как обычно пласты-коллекторы песчаника перекрывают отложения глинистых пород, вскрытие коллектора отмечается резким возрастанием $V_{мех.}$. Часто наблюдается поглощение ПЖ, величина которого зависит в основном от величины забойного и пластового давления и проницаемости пород коллектора.

Карбонатные коллекторы имеют широкое распространение в Волго-Уральской провинции, Прикаспии, Сев. Кавказе, Восточной Сибири. Обычно карбонатные коллекторы сложены известняками, реже доломитами.

Классификация карбонатных коллекторов по И.А. Конюхову [109] дана в таблице 15.4.

Таблица 15.4.

Классификация карбонатных коллекторов по И.А. Конюхову.

Группа, эффективная пористость	Класс	Проницаемость 10^{-15}м^2; эффективная пористость, %	Литологические разности
А. Классы высшей емкости, эффективная пористость более 15%	I	>1000 >25	Известняки биоморфные, скелетные (рифовые), крупно-кавернозные
	II	1000-500 25-20	Известняки биоморфные, кавернозные
	III	500-300 20-15	Известняки кавернозные и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости, эффективная пористость от 15 до 5%	IV	300-100 15-10	Известняки крупнозернистые, порово-кавернозные, крупно-оолитовые
	V	100-50 10-5	Известняки и доломиты, средне и мелкозернистые, порово-кавернозные, мелко-оолитовые
В. Классы малой емкости,	VI	50-25	Известняки оолитовые, мелко детритовые,
	VII	25-10	

эффективная пористость менее 5%	VIII	10-1	биоморфные, инкрустированные

Коллекторы делятся на 3 группы, включающих 8 классов. К первой группе относятся коллекторы с эффективной пористостью более 15% и проницаемостью от $300 \cdot 10^{-15}$м^2 до $>1000 \cdot 10^{-15}$м^2. Ко второй группе относятся коллекторы с эффективной пористостью от 5 до15% и проницаемостью от $50 \cdot 10^{-15}$м^2 до $300 \cdot 10^{-15}$м^2. К третьей - коллекторы с эффективной пористостью мене 5% и проницаемостью от $1 \cdot 10^{-15}$м^2 до $50 \cdot 10^{-15}$м^2.

В таблице 15.4 дана классификация карбонатных коллекторов с учетом их пористости, проницаемости и литологии.

Наиболее распространенным приемом при выделении коллекторов в процессе бурения является использование информации о величине механической скорости проходки. Особенно эффективно ее использование при учете параметров бурения (нагрузка на долото, расход и давление ПЖ и др.).

Для выделения коллекторов в терригенном разрезе Э.Е. Лукьянов [10] предлагает использовать параметры энергокаротажа: буровую пористость $К^{б}_{п}$ и величину $А^{у}_{v} \cdot V_{мех.}$.

Так для одной из скважин Восточно-Сургутской площади были выделены коллекторы и глинистые породы не коллектора при следующих значениях:

при $К^{б}_{п} > 25\%$ и $А^{у}_{v} \cdot V_{мех.} > 500$ – отличный коллектор;

при $16 < К^{б}_{п} < 25\%$ и $125 < А^{у}_{v} \cdot V_{мех} < 500$ – хороший коллектор;

при $10 < К^{б}_{п} < 16\%$ и $35 < А^{у}_{v} \cdot V_{мех} < 125$ – глинистый песчаник, алевролиты;

при $4 < К^{б}_{п} < 10\%$ и $4 < А^{у}_{v} \cdot V_{мех} < 35$ – глина, аргиллиты,

где: $А^{у}_{v}$ – условная удельная работа разрушения.

Для выделения коллекторов в карбонатном разрезе можно использовать показатель пористости ($К_{б}$). [11]

Выделение коллекторов в подсолевых отложениях месторождения Тенгиз по показателю пористости показано на рис.15.16.

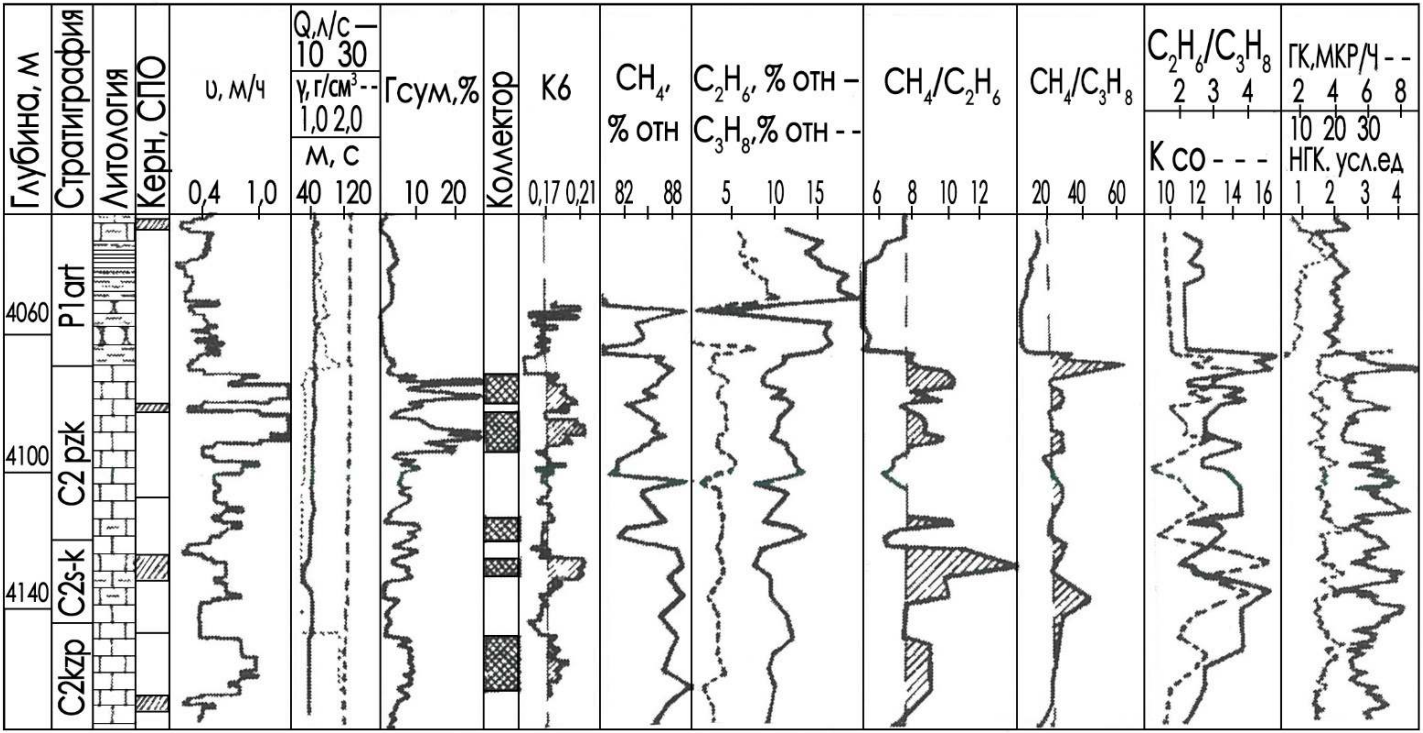


Рис.15.16.Выделение нефтенасыщенных коллекторов по показателю пористости $К_{\delta}$ в комплексе с газовым каротажем (площадь Тенгиз).

Из приведенного примера видно, что коллекторы хорошо выделяются и по флюидным коэффициентам легких углеводородов $\frac{CH_4}{C_2H_6}$; $\frac{CH_4}{C_3H_8}$; $\frac{C_2H_6}{C_3H_8}$. Особенно актуально использование таких коэффициентов при бурении с добавлением нефтепродуктов в ПЖ.

При определении открытой пористости коллектора по шламу, представленного известняками, необходимо использовать шлам фракции 4-5 мм, т.к. при размере частиц шлама менее 3 мм погрешность определения резко возрастает (рис.15.17).

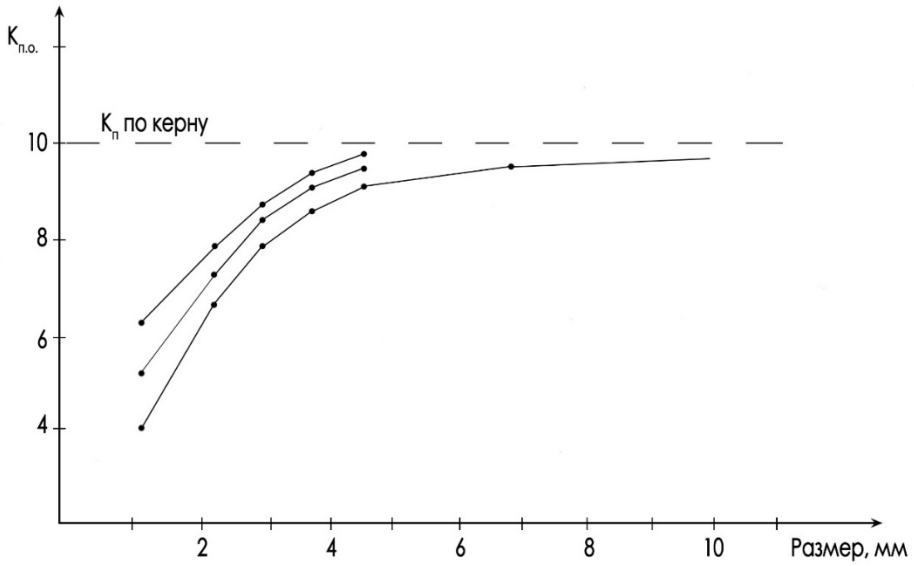


Рис.15.17. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама известняка.

Диагностические признаки пласта-коллектора по результатам анализа бурового шлама, газового каротажа и технологических параметров приведены в таблице 15.5.

Как видно из таблицы, первыми признаками наличия коллектора, как уже отмечалось выше, являются увеличение механической скорости бурения и изменение расхода и объема ПЖ. Уже по изменению этих параметров с большой долей вероятности можно говорить о коллекторских свойствах пород пласта.

Показатели газового каротажа: суммарное содержание УВГ в ГВС, относительная величина содержания метана в УВГ и изменение значений флюидных коэффициентов дают дополнительную информацию о наличии коллектора, особенно изменение флюидных коэффициентов CH_4, C_2H_6, C_3H_8.

По результатам анализа бурового шлама (определение литотипа пород, открытой пористости и плотности пород) можно сделать окончательный вывод о наличии коллектора.

Таблица 15.5

Диагностические признаки наличия коллектора по изменению параметров анализа шлама (керна), расходометрии, механического и газового каротажа

Механический каротаж и расходометрия		Наличие коллектора	Газовый каротаж	Результаты анализа шлама и керна			Вероятная характеристика породы-коллектора
Изменение скорости бурения	Поглощение, проявление		$\frac{Г_{сум}}{Г_{сум}} > 1{,}5_{фон}$ $\frac{CH_4}{\Sigma_{ТУ}} > 1{,}3_{фон}$	ЛБА, баллы	Пористость, %	Нефтенасыщенность, мг/г	
				>3	>5	>5	
Провал бурового инструмента	Катастрофическое поглощение или значительное проявление	Коллектор с высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами					Карстогенные коллекторы
$V_{max}/V_0 > 3$	Поглощение до катастрофического проявления	Коллектор с высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами					Известняки сильнокавернозные или сильнотрещиноватые. Песчаники высокопористые
	Незначительные поглощения или нерегулярные проявления	Вероятный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Известняки трещиноватые или песчаник среднепористый
$V_{max}/V_0 \geq 2$	Значительные поглощения или нерегулярные проявления	Коллектор					Известняки сильнотрещиноватые или сильнокавернозные, высокопористые песчаники
	Незначительные поглощения или нерегулярные проявления	Вероятный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				
	Поглощений и проявлений нет	Вероятный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Известняки трещиноватые или песчаник среднепористый
Неравномерное увеличение	Поглощение и проявление	Коллектор					Переслаивание плотных пористых или трещиноватых известняка и песчаника
	Поглощений и проявлений нет	Возможный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				
Незначительное увеличение	Поглощение и проявление	Возможный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Карбонатные или глинистые трещиноватые породы, окремнённые песчаники

15.3. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов.

15.3.1. Общие сведения о залежах нефти и газа.

Под залежью нефти и газа подразумевают единичное скопление нефти и газа. [60] По характеру природных резервуаров выделяют три типа залежей: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон (И.О. Брод. 1951).

Пластовая залежь – представляет собой скопление нефти и газа в пласте-коллекторе, ограниченном в кровле и подошве непроницаемыми породами.

Ловушка для нефти и газа создается сводовыми изгибами пласта. По характеру ловушки выделяют пластовые сводовые и пластовые экранированные залежи. [112]

На практике чаще всего встречаются пластовые сводовые залежи. Ловушка в таких залежах образована изгибом перекрывающей покрышки.

На рис.15.18 приводится схема пластовой сводовой залежи.

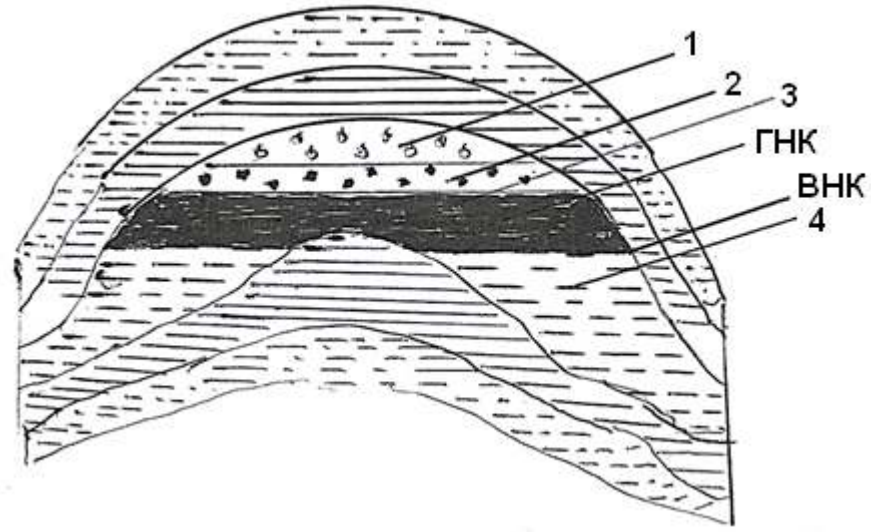


Рис.15.18. Схема пластовой сводовой залежи:
1 – газ, 2 – газоконденсат, 3 – нефть, 4 – вода (все это в порах пласта-коллектора),

ВНК – водонефтяной контакт – граница между нефтью и водой;
ГНК – газонефтяной контакт – граница между газом и нефтью.

Линия пересечения поверхности водонефтяного контакта с подошвой пласта называется внутренним контуром нефтеносности. Линия пересечения поверхности водонефтяного пласта с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности. Высота залежи — это разность абсолютных отметок между водонефтяным контактом и самой высокой точкой залежи. Полная высота залежи складывается из высот нефтяной и газовой частей.

Пластовые залежи могут быть экранированными литологически, стратиграфически и тектонически.

Литологически экранированные залежи формируются, главным образом, при сокращении вверх по восстанию на склонах поднятий мощности пласта-коллектора до его исчезновения вследствие ухудшения коллекторских свойств.

Стратиграфически экранированные залежи обусловлены стратиграфическими несогласиями. Они возникают при перекрытии коллекторов, срезанных эрозией, непроницаемыми породами другого возраста.

Тектонически экранированные залежи связаны с разрывными нарушениями, по которым коллектор как бы срезается. Породы, срезающие коллектор, непроницаемые.

Массивные залежи связаны с массивными резервуарами. Для формирования массивных залежей большое значение имеет форма кровли резервуара. Форма ловушки определяется формой изгиба кровли залежи. Нефть и газ насыщают резервуар в возвышенной части массива. Водонефтяной контакт рассекает все тело массива независимо от состава и стратиграфической принадлежности неоднородного пласта-коллектора. Залежи имеют обычно большие мощности (от десятков до сотен метров).

Массивные залежи образуются преимущественно в выступах карбонатных пород.

Литологически ограниченные со всех сторон залежи. К этой группе относятся залежи нефти и газа в резервуарах неправильной формы, ограниченные со всех сторон слабопроницаемыми породами. Мощность таких залежей обычно невелика, толщина пласта-коллектора не превышает нескольких метров.

На рис.15.19. показаны пластовые залежи, экранированные литологически и тектонически.

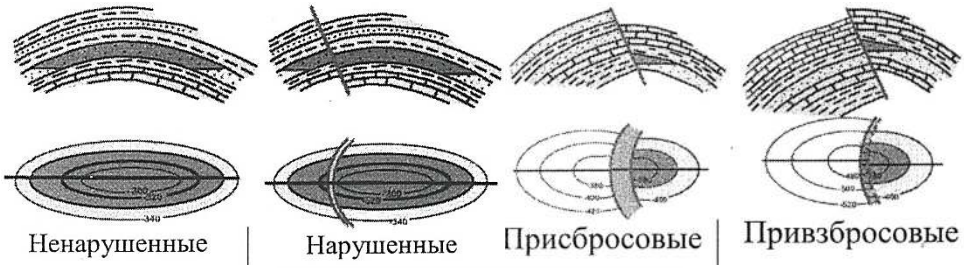


Рис.15.19. Пластовые залежи.

На рис.15.20 показаны залежи, литологически ограниченные со всех сторон.

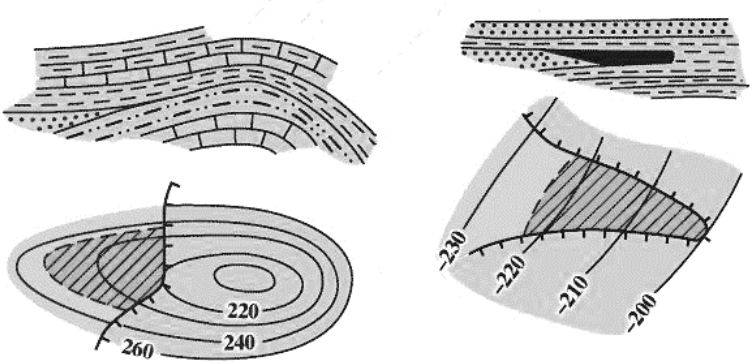


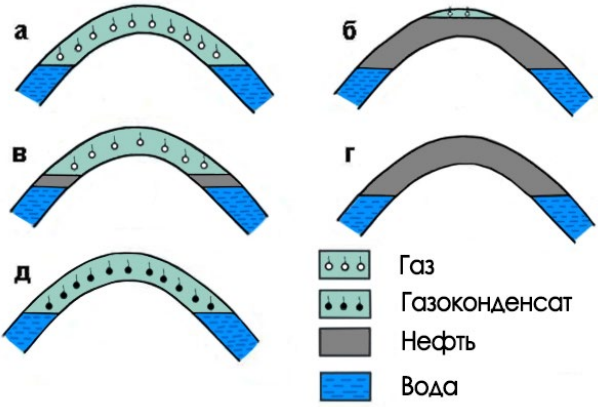
Рис.15.20. Залежи, литологически ограниченные.

Пластовый флюид в залежи распределяется по плотности: в верхней части - газ, потом газоконденсат, нефть и внизу – вода.

Весовое соотношение нефти и газа в залежи определяет ее название. В нефтегазовой залежи больше газа, а в газонефтяной – больше нефти.

Если газа в залежи менее 10% от общего объема, то ее называют нефтяной.

В зависимости от взаимного количества нефти, газоконденсата и газа залежи разделяют на классы (рис.15.21).



а – газовая;
б – газонефтяная;
в – нефтегазовая (нефтяная часть составляет <50% от объема);
г – нефтяная;
д – газоконденсатная

Рис.15.21. Типы залежей по составу пластового флюида:

Остановимся кратко на основных физико-химических свойствах нефти, газового конденсата, газа и составе газа нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Нефть – маслянистая жидкость, обычно от светло-бурого до черного цвета. Основными физическими параметрами, которые наиболее важны при проведении геолого-геохимических исследований, являются плотность и газосодержание нефти.

В нефтеносных коллекторах в нефти много растворенного газа, поэтому в пластовых условиях плотность нефти в 1,2-1,8 раза меньше, чем при подъеме ее на поверхность и разгазировании. [112]

По плотности нефти подразделяются:

- очень легкие нефти (плотность менее 0,8 г/см^3);
- легкие нефти (плотность от 0,80 до 0,84 г/см^3);
- средние нефти (плотность от 0,84 до 0,88 г/см^3);
- тяжелые нефти (плотность от 0,88 до 0,92 г/см^3);
- очень тяжелые нефти (плотность >0,92 г/см^3).

Нефть имеет сложный химический состав. Основные составляющие нефти – метановые, нафтеновые и ароматические углеводороды.

Важнейшим физическим параметром нефти является ее газонасыщенность, или, так называемый, газовый фактор. Он характеризует количество газа (обычно в м^3) в одной тонне или одном м^3 дегазированной нефти, т.е. газосодержание – это количественная

характеристика того, сколько растворенного газа было в нефти, которая находилась в пласте-коллекторе и какое его количество перейдет в свободное состояние в процессе полной дегазации нефти на поверхности.

Значения газового фактора изменяются в зависимости от физических и химических параметров нефти от 10 $м^3/т$ до 500 $м^3/т$ и выше.

Данный физический параметр необходимо учитывать, в первую очередь, при выборе комплекса газоаналитической аппаратуры, методики работ и интерпретации получаемых материалов.

Общая характеристика нефтеносных пластов приведена в таблице 15.6. [55]

Таблица 15.6.

Состав газа нефтяных месторождений.

Месторождение	**CH_4**	**C_2H_6**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**$C_5H_{12+в}$**	**CO_2**	**N_{2+}редк**
Ромашкинское	40,0	20,	18,0	7,0	4,9	0,1	10
Гусельское	77,7	5,59	7,42	3,95	4,2	0,7	0,44
Олейниковское	57,8	23,5	6,8	5,27	4,0	0,6	1,9
Ново-Кудриновское	29,0	20,3	26,0	10,3	3,8	0,2	10,6

Смесь пентана и более тяжелых УВГ принято называть газоконденсатом.

Газовый конденсат — это жидкая смесь высококипящих углеводородов различного состава.

Цвет газового конденсата от светло-желтого до желто-коричневого.

В пластовых условиях при высоком давлении (до 60 МПа) и высокой температуре (>100ºС) в пласте-коллекторе бензино-керосиновые фракции и высокомолекулярные УВ находятся в газообразном и парообразном состоянии.

При снижении давления и температуры происходит конденсация и образуется газовый конденсат.

В отличие от нефти, в газовом конденсате отсутствуют смолистые вещества и асфальтены. Плотность газового конденсата всегда меньше плотности нефти.

Газовый конденсат содержит в себе значительное количество легких УВГ, включая метан, этан, пропан и бутан.

Состав газа газоконденсатных залежей показан в таблице 15.7.

Таблица 15.7.

Состав газа газоконденсатных месторождений.

Месторождение	**CH_4**	**C_2H_6**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**$C_5H_{12+в}$**	**CO_2**	**H_2S**	**N_2**
Астраханское	54,15	5,54	1,68	0,93	1,57	21,55	12,60	1,98
Оренбургское	81,70	4,50	1,80	1,00	3,55	2,35	4,00	1,10
Карачаганакское	75,31	5,45	2,62	1,37	5,98	4,79	3,69	0,79
Шатлыкское	95,70	1,70	0,23	0,04	0,02	1,24	-	1,40

Основным компонентом природного газа является метан. Его содержание составляет до 98% объема. Кроме него в состав природного газа входят этан, пропан и бутан. Природный газ может содержать и неуглеводородные компоненты: водород, углекислый газ, азот, сероводород и инертные газы (преимущественно гелий). Физико-химические свойства природных газов приведены в таблице 15.8. [51]

Таблица 15.8.

Физико-химические свойства основных компонентов природных газовых смесей при нормальном давлении.

Компонент	Относительная молекулярная масса	Температура, ºС		Плотность при t=15,55 ºС, г/см^3	Объем 1 г газа при t=15,55 ºС, см^3
		кипения	плавления		
Метан	16,042	-161,49	-182,45	0,555	1473,8
Этан	30,068	-88,63	-183,25	1,046	781,52
Пропан	44,094	-42,07	-187,67	1,547	528,78
н-Бутан	58,12	-0,49	-138,34	2,071	394,94
2-Метилпропан (изобутан)	58,12	-6,17	-159,68	2,067	395,69
н-Пентан	72,146	36,07	-129,71	2,491	328,35

2-Метилбутан (изопентан)	72,146	27,85	-159,87	2,491	328,35
2,2-Диметилпропан (неопентан)	72,146	9,5	-16,55	2,491	328,35
н-Гексан	86,172	68,74	-95,33	2,975	274,9
2-Метилпентан	86,172	60,27	-153,66	2,975	274,9
3-Метилпентан	86,172	63,28	-117,99	2,975	274,9
2,2-Диметилбутан	86,172	49,74	-99,89	2,975	274,9
2,3-Диметилбутан	86,172	57,99	-128,52	2,975	274,9
Двуокись углерода	44,01	-78,5	-	1,519	534,89
Окись углерода	28,01	-192	-206,98	0,967	845,82
Сероводород	34,076	-60,28	-85,49	1,176	689,76
Водород	2,016	-252,72	-259,09	0,07	11777,71
Кислород	32	-183	-218,37	1,105	739,58
Азот	28,016	-195,78	-209,76	0,967	844,69
Воздух	28,966	-194,28	-	1	817,04

Температура самовоспламенения +650ºС. Смесь с воздухом взрывоопасна при концентрации >4,5%.

На сегодняшний день существуют две теории происхождения природного газа: биогенный и минеральный.

Согласно биогенной теории, природный газ образовался в результате анаэробного разложения органических веществ растительного и животного происхождения под действием высоких температур и давления.

Минеральная теория предполагает, что природный газ образуется в результате химической реакции глубоко в недрах земли из неорганических соединений под действием высоких давлений и температур, а потом, вследствие геодинамических процессов, газы поднимаются в зону наименьших давлений и образуют скопления природного газа.

В научном сообществе преобладает биогенная теория происхождения природного газа.

Состав газа газовых месторождений показан в таблице 15.9.

Таблица 15.9.

Состав газа газовых месторождений

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12+в}$	CO_2
Уренгойское	96,0	0,09	0,01	0	0,01	0,49
Медвежье	99,2	0,08	0,01	0,07	0,02	0,06
Ямбургское	95,2	0,04	0,01	0	0,01	0,30
Газлинское	92,7	3,20	0,90	0,47	0,13	0,10

Перед проведением геолого-геохимических исследований необходимо ознакомиться с горно-геологическими условиями района работ, с физико-химическими свойствами ожидаемого пластового флюида, так как от этого во многом зависит техника и технология проведения работ.

При предполагаемых геолого-геохимических исследованиях на поисковых и разведочных скважинах, бурящихся на газ и газовый конденсат, необходимо непосредственно на устье скважины установить датчик суммарного газосодержания в ПЖ или метана. При бурении на известково-битумных растворах, ввиду сложности их дегазации, датчик $Г_{сум}$ или CH_4 необходимо устанавливать и на входе в скважину.

15.3.2. Оценка характера насыщения пласта-коллектора.

Информация, с помощью которой определяется характер насыщения коллектора в процессе бурения, базируется на использовании следующих основных видов анализов и исследований:

- газонасыщенность ПЖ;
- компонентный анализ газовоздушной смеси, поступающей из желобного дегазатора в газоаналитический комплекс;
- компонентный анализ газовой смеси, извлеченной из проб ПЖ при термовакуумной дегазации;
- компонентный анализ газа, извлеченного из проб бурового шлама или образцов керна;
- результаты люминесцентно-битуминологического анализа проб ПЖ, бурового шлама и керна;
- результаты ИК-спектрометрии проб бурового шлама и керна;
- макро- и микроскопия бурового шлама и керна.

Ценная информация может быть получена при использовании дополнительных методов исследования ПЖ, бурового шлама и керна. К таким методам относятся:

- метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) горных пород по шламу и керну;
- метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР-спектроскопии) горных пород по шламу и керну;
- метод пиролиза горных пород по шламу и керну;
- метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР-анализ) горных пород по шламу и керну;
- метод измерения электропроводности промывочной жидкости и проб ПЖ.

Дополнительную информацию дает использование результатов гидродинамических исследований (ИПТ) в процессе бурения.

При выдаче заключения о характере насыщения коллектора необходимо привлекать геолого-геофизическую информацию и результаты ГТИ, ГИС. ИПТ и петрофизики по исследованию соседних скважин.

Для определения характера насыщения пластов-коллекторов разработано много методик: ВНИИГеофизики, палетки РАГ, базовых треугольников (фирма Geoservices), палетки ГФК, показатели ОПУС и т.д.

Остановимся более подробно на некоторых из них.

В конце 70-х и начале 80-х годов в связи с серийным выпуском газокаротажных станций АГКС-4АЦ во ВНИИГеофизики было разработано методическое руководство по проведению газового каротажа по выделению перспективных нефтегазонасыщенных пластов с оценкой характера их насыщения. [68]

Для оценки насыщения пласта-коллектора рассчитываются значения остаточного газосодержания ($F_г$) и приведенные газопоказания. [68] Приведенные газопоказания – это газосодержание, приведенное к объему выбуренной породы, рассчитываемые по формуле:

$$Г_{пр}=10^{-3}\Delta qE, \quad м^3/м^3 \qquad (15.7.)$$

где: Δq – приращение газонасыщенности, $см^3/л$;

E – коэффициент разбавления, *м³/м³*.

Для скважин диаметром (D_c) 215,9 мм:

$$E = 1{,}64 \cdot Q_{вых} \cdot T = \frac{98{,}4 \cdot Q_{вых}}{V_{мех}} \quad (15.8.)$$

где: $Q_{вых}$ – расход ПЖ на выходе из скважины, *л/с*;
$T_б$ – время бурения интервала проходки, *мин/м*;
$V_{мех}$ – механическая скорость проходки, *м/ч*.

Величину Δq предлагается рассчитывать по формуле:

$$\Delta q = \frac{Q_{гвс}}{К_{р.г.} \cdot К_{р.д.} \cdot С \cdot Q_д} \cdot Г_{сум};\ \frac{см^3}{л} \quad (15.9.)$$

где: $Q_{гвс}$ – расход ГВС через суммарный газоанализатор, *см³/мин*;
$К_{р.г.}$ – коэффициент разбавления ГВС воздухом в суммарном газоанализаторе;
$К_{р.д.}$ – коэффициент разбавления газа, извлеченного из ПЖ дегазатором непрерывного действия, воздухом в дегазаторе;
С – степень дегазации ПЖ дегазатором непрерывного действия (отношение объема газа, выделенного из данного объема ПЖ, к объему газа, содержащегося в этом объеме ПЖ), %;
$Q_д$ – расход ПЖ через дегазатор, *л/мин*;
$Г_{сум.и.}$ – суммарные газопоказания, исправленные с учетом фона и компонентного состава газа, % об.

При вскрытии нефтегазосодержащих пластов, где содержание $CH_4 \geq 90\%$, значение $Г_{сум.и.}$ можно определять как разность $Г_{сум}$ и $Г_{сум.ф.}$($Г_{сум.ф.}$ -фоновое значение суммарного газосодержания ПЖ).

Коэффициент дегазации зависит от следующих величин: [68]

$$К_д = \frac{q_{ср}}{Г_{сум.п}}, \quad см^3/л\ \% \quad (15.10.)$$

где: $q_{ср}$ – средняя газонасыщенность ПЖ по нескольким пробам на ТВД, $см^3/л$;
$Г_{сум.п}$ – полная величина суммарных газопоказаний с учетом компонентного состава, %об.

При вскрытии нефтенасыщенных пластов, где содержание $CH_4 \leq 90\%$, величину $Г_{сум.п}$ можно принять равной $Г_{сум.}$.[68]

С учетом коэффициента дегазации и данных $Г_{сум.х.}$, полученных на хроматографе, приведенные газопоказания будут:

$$Г_{пр}=10^{-3}\cdot К_q\cdot Г_{сум.х.}\cdot Е \qquad (15.11.)$$

Для оценки насыщения пласта, если при его вскрытии не наблюдалось поглощения или проявления, т.е. $Р_{гд}=Р_{пл}$, значения остаточного газосодержания рассчитываются по формуле: [68]

$$F_г=\frac{0{,}037 Г_{пр}\cdot Т_{пл}\cdot Z}{Р_{пл}} \qquad (15.12.)$$

где: $Т_{пл}$ – температура пласта, ºК;

Z – коэффициент сжимаемости газа, отображающий отклонение значений изучаемого газа от закона для идеального газа. Рассчитывается по палеткам после определения псевдокритических и приведенных значений температуры и давления газовой смеси.

Для природных газовых смесей псевдокритические давление $Р_{п.кр.}$ и температура $Т_{п.кр.}$ рассчитываются, соответственно, по формулам:

$$Р_{п.кр.}=Р_{кр.1}\cdot Q_1+ Р_{кр.2}\cdot Q_2+\dots +Р_{кр.n}\cdot Q_n\,, \qquad (15.13.)$$

$$Т_{п.кр}=Т_{кр.1}\cdot Q_1+Т_{кр.2}\cdot Q_2+\dots+Т_{кр.n}\cdot Q_n, \qquad (15.14.)$$

где: $Q_1, Q_2, \dots Q_n$ – доля компонентов в смеси газа;

$Р_{кр.1}$, $Р_{кр.2}$, … , $Р_{кр.n}$ – критические значения давления отдельных компонентов, МПа;

$Т_{кр.1}$, $Т_{кр.2}$, … , $Т_{кр.n}$ – критические значения температуры отдельных компонентов, ºК.

Приведенные давление и температура рассчитываются по формулам: [68]

$$Р_{пр}=\frac{Р_{пл}}{Р_{п.кр}} \qquad (15.15.)$$

$$Т_{пр}=\frac{Т_{пл}}{Т_{п.кр}} \qquad (15.16.)$$

По вычисленным значениям приведенных давления и температуры по графику (рис.15.22) находится коэффициент сжимаемости газа.

Если при вскрытии пласта наблюдается поглощение или проявление, рассчитывается их интенсивность по формуле:

$$q_ф=\frac{\Delta V}{\Delta t\left(\pi D\cdot m+\frac{\pi D^2}{4}\right)}, \qquad (15.17.)$$

где: ΔV – уменьшение или увеличение объема ПЖ в приемной емкости за время наблюдения, *л/мин*;

Δt – время наблюдения, *мин*;

m – мощность пласта, *м*. (Определяется по механическому каротажу и по результатам анализа шлама).

При поглощении с интенсивностью более 10 *л/мин/м*^{2} расчет $F_г$ производится по формуле:

$$F_г=\frac{0{,}037\Gamma_{х.пр}\cdot T_{пл}\cdot Z}{P_{пл}\cdot K_ф} \qquad (15.18.)$$

где: $K_ф$ – коэффициент, учитывающий влияние поглощения на изменение величины остаточного газосодержания.

При наличии промысловых данных о фактической газонасыщенности горных пород $F_{г.ф.}$ и изменении $\Gamma_{х.пр.}$ в зависимости от величины $q_ф$ коэффициент $K_ф$ находится опытным путем для различных пластов с учетом $F_{г.ф.}$ и $q_ф$.

При отсутствии достаточного количества промыслового материала коэффициент $K_ф$ определяется по формуле:

$$K_ф=1\text{-}0{,}1\sqrt{q_ф}. \qquad (15.19.)$$

Если интенсивность фильтрации более 70-80 л/мин/м^2, величина остаточного газосодержания не рассчитывается.

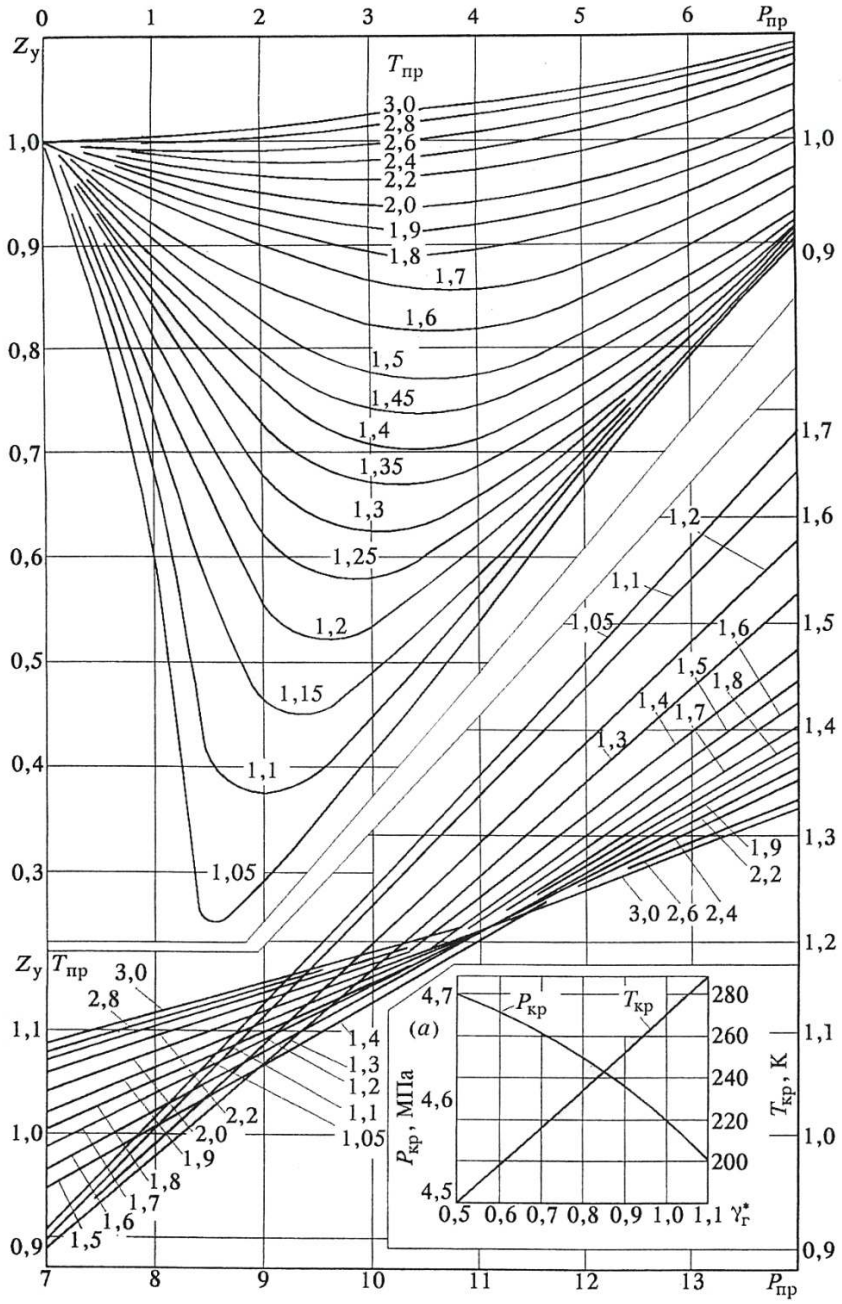


Рис.15.22. График для определения коэффициента сжимаемости углеводородного газа.

Для нефтенасыщенных пластов нефтесодержание $F_{нг}$ рассчитывается по формуле:

$$F_{нг}=10^{2}\frac{Г_{пр}}{G}(1{,}05+1{,}66\cdot10^{-4}Z) \quad (15.20.)$$

где: G – газовый фактор нефти, *м³/м³*;

Для районов с неизвестным газовым фактором, минимальную величину G рекомендуется определять по формуле Арпса: [68]

$$G=\frac{Z}{16.8} \quad (15.21.)$$

и тогда:

$$F_{нг}=(\frac{1760}{Z}+0.28)\cdot Г_{пр} \quad (15.22.)$$

По результатам определения $F_г$ и $F_{нг}$ судят о величине остаточного газонефтесодержания и дают оценку характера насыщения пласта.

Недостатком метода ВНИИГеофизики являлась большая погрешность в определении характера насыщения коллектора (относительная ошибка определения $\delta F_{нг}$=2,68) для районов Татарстана и Башкортостана с низкими газовыми факторами нефти (10-15м³/м³).

Во ВНИИнефтепромгеофизики и БашНИПИ нефти была разработана методика определения характера насыщения коллектора по величине газонасыщенности флюида пласта. [115]

Величину остаточной газонасыщенности флюида пласта определяют по формуле:

$$G_ф=\frac{Г_{пр}}{К_п-\frac{\rho_{сф}}{r_{гф}}*Г_{пр}} \quad (15.23.)$$

где: $К_п$ – величина пористости коллектора.

Значение $\frac{\rho_{сф}}{r_{гф}}$ применяется априорно 0,002, так как диапазон колебаний этой величины лежит в пределах от 0,0015 (вода с растворенным в ней метаном) до 0,003 (нефть с растворенным в ней газом). [116]

Относительная ошибка в определении $G_ф$ определяется по формуле:

$$\delta G_ф = \frac{\Delta G_ф}{G_ф} \qquad (15.24.)$$

где: Δ - символ абсолютной ошибки.

Расчет, приведенный при условиях:

$0{,}05 \le К_п \le 0{,}3$, $\delta К_п \le 20\%$, $Г_{пр}=0{,}1 \div 10 м^3/м^3$, $\delta Г_{пр}=0{,}5$ и $\frac{\rho_{г.ф.}}{Г_{г.ф}} = 0{,}002$ показал, что средняя величина δG равна 1,06, в 82,7% случаях не превышает 1,2, а в 93,3% случаев – 1,5. [116]

Полученные результаты доказывают более высокую информативность параметра $G_ф$ по сравнению с $F_{нг}$, при выделении нефтенасыщенных пластов, особенно для месторождений нефти с низким газовым фактором.

Для определения характера насыщения пластов-коллекторов Л.М. Чекалиным было предложено использовать палетки РАГ (раздельного анализа газа). [116]

Палетки строились в системе координат *X, Y*. По горизонтальной оси откладывались компоненты от метана (CH_4) до пентана (C_5H_{12}), а по вертикальной оси откладывались их значения в относительных процентах (рис.15.23) и выделялись газоносные, нефтеносные и водоносные пласты.

Опробование палеток РАГ в условиях Саратовского Поволжья дали хорошие результаты. [62, 116]

Начальником тематической партии А.И. Чижом в тресте «Пермнефтегеофизика» было проведено опробование метода оценки характера насыщения пластов фирмы «Geoservices», с помощью базовых треугольников. [118] Сущность метода состояла в следующем.

На координатной сетке строится треугольник флюидных коэффициентов путем проведения линий, соответствующих значениям $\frac{C_2H_6}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}}$; $\frac{C_3H_8}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}}$; $\frac{C_4H_{10}}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}}$ по трем координатным осям, расположенным под углом 120º справа налево. После построения треугольника соединяются углы базового и полученного треугольника. Точка пересечения трех линий обозначается порядковым номером анализа. Сумма углеводородных газов складывается из суммы метана, этана, пропана и бутана.

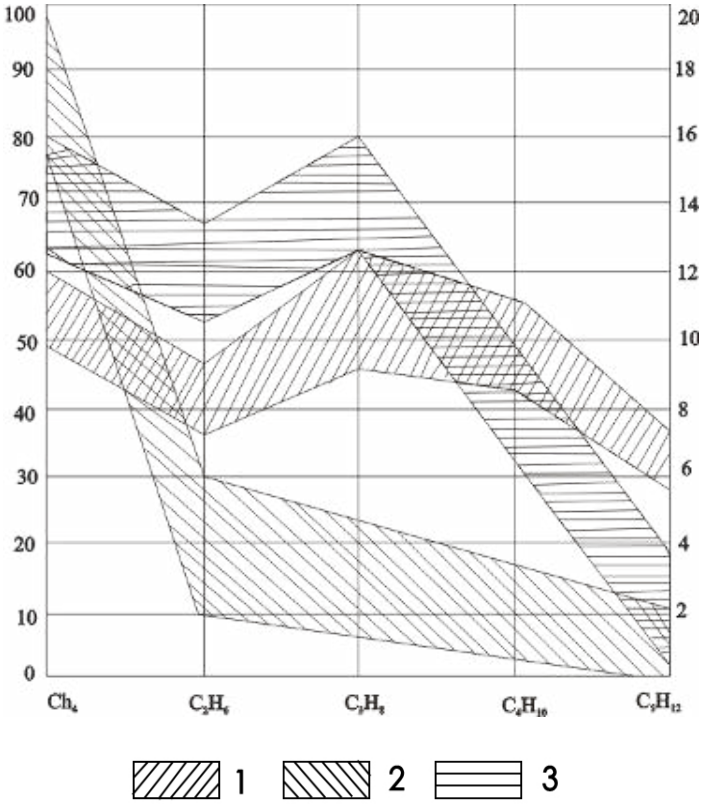


Рис.15.23. Палетка раздельного анализа газа (РАГ).
1 – нефтеносные пласты;
2 – газоносные пласты;
3 – водоносные пласты.

Если вершина построенного треугольника смотрит вниз – коллектор нефтенасыщенный, если вверх – газонасыщенный. Площадь треугольника позволяет судить о газовом факторе пласта. Большой треугольник с вершиной, смотрящей вверх, свидетельствует о чисто газовой залежи, а большой треугольник с вершиной вниз – чисто нефтяной залежи.

Если точка пересечения трех линий попадает в область S, пласт представляет промышленную значимость, если не попадает – пласт непродуктивный. Базовый треугольник представлен на рис.15.24.

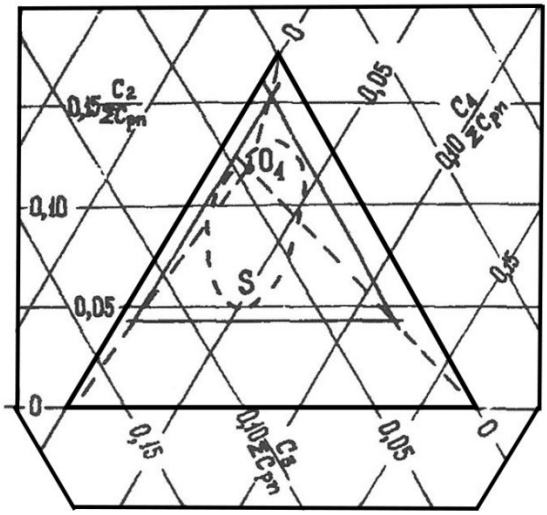


Рис.15.24. Определение характера насыщения пласта с помощью базового треугольника.

Для оценки эффективности примененной методики в условиях Пермского Прикамья было отобрано 39 нефтяных (17 скважин) и 37 водоносных (20 скважин) интервалов различных площадей разведочного бурения. [117] Общее количество подсчитанных точек составило: для нефтеносных пластов – 468 и для водоносных – 453. По результатам исследования геологическая эффективность применения методики составила 85%.

Пример. Дано: C_1=6,5%, C_2=0,3%, C_3=0,1%, C_4=0,02%.

Решение: $\sum C_{р.п}$=6,92%;

$C_2/\sum C_{р.п}$=0,04;

$C_3/\sum C_{р.п}$=0,014;

$C_4/\sum C_{р.п}$=0,003.

Вывод: коллектор –газоносный, пласт – продуктивный.

При использовании данной методики область продуктивности пласта S для каждого района работ будет различна и ее необходимо определять экспериментальный путем, с использованием достоверной информации о характере насыщения пластов по данным ИПТ.

При бурении с использованием в качестве промывочной жидкости известково-битумных растворов, как показали исследования,

проведенные во ВНИИнефтепромгеофизика (П.П. Муравьев, С.Н. Сидорович и др.), использование вышеописанных методик не дало положительных результатов. [11]

При газовом каротаже скважин, бурящихся с применением ИБР, необходимо применять только желобные дегазаторы с дроблением потока и производить их периодическую калибровку. Дегазатор калибруется только по трем компонентам (метану, этану, пропану и их сумме). Термовакуумная дегазация проб бурового раствора производится при температуре 85ºС, так как при температуре выше 85ºС (рис.15.25. а) содержание CH_4, C_2H_6 и C_3H_8 увеличивается незначительно по сравнению с *i*-C_4H_{10}, *n*- C_4H_{10} и C_5H_{12}.

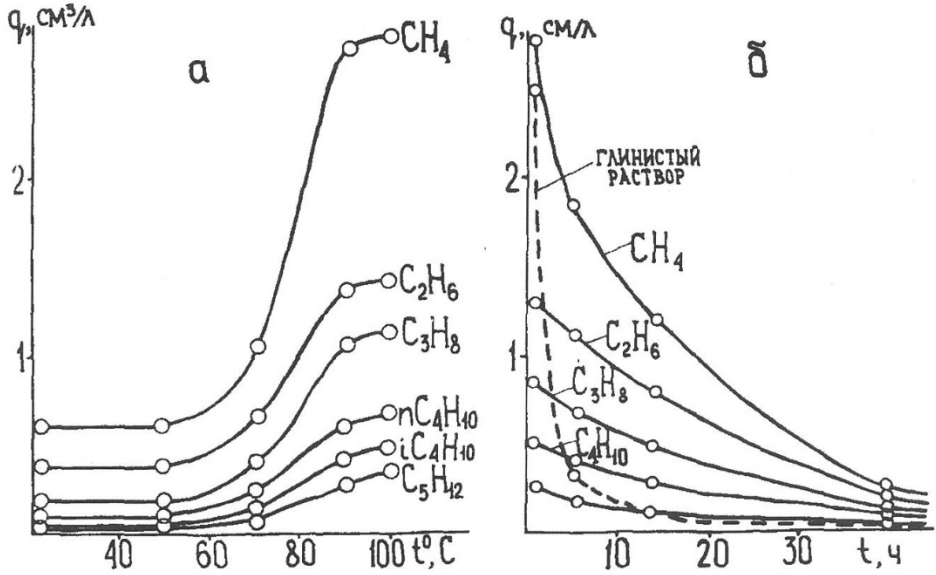


Рис.15.25 Изменение газонасыщенности бурового раствора при различных режимах дегазации.

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам. Из графиков изменения газонасыщенности *q* в зависимости от времени *t* естественной дегазации известково-битумного (γ=2,1 г/см^3, μ=48 с) и глинистого (γ=1,14 г/см^3, μ=40 с) растворов (рис.15.25 б) видно, что снижение газонасыщенности ИБР происходит в несколько раз медленнее, чем глинистого. Поэтому, если время движения раствора от устья

скважины до буровых насосов составляет на более 15 мин, $Г_{сум.вх}$ определяется с использованием $Г_{сум.вых}$ и поправочного коэффициента $у'$, учитывающего естественную дегазацию ИБР при движении его по желобной системе и в приемной емкости.

$$Г_{сум.вх} = у' \cdot Г_{сум.вых}. \quad (15.25)$$

При бурении на ИБР с плотностью 1,8-2,1 г/см^3, вязкостью 40-60 с и газонасыщенностью 2,5-4,5 см^3/л значение $у' = 0{,}90 \div 0{,}92$. Если свойства раствора отличаются от вышеуказанных, коэффициент $у'$ определяется опытным путем. Для этого отбираются 3-5 проб раствора на выходе из скважины при различном газосодержании ИБР и через 15 мин на входе в скважину. Строится график зависимости $Г_{сум.вх} = f(Г_{сум.вых})$ и в дальнейшем для каждого конкретного значения $Г_{сум.вых}$ по графику определяют $Г_{сум.вх}$ или рассчитывается среднее значение коэффициента $у'$ и определяется величина $Г_{сум.вх}$. Результаты газового каротажа интерпретируются в следующей последовательности:

- выделяются положительные газовые аномалии на кривой $Г_{сум}$, зарегистрированной непрерывно в функции времени;
- выясняются природы газовых аномалий;
- при наличии аномалии, вызванной поступлением газа из вскрытого пласта, рассчитываются флюидные коэффициенты CH_4/C_2H_6, $CH_4/C_2H_6 + C_2H_6/C_3H_8$, CH_4/C_3H_8, CH_4/C_4H_{10} и данные наносятся на палетку флюидных коэффициентов (ГФК);
- рассчитывается величина остаточного кажущегося газосодержания $F_г$, причем сумма УВГ рассчитывается по трем компонентам: метану, этану, пропану;
- полученные значения $F_г$ и флюидных коэффициентов сравнивают с граничными для данного района и оценивают характер насыщения коллектора.

По результатам опытно-методических работ были построены палетки граничных флюидных коэффициентов (ГФК) для различных месторождений. На рис.15.26 представлена палетка ГФК для месторождения Тенгиз. [11]

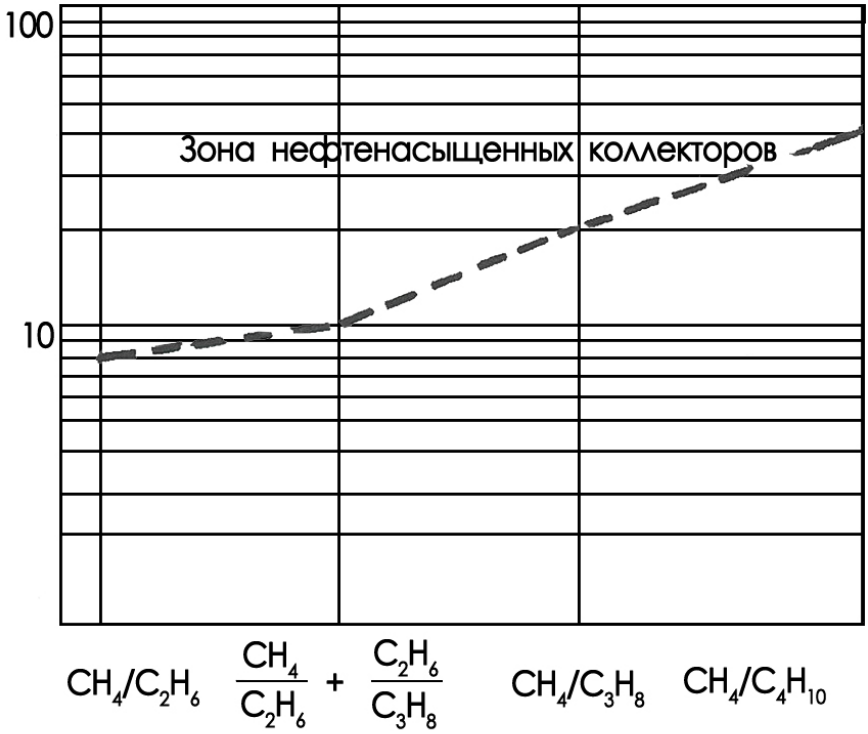


Рис.15.26. Палетка ГФК для каменноугольных отложений месторождения Тенгиз.

Для оценки характера насыщения пластов Э.Е. Лукьяновым было предложено использовать обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС). [69]

Для исключения добавок нефти в промывочную жидкость значения ОПУС предлагается определять по 4 или 3 первым компонентам (метан – C_1, этан – C_2, пропан – C_3, бутан – C_4). $ОПУС_3$ и $ОПУС_4$ рассчитываются по формулам:

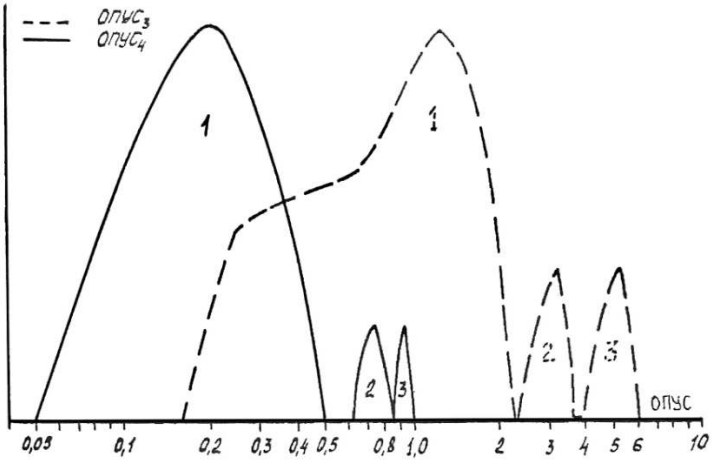
$$ОПУС_3=\frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \quad (15.26.)$$

$$ОПУС_4=\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \quad (15.27.)$$

По $ОПУС_3$ был определен характер насыщения пластов по 122 объектам разведочных площадей Пермской области. Эффективность

разделения нефтенасыщенных (73 объекта) и водонасыщенных (49 объектов) составила 0,91.

На рис.15.27 показаны гистограммы распределения значений $ОПУС_3$ и $ОПУС_4$ для нефтяных залежей Зап. Сибири. Зоны 1, 2 и 3 соответствуют чисто нефтенасыщенным пластам, пластам с газонефтяным насыщением и пластам с конденсатно-нефтяным насыщением. [42]



1 - Пласты с чисто нефтяным насыщением
2 - Пласты с газонефтяным насыщением
3 - Пласты с газоконденсатно-нефтяным насыщением

Рис.15.27. Значения обобщенного показателя углеводородного содержания для месторождений Западной Сибири

Из приведенных на рисунках графиков видно, что по ним довольно уверенно можно выделить нефтенасыщенные и газоконденсатные пласты.

В дальнейшем, по мере совершенствования методик, было предложено использовать при расчете исправленные значения C_1, C_2, и C_3, т.е. за 100% относительного состава брались не все углеводородные компоненты, а только три первых. [10]

Границы флюидных коэффициентов для разнонасыщенных коллекторов на основе исправленных значений C_1, C_2, и C_3 приведены в таблице 15.10.

Таблица 15.10.

№ п/п	ГФК	Граничные значения			
		Нефть	**Нефть и газ**	**Газ**	**Вода с газом**
Исправленные значения компонент	C_1	<72	72 – 97	>97	
	C_2	>15	15 – 2,8	<2,8	12 –0,3
	C_3	>10	10 – 1,6	<1,6	<4
1	C_2+C_3	>24	24 –4,4	<4,4	<12
2	$C_2 \cdot C_3$	>140	140 –10	<10	<30
3	C_1/C_2	<6	6 –30	>30	>1,6
4	C_1/C_3	<10	10 –40	>40	>20
5	C_2/C_3	<1	1 –2	>2	>2
6	C_1/C_3^2	<1	1 –25	<25	>5
7	$(C_2+C_3)^2$	>260	260 –40	<40	
8	$C_1 \cdot C_3^2$	>8500	8500 –700	<700	
9	$\sqrt{C_2 \cdot C_3}$	>12	12 –4,6	<4,6	
10	$\sqrt{C_1} \cdot C_3^2$	>250	–	<250	<600
11	$C_1(C_2+C_3)$	>1000	1000 –400	<400	<1000
12	$C_1 \cdot C_2 \cdot C_3$	>7000	7000 –1000	<1000	<3000
13	$C_1/C_2 \cdot C_3$	<1	1 –10	>10	>10
14	$\sqrt{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}$	>100	100 –30	<30	
15	$\sqrt{C_1}/(C_2 + C_3)$	<0.8	0,8-1,4	>1,4	

Границы флюидных коэффициентов для разнонасыщенных коллекторов на основе исправленных значений компонентов C_1, - $C_{3.C}$

При использовании методики определения характера насыщения по исправленным значениям легких УВГ, необходимо найти их оптимальное сочетание для каждого конкретного района работ.

За рубежом широко используется методика, основанная на одновременном использовании трех параметров W_n, B_n и C_n, которые строятся в функции глубин в процессе бурения. [118]

$$W_n = \frac{C_2+C_3+\cdots+C_5}{C_1+C_2+\cdots+C_5} \cdot 100 \qquad (15.28.)$$

$$B_n = \frac{C_1+C_2}{C_1+iC_4+nC_n+C_5} \qquad (15.29.)$$

$$C_n = \frac{iC_4 + nC_4 + C_5}{C_3} \quad (15.30.)$$

Как видно из приведенных формул, при расчете B_n и C_n используются значения изомера бутана (i-C_4) и нормального бутана (n-C_4). Основным параметром в этой методике является показатель W_n.Установлено, что при $W_n<0,5$ пласт насыщен сухим газом, при W_n до 17,5 пласт газонасыщенный или газоконденсатный, при значении W_n от 17,6 до 40 – пласт нефтенасыщенный, при $W_n>40$ – пласт с остаточной нефтью.

Показатель B_n позволяет отделить угольные пласты от нефтенасыщенных, так как газ в каменном угле преимущественно легкий. Интерпретация производится при совместном использовании W_n и B_n. При $B_n>100$ интервал относят к пласту, насыщенному очень сухим газом, если значение W_n соответствует газовой залежи. Если $B_n>W_n$ – пласт газонефтяной или газоконденсатный. Если значение W_n соответствует нефтенасыщенному пласту и $B_n<W_n$, то пласт характеризуется как нефтеносный, причем плотность нефти тем больше, чем больше разница между W_n и B_n.

Если значение показателя $C_n<0,5$, то газонасыщенность пласта по показателям B_n и W_n подтверждается, а если $C_n>0,5$, то газонасыщенные пласты, выделенные по W_n и B_n, следует рассматривать как нефтенасыщенные. [118]

При оперативном определении характера насыщения пласта по данным газового каротажа необходимо комплексировать различные методики. [119]

Так в некоторых регионах хорошие результаты дает использование соотношений Пикслера (C_1/C_2, C_1/C_3, C_1/C_4, C_1/C_5). Пример оценки характера насыщения пласта по соотношениям Пикслера на рис.15.28. [119]

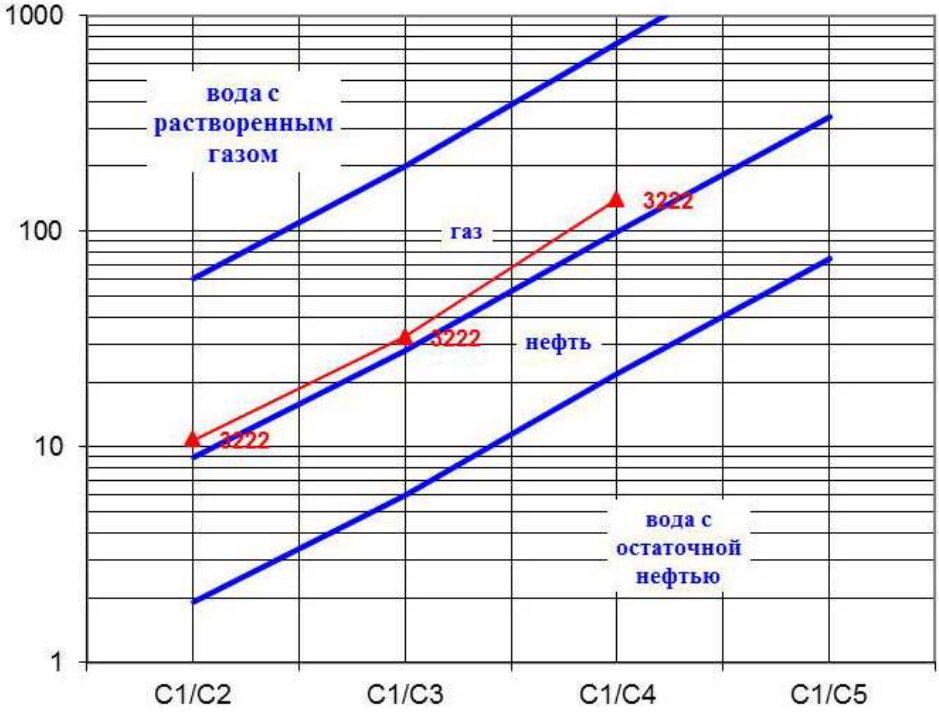


Рис.15.28. Пример графической оценки характера насыщения пласта по соотношениям Пикслера.

Пласт, выделенный на глубине 3222 м, характеризуется как газоконденсатный или смесью газа с нефтью.

Комплексирование методик позволяет повышать достоверность оценки характера насыщения пласта и сводить к минимуму влияние различных вредных факторов.

Оценка характера насыщения коллектора по геолого-геохимическим исследованиям шлама и керна производится на основе следующих методов: макро- и микроскопии, люминесцентно-битуминологического анализа, ИК-спектроскопии, термовакуумной дегазации.

Технологическая схема определения характера насыщения пласта-коллектора по шламу и керну приведена на рис.15.29.

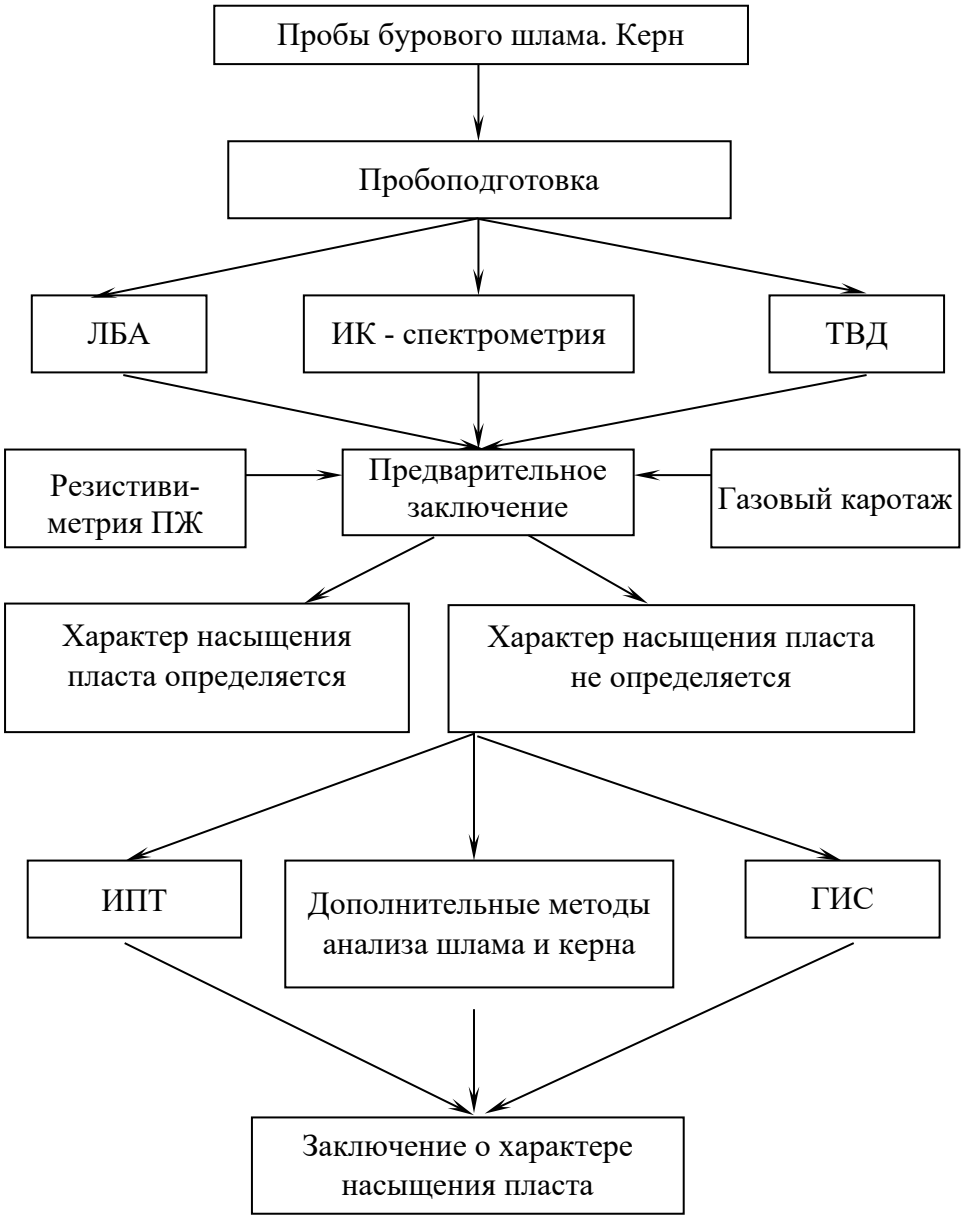


Рис.15.29. Технологическая схема определения характера насыщения пласта

Важным видом исследований при оценке характера насыщения коллектора является люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА). Методика проведения ЛБА бурового шлама и керна описана в подразделе 3.5. Основными параметрами люминесцентно-битуминологического анализа при определении характера насыщения является цвет люминесценции и тип битумоида.

Для нефтенасыщенных пород, в зависимости от плотности нефти и содержания в ней асфальтенов, цвет люминесценции изменяется от беловато-голубых тонов до жёлтого и чёрно-коричневого (рис.15.30).

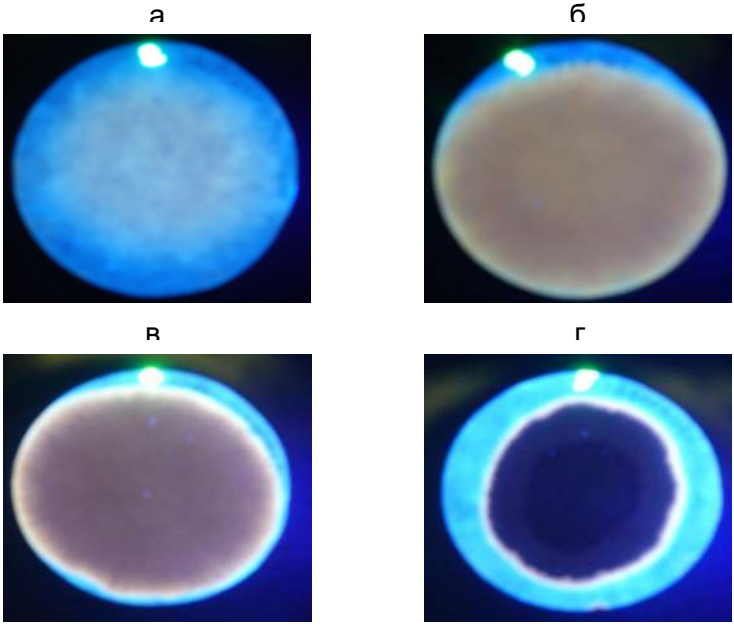


Рис.15.30. Фотоснимки капиллярных вытяжек газоконденсата и нефти в ультрафиолетовых

Беловато-голубой цвет разной интенсивности свидетельствует о наличии в коллекторе газоконденсата или лёгкой нефти, не содержащей смол и асфальтенов (рис.15.30(а)). Беловато-жёлтый или голубовато-жёлтый цвета характерны для нефтей с незначительным содержанием смол и асфальтенов (рис.15.30 (б)). Жёлтые, светло-коричневые и коричневые цвета присущи нефти с повышенным

содержанием масел и асфальтенов (рис.15.30 (в)), а тёмно-коричневые цвета с изменением до чёрного свидетельствуют о вскрытии пород с повышенным содержанием тяжёлой нефти или битума (рис.15.30 (г)).

В зависимости от состава битумоида его тип изменяется от лёгкого (ЛБ) для газоконденсатных залежей, маслянистого (МБ) и маслянисто-смолистого (МСБ) для нефтенасыщенных пластов, до смолистого (СБ) и смолисто-асфальтенового (САБ) для тяжёлых нефтей и битумов.

При бурении с отбором керна необходимо фотографировать его образцы в УФ-лучах. Фотографии образцов горных пород, сделанные в люминоскопе при ультрафиолетовом освещении, дают ценную информацию о характере насыщения породы, типе флюида и характере его распределения.

Хорошие результаты по оценке характера насыщения пород-коллекторов дает фотографирование бурового шлама и керна в ультрафиолетовых лучах с различным увеличением.

На фотографиях (рис.15.31) показаны пробы бурового шлама и образцы керна, сфотографированные в УФ-лучах.



Рис.15.31 Фотографии проб бурового шлама (а-в) и керна (г-е) в УФ-лучах

На фотографиях образцов керна (рис.15.31(г-е)) цвет люминесценции для песчаника известковистого (рис.15.31(г)) и известняка доломитистого (рис.15.31(е)) изменяется от светло-желтого до желто-коричневого, что характерно для маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов. На рис.15.31(г) хорошо видна неравномерная (пятнистая) пропитка образца песчаника нефтью. При съемке образца песчаника в УФ-лучах (рис.15.31(а)) хорошо виден характер его насыщения – легкая нефть, что легко определяется по голубоватому цвету большей части исследуемого куска керна. В периферийной части образца цвет меняется на желтый, что характерно для нефтей средней плотности. Вероятно, появление желтых и темно-желтых цветов на боковой цилиндрической части образца вызвано добавками в промывочную жидкость нефтепродуктов.

Фотографирование шлама и керна в УФ-лучах позволяет резко снизить роль субъективного фактора и повысить качество и достоверность оценки характера насыщения пород-коллекторов. Особенно это актуально при оценке характера насыщения газоконденсатных пластов, т.к. зачастую различить свечение газоконденсата на общем фоне свечения от фильтровальной бумаги не представляется возможным.

Фотографирование проб шлама и образцов керна в УФ-лучах позволяют ликвидировать этот недостаток.

Фотографии бурового шлама (рис.15.31 (а,б,в)) прекрасно подтверждают это. На рис.15.31(б) прекрасно виден характер насыщения породы легкой нефтью или газоконденсатом. На рис.15.31(в) характер насыщения – нефть, а на рис.15.31(а) - также нефть, но более высокой плотности.

При дополнении ЛБА методом ИК-спектрометрии вероятность пропуска пластов с насыщением легкой нефтью или газоконденсатом практически исчезает. Хорошие результаты дает комплексирование метода ЛБА с газовым каротажем.

На рис.15.32 приведен пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов при комплексном использовании макро- и микроскопии шлама, люминесцентно-битуминологического анализа шлама и газового каротажа в процессе бурения разведочной скважины (Республика Татарстан).

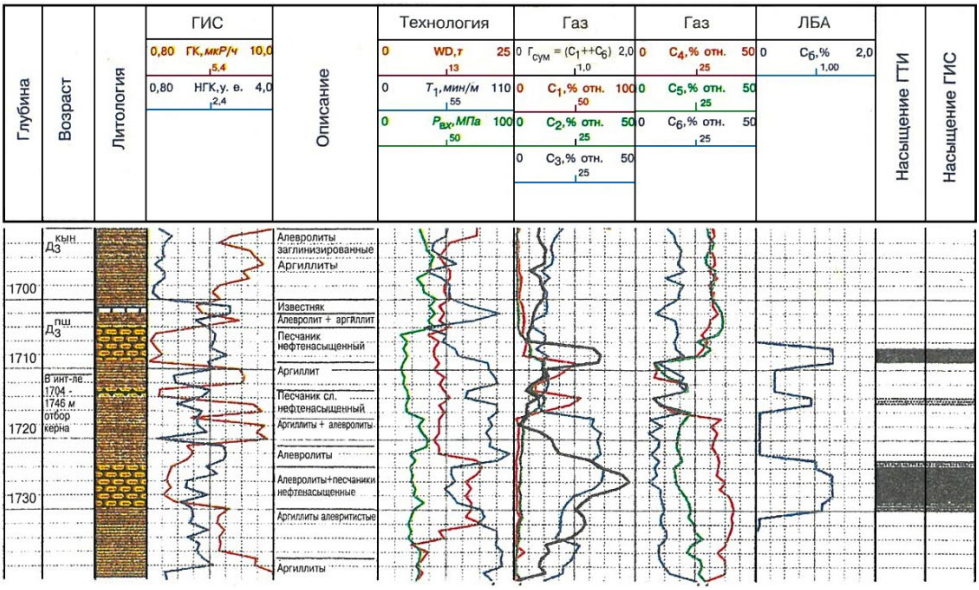


Рис.15.32. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов в процессе бурения.

Нефтенасыщенные пласты характеризуются резким увеличением суммарного газосодержания и метана, а также высоким содержанием концентрации битумоидов.

При наличии возможности отбора пробы шлама больших объемов (>100 см^3) хорошие результаты дает использование метода экстракционной дистилляции (ЭДМ). [16]

При комплексировании метода с газовым каротажем, ЛБА и микроскопией шлама – уверенно дается оценка характера насыщения газовых, газонефтяных и нефтяных пластов в разрезе скважины. На рис.15.33 показан пример использования метода ЭДМ со стандартными методами анализа шлама. [16]

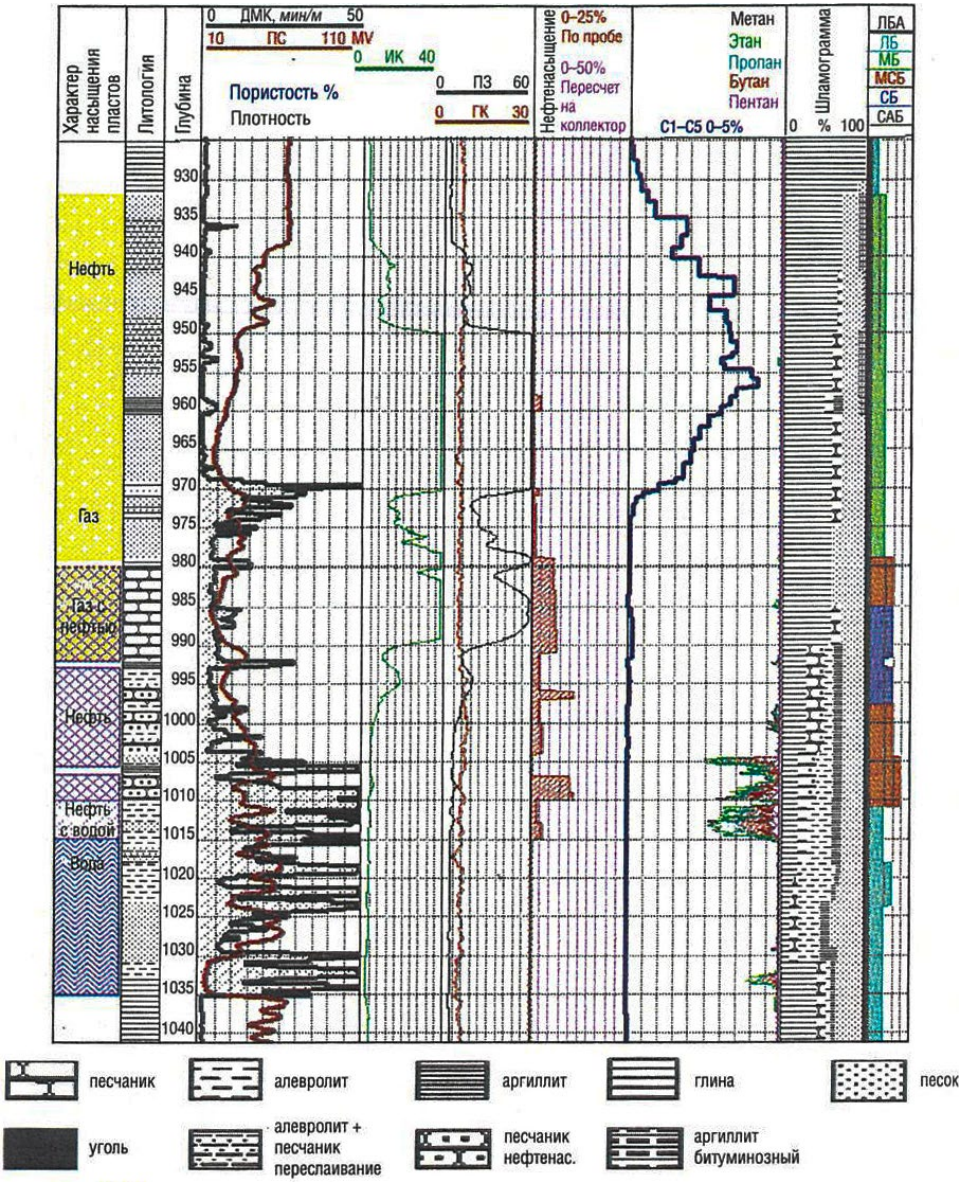


Рис.15.33. Скв.618. Газовая, газонефтяная и нефтяная залежи в пластах ПК-1-3.

Значительно повышает достоверность в оценке характера насыщения пластов комплексное использование макро- и микроскопии шлама и керна, люминесцентно-битуминологического анализа, ИК-спектроскопии и карбонатометрии.

Определение характера насыщения коллектора при комплексном использовании геолого-геохимической информации приведено в таблице 15.11.

Таблица 15.11.

Оценка характера насыщения коллектора по данным анализа проб промывочной жидкости, бурового шлама и керна

Характер насыщения коллектора	**Газонасыщенность, см³/л**	$\frac{CH_4}{\sum C_2 + в}$	**Люминесцентно-битуминологический анализ**			**Нефтебитумосодержание в породе, мг/г**	
			Баллы	**Цвет люминесценции**	**Тип битумоида**		
Газ	50-300	45-80	-	-	-	-	Га вы
Газоконденсат	50-200	20-45	2-5	Б-Г, Б	ЛБ	>5	Га вы
Нефть	10-80	1-20	3-5	Г-Ж, Г, Ж, Ж-К, К	МБ, МСБ, СБ	>5	За ке на
Вода	1-10	15-30	≤2	Б-Г	ЛБ, МБ	5<	По ми Сн

При неоднозначном заключении о характере насыщения пласта необходимо использовать материалы ИПТ и ГИС. Испытатели пластов почти всегда дают достоверную информацию о характере насыщения. Ценную информацию о характере насыщения объекта дают геофизические методы: электрометрические (БКЗ, БК, ИК и др.), акустические, нейтронные.

16. Комплексная интерпретация геолого-технологической, геофизической информации и результатов ИПТ.

Выдача однозначного заключения о наличии в разрезе скважины продуктивных нефтегазонасыщенных пластов невозможна без комплексной интерпретации первичных материалов ГТИ, ГИС и ИПТ. [11]

Только комплексирование указанных методов позволяет получить исчерпывающую характеристику выделенных пластов коллекторов и в большинстве случаев дать предварительную оценку их промышленной значимости.

Основными этапами комплексной интерпретации являются:

- выявление перспективных и продуктивных коллекторов, оценка их фильтрационно-ёмкостных свойств, характера насыщения, литологического состава и стратиграфической приуроченности пород по результатам интерпретации ГТИ;
- уточнение глубины залегания и характера насыщения пластов, количественная оценка коллекторских свойств, определение продуктивной мощности, отметка водонефтяного контакта, выбор интервала испытания и мест установки пакеров по результатам интерпретации ГИС;
- определение характера насыщения перспективных и продуктивных объектов, выделенных по ГТИ и ГИС прямым методом - путём испытания в открытом стволе с помощью ИПТ.
- оценка промышленной значимости продуктивных пластов по результатам интерпретации ИПТ.

После проведения комплекса ГИС и после обработки первичных материалов ГИС и ГТИ в КИП геофизической организации заказчику выдаётся заключение о наличии в разрезе перспективных объектов, характере их насыщения, фильтрационно-ёмкостных свойствах пород коллекторов.

При наличии в разрезе скважины продуктивных пластов, представляющих промышленную ценность, выдаются рекомендации по обсадке скважины колонной и проведению опробовательских работ в этих интервалах. При отсутствии в разрезе скважины коллекторов, представляющих промышленную ценность, скважина рекомендуется к ликвидации открытым стволом. В этом случае геологическая или буровая служба заказчика принимает окончательное решение о

заканчивании скважины по совокупности всех данных и геологическому заданию на бурение скважины.

Одной из важных задач комплексной интерпретации материалов ГТИ и ГИС является определение характера и степени насыщения пластов.

При совместной обработке геолого-технологической и геофизической информации обычно возникают три варианта соотношения результатов.

1. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГТИ и ГИС совпадают, поэтому выдача однозначного заключения не вызывает затруднений.
2. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГТИ и ГИС незначительно различаются. В этом случае предпочтение надо отдавать методам, включающим более явную характеристику. Для пластов мощностью более 2 м и коллекторов порового типа предпочтительнее методы ГИС, а для маломощных пластов толщиной 1-2 м и коллекторов сложного строения - методы ГТИ, особенно при анализе бурового шлама и керна.
3. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГИС и ГТИ резко отличаются и, в целом, нельзя дать однозначное заключение об объекте. В данном случае необходимо привлечь дополнительный материал ГИС, ГТИ, ИПТ по рядом пробуренным скважинам, а также провести дополнительные виды исследования проб бурового шлама и керна (ЯМР-анализ, гамма-спектрометрию, ОВП и др.).

Схема принятия решений при различных вариантах соотношения результатов ГТИ и ГИС показана на рис. 16.1.

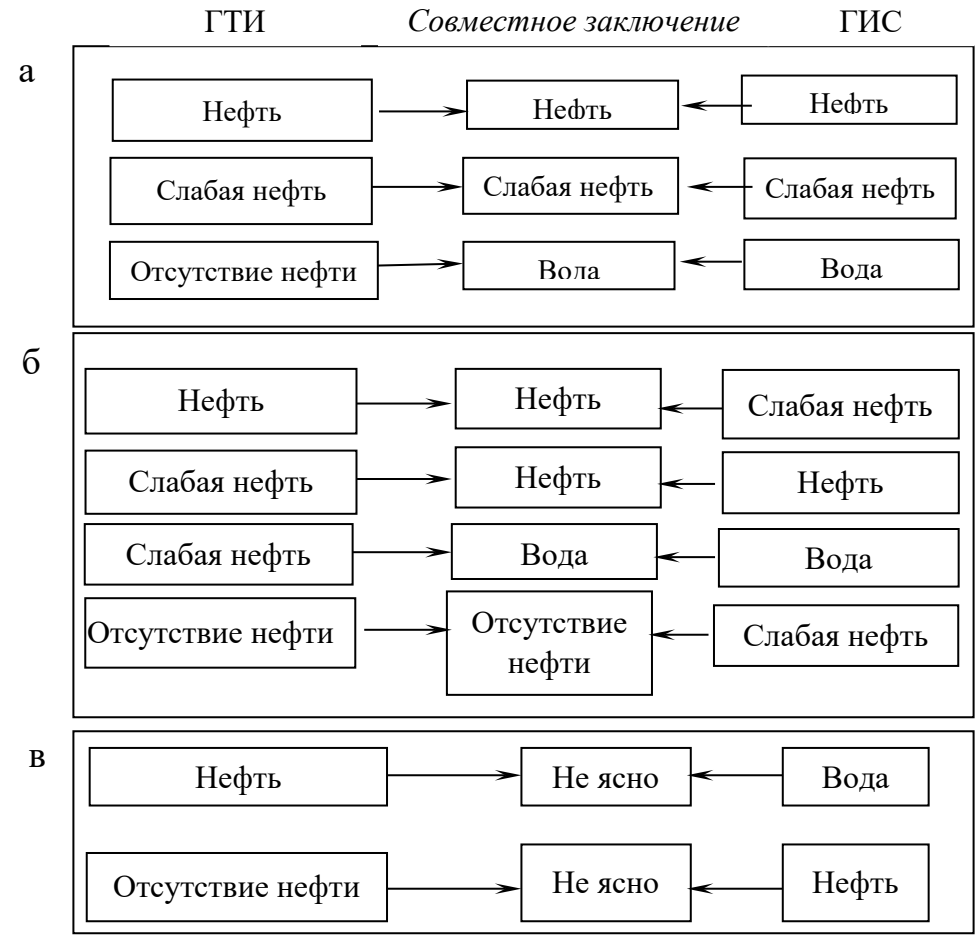


Рис. 16.1. Схема принятия решений для определения характера и степени насыщения пласта по данным ГИС-ГТИ

Наиболее достоверную информацию о характере насыщения пластов дают результаты испытаний, в частности, испытателями пластов на трубах (ИПТ).

Определение характера насыщения пластов по данным ИПТ, в зависимости от характеристики отобранной пробы, рекомендуется проводить в соответствии с приведённой ниже таблице 16.1. [11, 78]

Таблица 16.1

Схема интерпретации данных ИПТ

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
1. Чистая нефть	В интервале имеется пласт (пласты), содержащий подвижную нефть. Водоносных пластов нет
2. Нефть с пластовой водой в виде эмульсии или в свободном состоянии	В интервале испытания кроме нефтеносного пласта имеется водоносный пласт или подошвенная вода
3. Нефть с промывочной жидкостью или фильтратом	В интервале испытания имеется нефтеносный пласт, но при испытании промывочная жидкость и фильтрат не вытеснены за период притока из подпакерного пространства
4. Нефть с большим содержанием газа	1. В интервале испытания имеется нефтеносный пласт. При испытании давление на забое значительно ниже давления насыщения пластового флюида и в момент закрытия клапанов флюид в пробоотборнике представлял газожидкостную смесь.
	2. Пробоотборник негерметичен. При его подъёме часть флюидов вытеснялась наружу через негерметичные соединения. Вследствие понижения давления часть газов выделялась из нефти.
	3. К интервалу испытания приурочена залежь нефти с газовой шапкой. При испытании через инструмент и проотборник движется газонефтяная смесь.
	Для выбора одного из трёх возможных заключений используются сведения геологического порядка (могут ли быть в данном районе залежи с газовой шапкой), признаки негерметичности пробоотборника (низкое давление в камере пробоотборника, выделение пузырьков газа или нефти в соединениях)
5. В основном газ	1. В интервалах испытаний имеется газовый пласт
	2. В интервалах испытаний имеется нефтеносный пласт. При испытании ниже давления насыщения флюида выделялось значительное количество газа, который после закрытия запорного клапана создал под ним газовую подушку.

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
	Для выбора одного из возможных заключений используются данные об углеводородном составе газа по хроматограмме
6. Незначительное количество нефти и пластовая вода	1. В интервале испытаний имеется пласт с «остаточной» нефтью, незначительное содержание которой в пористой среде определяет для неё низкую фазовую проницаемость. Фазовая проницаемость для воды значительна.
	2. В интервале испытания имеется пласт, насыщенный вязкой, малоподвижной нефтью, возможно обладающей структурными свойствами, а также водоносный пласт. При испытании основную долю притока составляет пластовая вода.
	3. Мощность водоносного пласта значительно превосходит мощность нефтеносного. Для выбора одного из возможных вариантов заключений могут быть использованы данные о физико-химических свойствах нефти (вязкость, $К_{СП}$, плотность), данные об углеводородном составе газа (значительное содержание бутана и пентана, низкое значение отношений содержания изомеров и нормальных углеводородов говорят об остаточном характере нефтенасыщения), прямые и косвенные данные, характеризующие нефтенасыщенность разреза (результаты геофизических исследований, анализа керна, шлама, грунтов в интервале испытаний).
	При положительных характеристиках химического состава нефти испытания следует повторить в селективном режиме
7. Пластовая вода без признаков нефти	В интервале испытаний имеется только водоносный пласт (пласты). Дополнительным подтверждением этого вывода могут служить результаты анализа газа, извлечённого из воды
8. Пластовая вода, промывочная жидкость, ее фильтрат	В интервале испытаний имеется только водоносный пласт. Углеводородный состав извлечённого газа должен служить дополнительным критерием

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
9. Фильтрат или его смесь с промывочной жидкостью	Критерием, позволяющим судить о характере нефтенасыщенности пласта, является состав растворённого газа, близость этого газа по составу к типичным газам, пластовой воде или нефти. В поисково-разведочных скважинах испытание рекомендуется повторить в селективном режиме при более длительном вызове притока
10. Промывочная жидкость	Объём извлечённой из пласта жидкости недостаточен для оценки нефтенасыщенности пласта

При интерпретации данных ИПТ большую роль играют результаты анализа газа, извлеченного из отобранной при испытании пробы. С учётом геологических особенностей для каждого из районов выявляются закономерности в распределении отдельных компонентов углеводородного газа в пластах с различным насыщением. [78]

Наиболее характерные случаи определения вероятной насыщенности объекта, по данным анализа газовой фазы пробы, следующие:

1. Газ выделен из пробы жидкости, в которой содержится нефть (или вся проба представляет собой нефть). В этом случае данные о составе нефтяного газа используются в обычном порядке, так как характер насыщения объекта однозначен.
2. Газ выделен из пробы жидкости, в которой имеются плёнки нефти. В этом случае необходимо установить, является ли нефть остаточной (т.е. неподвижной) или в интервале испытания имеются пласты с подвижной нефтью, которая извлечена в силу применения несовершенной технологии испытания. Признаки остаточного нефтенасыщения: высокое содержание в газе изобутана (более 5%) и изопентана (более 4%), кроме того, отношение содержания изопентана к нормальному пентану, как правило, меньше единицы.
3. Газ выделен из пробы жидкости, состоящей из фильтрата промывочной жидкости, пластовой воды или их смеси. В этом случае необходимо установить, нет ли в испытуемом интервале пластов с признаками нефти.

Если газ содержит повышенное содержание метана (более 70-80%), незначительное количество тяжёлых компонентов и пониженное количество изобутана (меньше 0,3%), то наиболее вероятным является отсутствие нефтеносных пластов в интервале испытания.

При комплексной интерпретации геолого-технологической и геофизической информации, необходимо обязательно привлекать материалы ГИС и ГТИ по рядом пробуренным и исследованным скважинам с целью уточнения особенностей геологического строения разведываемой площади (месторождения), выделения маркирующих горизонтов, стратиграфического расчленения разреза и т.д.

17. Особенности проведения исследований при бурении горизонтальных стволов.

При проводке горизонтальных скважин приоритетной задачей является определение положения долота относительно подошвы и кровли пласта, а при проходке вертикальной части скважины - литолого-стратиграфическое расчленение разреза с целью уточнения границ опорных пластов и стратиграфических горизонтов для уточнения момента начала кривления ствола скважины и прогноза глубины залегания кровли продуктивного пласта.

Для определения положения долота при бурении горизонтального участка скважины наиболее информативными являются: газовый каротаж, механический каротаж, анализ шлама и керна. При анализе шлама и керна главенствующими являются: макро- и микроскопия пород, ЛБА, ИК-спектрометрия бурового шлама и керна, определение плотности и пористости пород.

Для литолого-стратиграфического расчленения разреза при исследовании вертикального участка разреза скважины основную информацию дают механический каротаж и анализ шлама (керна).

Частота отбора проб шлама и комплекс исследований зависит от степени изученности разреза. Обычно пробы бурового шлама отбираются через 5 м, со сгущением интервала отбора до 1-2 м при подходе к отметке начала кровли и проводке наклонного участка до вскрытия кровли пласта.

Отбор проб бурового шлама и их анализ необходимо начинать проводить за 50-70 м по вертикали до вскрытия кровли маркирующего горизонта, для того чтобы можно было скорректировать отметку начала кривления скважины и проектный радиус входа в продуктивный пласт.

Исследования проб бурового шлама включают в себя: детальное описание пород с фотографированием проб и образцов и построением литологической колонки, люминесцентно-битуминологический анализ с фотографированием шлама, образцов керна и капиллярных вытяжек в УФ-лучах, определение количественного содержания нефти в шламе и керне методом ИК-спектрометрии и определение карбонатности пород при исследовании карбонатного разреза или песчано-глинистых пород с наличием карбонатного цемента.

Методика литолого-стратиграфического расчленения разреза вертикального участка скважины идентична описанной ранее в

подразделе 15.1. Следует только отметить особую важность правильной ориентировки в разрезе и точной привязки опорных пластов к стратиграфическим горизонтам, так как от этого зависит правильный выбор времени начала кривления ствола скважины и величины угла отклонения. Важное значение имеет правильный прогноз и определение момента вскрытия кровли продуктивного пласта.

При исследовании горизонтальных скважин особое внимание необходимо уделять отбору проб бурового шлама, построению шламограммы и литологического разреза. Процесс шламообразования в горизонтальной скважине резко отличается от процесса шламообразования при бурении вертикальной скважины [120]. При бурении горизонтальной скважины крупные и тяжелые частицы шлама могут оседать в процессе транспортировки под действием силы тяжести на нижнюю поверхность ствола скважины, режим выноса шлама усложняется при изменении расхода и физико-химических свойств ПЖ. Все это необходимо учитывать при определении основной породы в пробе шлама и правильной идентификации литотипа породы.

На рис.17.1 показаны результаты оперативных геологических исследований и газового каротажа при проводке горизонтальной скважины в карбонатных продуктивных отложениях турнейского яруса нижнего карбона. Исследования проводились в интервале 1300-1800 м с применением обязательного комплекса анализа шлама, включающего: фракционный анализ шлама, макро- и микроскопию пород, карбонатометрию, ЛБА, определение плотности и пористости [121].

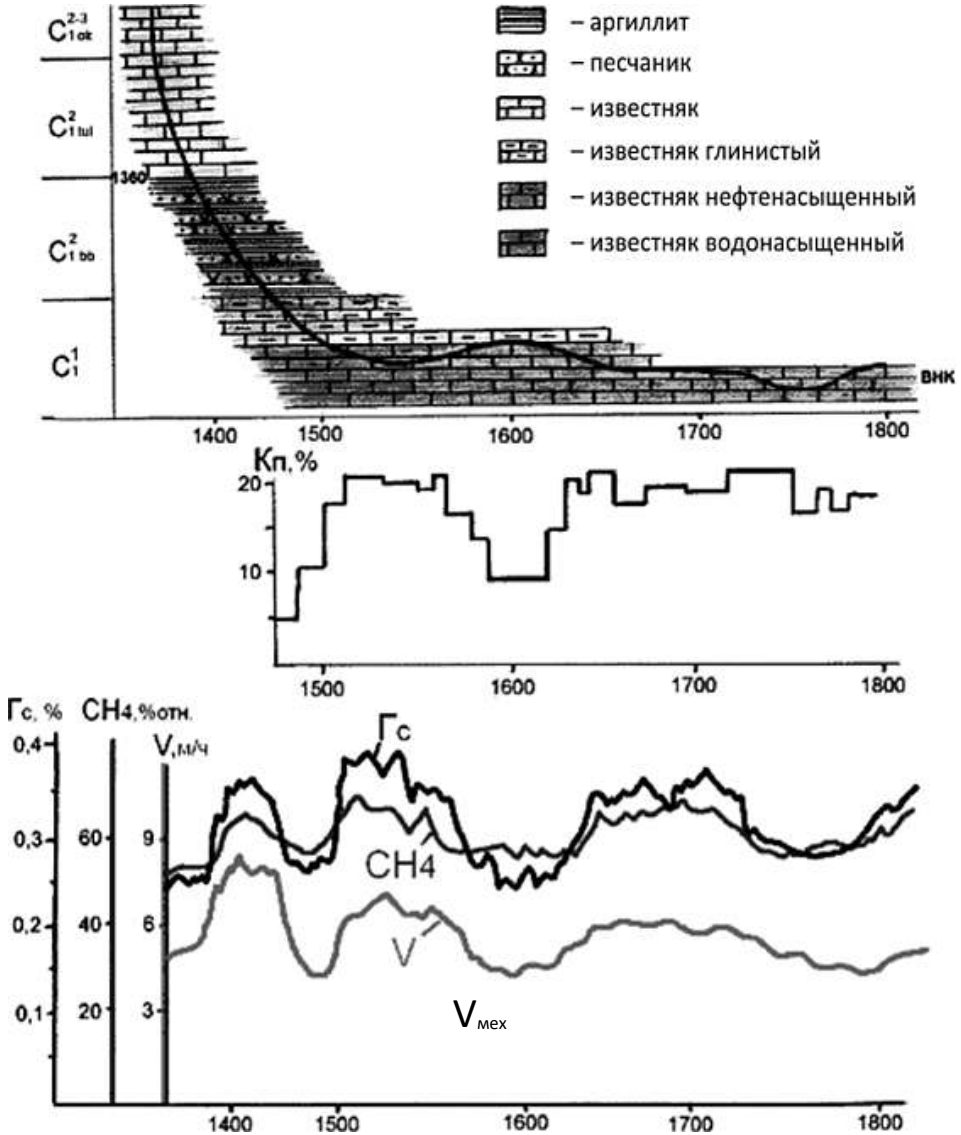


Рис. 17.1. Проведение геологических исследований в процессе бурения горизонтальной скважины на Татышлинской площади (Республика Башкортостан).

Отбор проб бурового шлама проводился через 1 м проходки. Размер частиц шлама при разбуривании известняков омского, тульского

горизонтов и турнейского яруса составлял 2-5 мм, а при разбуривании песчано-глинистых пород бобриковского горизонта 1-2 мм - для песчаников и алевролитов и 2-7 мм – для аргиллитов.

Для определения плотности и пористости пород использовали шлам с размером частиц 3 мм.

Определение момента вскрытия терригенной толщи бобриковского горизонта фиксировалось по возрастанию суммарного газосодержания с 0,5% до 1,0%, увеличению скорости проходки и изменению литологического состава пород. Кровля бобриковского горизонта оказалась выше указанной в ГТН, в связи с чем, прогнозная отметка залегания кровли пород турнейского яруса была скорректирована на 50 м к предполагаемой по геолого-техническому наряду. Литологическое расчленение пород бобриковского горизонта было затруднено ввиду частого переслаивания аргиллита, алевролита и тонких прослоек песчаника. Прослои песчаника отмечались появлением в пробе шлама небольшого количества (до 1%) шламинок песчаника размером 1-2 мм. В буровом шламе преобладал аргиллит, с размером шламинок до 6 мм, иногда до 7-9 мм, удлиненной формы с острыми краями, что было обусловлено его обваливанием со стенок скважины. В интервале бобриковский горизонт – кровля турнея осуществлялся наибольший набор кривизны ствола скважины.

Момент входа в карбонатные породы кровли турнейского яруса отмечался сменой литологического и минерального состава пород и изменением относительного состава углеводородных газов.

Проведение геолого-технологических исследований в отложениях турнейского яруса с получением достоверной информации представляло наиболее сложную проблему. Это было вызвано трудностью решаемой задачи (проводка ствола скважины в пределах продуктивной части коллектора). Коллектор, приуроченный к известнякам турнейского яруса, был представлен породами одинакового литологического состава с незначительным различием в минеральном составе. По простиранию коллектора встречались пропластки более уплотнённых пород с низкими коллекторными свойствами. В кровле и подошве коллектора были прослои крепких, частично окремненных известняков. Преобладающий тип коллектора трещинно-поровый. Анализ результатов ГТИ при разбуривании

турнейских отложений показал, что наиболее информативными в этом интервале являются данные газового каротажа и ЛБА. Вскрытие продуктивной части коллектора сопровождалось резким изменением относительного состава газа с увеличением содержания метана в газовоздушной смеси с 10-15% до 40-60% и повышением интенсивности свечения битумоидов в УФ-лучах до 4-5 баллов.

Кривая механической скорости проходки в пределах горизонтального участка скважины малоинформативна, в связи с её незначительными изменениями в пределах каждого рейса.

При проводке горизонтальных стволов в терригенных отложениях особое внимание следует уделять изменению относительного состава углеводородных газов, детальному описанию проб бурового шлама, люминесцентно-битуминологическому анализу и ИК-спектрометрии. При наличии карбонатного цемента необходимо проводить измерение карбонатности, а при наличии сидерита – измерение концентрации $FeCO_3$.

Относительное содержание УВГ в покрышках пласта-коллектора и в самом пласте резко отличаются [64]. В покрышках коллекторов преобладают тяжелые углеводородные газы, особенно высокое содержание пентана и гексана, что связано с высокими сорбирующими свойствами кровли пластов, представленных глинистыми породами. На рис.17.2. представлены соотношения содержания отдельных углеводородных газов в газоконденсатной залежи и покрышке на примере Варьеганско-Тагринского района Зап. Сибири.

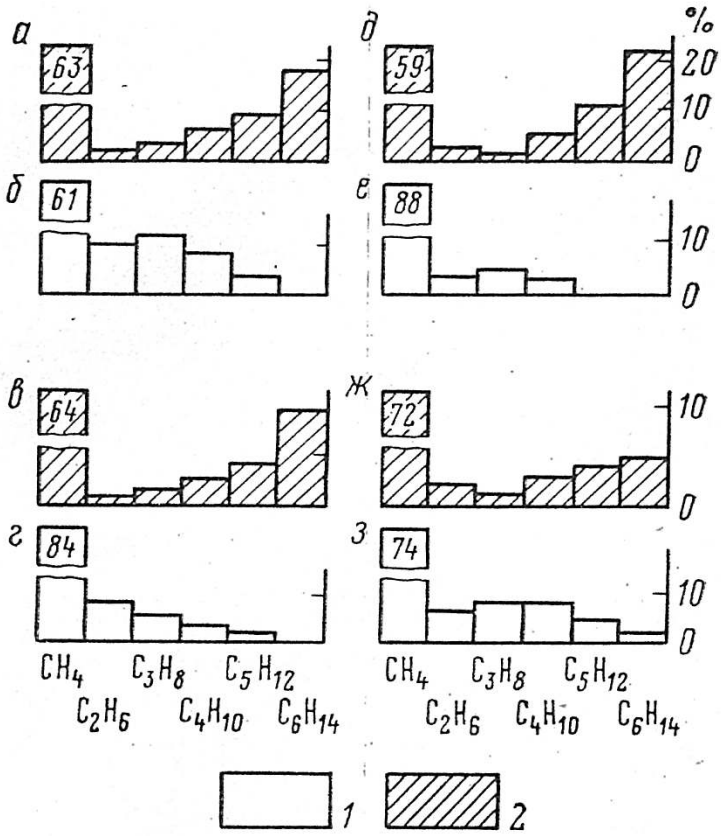


Рис.17.2. Соотношение содержаний (в %) отдельных углеводородных компонентов ($C_1 – C_6$) газов залежей (1) и глинистых покрышек (2) на примере Варьеганско-Тагринского района Западной Сибири (по И.С. Старобинцу, Е.А. Матюхину, М.В. Обуховой).

Глубины (в м): *а* – 2330; *б* – 2410 – 2418; *в* – 2756; *г* – 2782 – 2764; *д* – 1765; *е* – 1840 – 1860; *ж* – 1937; *з* – 2094 – 2099.

Из приведенных графиков видно, насколько резко отличается состав УВГ в пласте-коллекторе и его покрышке. Тяжелые углеводороды практически отсутствуют в коллекторе, а в глинистых породах коллекторов иногда превышают 15-20%.

Данное обстоятельство необходимо учитывать при интерпретации данных газокаротажной информации для контроля положения долота относительно кровли пластов-коллекторов.

По изменению относительного состава газа несложно выделять и границы раздела газ-нефть в горизонтальных скважинах.

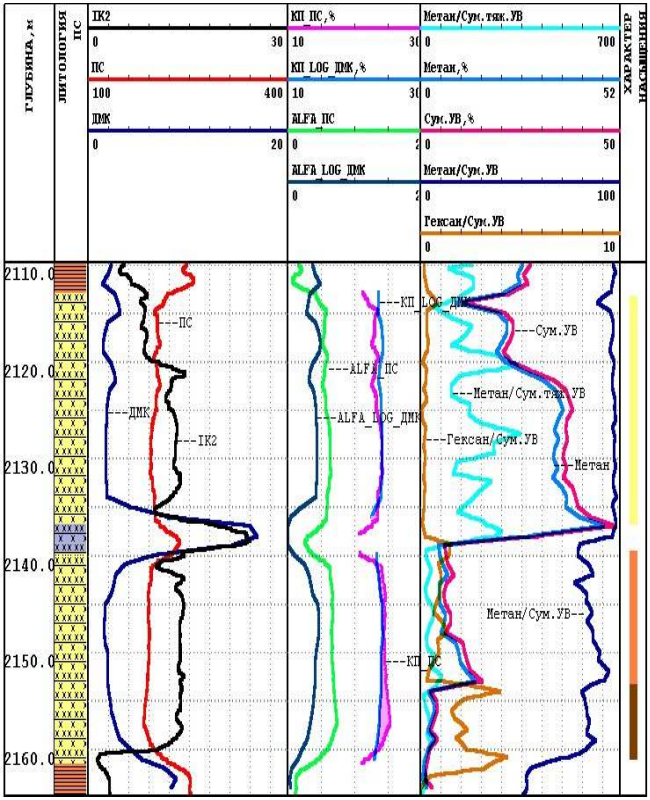


Рис. 17.3. Изменение относительного состава газа на границах раздела газ-нефть (скв.5185, Федоровское месторождение).

На рис. 17.3. показано изменение относительного состава газа на границах раздела газ-нефть по одной из скважин Федоровского месторождения.

При вскрытии продуктивного газонефтяного пласта было обнаружено, что верхняя газонасыщенная часть простирается до глубины 2136 м, переходная зона (2133-2152 м) и нижний нефтенасыщенный интервал до глубины 2160 м. Видно, что на границах перехода газоконденсат - нефть суммарные газопоказания уменьшаются, относительное содержание метана также уменьшается, а значения флюидного коэффициента $\frac{C_6H_{14}}{\sum CH_4-C_6H_{14}}$ увеличиваются.

В данном случае, комплексное использование геохимической и геофизической информации позволяет чётко определить границы переходных зон.

Следует отметить, что ввиду частого возникновения осложнений с отбором представительных проб шлама и их точной привязкой по глубине, в процессе проведения оперативных геологических исследований в горизонтальных скважинах необходимо максимально использовать геохимическую, технологическую и геофизическую информацию, получаемую в процессе бурения от станций ГТИ и забойных телеметрических систем.

Интересные результаты были получены при геолого-геохимических исследованиях нефтенасыщенных горных пород баженовской свиты в процессе бурения горизонтальных скважин [122]. В разрезе баженовской свиты выделяют три типа коллекторов: порово-трещинный, развитый в битуминозных аргиллитах, трещинный и трещинно-кавернозный, развитый в карбонатных окремнелых породах. Аргиллиты, по утверждению авторов, могут быть коллекторами при открытой пористости более 4%, кремнистые известняки – при наличии у них вторичной пористости, отличной от нуля.

Первый тип коллекторов содержит как подвижную легкую нефть, так и битум, смолы, асфальтены. Второй и третий тип коллекторов содержат только подвижную нефть.

Геолого-геофизическая характеристика баженовских отложений одной из скважин Галяновской площади приведена на рис.17.4.

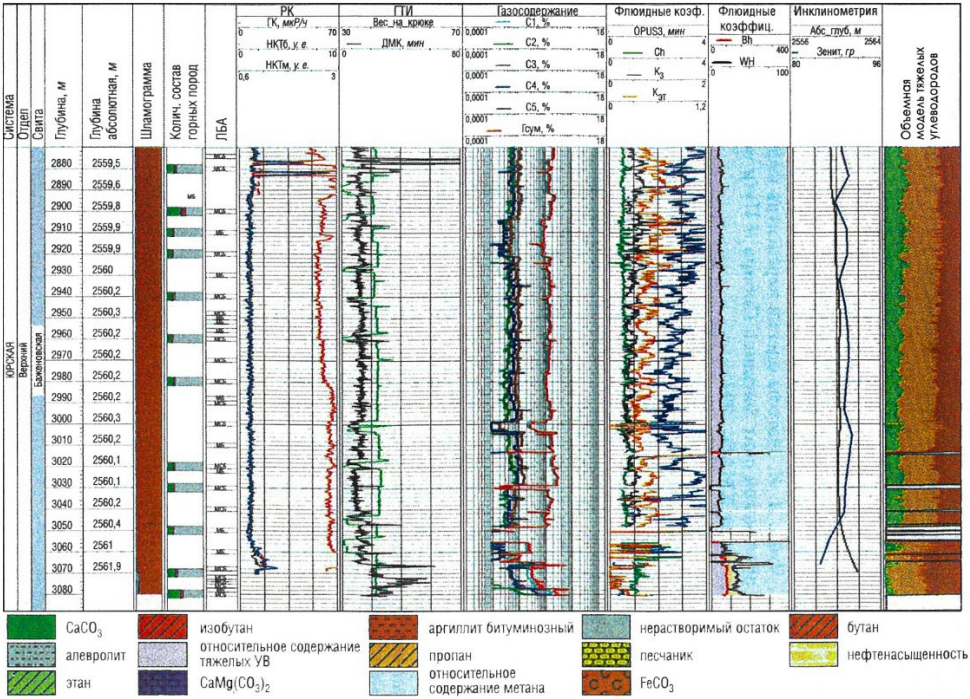


Рис.17.4. Геолого-геофизическая характеристика баженовских отложений в Галяновской скважине.[123]

Изменение газонасыщенности ПЖ и относительного состава газа, люминесценции в породах пласта-коллектора являются предпосылкой выделения по данным газового каротажа, ЛБА и ИК-спектрометрии проницаемых интервалов, содержащих подвижную нефть.

В таблице 17.1 показаны результаты анализа проб бурового шлама с использованием микроскопии, карбонатометрии, ЛБА и ИК-спектрометрии по одной из горизонтальных скважин, пробуренной в баженовской свите.

Таблица 17.1

Сводная таблица
результатов количественного определения нефти в образцах горных пород
по скважине Галяновской площади.

№ п/п	Глубина, м	Литология пород	Тип образца	Масса навески, г	ЛБА			ИК – спектроскопия			
					Баллы	Цвет	Тип битумоида	Объём экстра-гента, $см^3$	Концен-трация нефти, $мг/г_{породы}$	Коэффициент остаточной нефтенасы-щенности, %	Тип залежи
1	2679	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный	шлам	0,5	3	С-Ж	МСБ	3	1.413	4.61	-
2	2730	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный	шлам	0,5	4	Ж	МСБ	3	1.596	5.20	-
3	2795	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж-К	МСБ	3	4.787	15.63	нефтяная
4	2855	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж-К	МСБ	3	3.09	10.095	нефтяная
5	2855	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж-К	МСБ	3	5.30	17.317	нефтяная
6	2955	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж-К	МСБ	3	5.45	17.795	нефтяная
7	2960	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж-К	МСБ	3	3.98	13.004	нефтяная

8	3040	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	Ж	МСБ	3	7.43	24.273	нефтяная
9	3095	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	С-Ж	МСБ	3	7.61	24.856	нефтяная
10	3145	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	С-Ж	МСБ	3	3.37	11.005	нефтяная
11	3190	Аргиллит тёмно-серый до чёрного, битуминозный, алевритистый	шлам	0,5	4	С-Ж	МСБ	3	3.50	11.424	нефтяная

Результаты анализов показывают неоднородность пород, как по литологическому составу, так и по характеру и количеству насыщающих пласт углеводородов. Карбонатность пород изменяется от 18,7% до 49,3%, тип битумоида от маслянистого до маслянисто-смолистого.

Концентрация нефти по результатам ИК-спектрометрии изменяется от 1,413 мг/г до 7,63 мг/г, т.е. в 5 раз, коэффициент остаточной нефтенасыщенности от 4,61% до 24,8%. Тип битумоида, по результатам ЛБА, маслянисто-смолистый, а цвет люминесценции от светло-желтого (С-Ж) до желто-коричневого (Ж-К). Наиболее высокое содержание нефти отмечено в интервале 2795-3190 м.

Изменение остновных регистрируемых, измеряемых и расчетных параметров при проведении геолого-технологических исследований в горизонтальных скважинах при вскрытии кровли, подошвы пласта или зоны ВНК (по отношгению к показаниям в пласт-коллекторе) приведены в таблице 17.2 [124].

Таблица 17.2.

Изменение регистрируемых, измеряемых и расчетных параметров при проведении ГТИ в горизонтальных скважинах

№ п/п	Измеряемые, регистрируемые и расчетыне параметры	Изменение параметров		
		Кровля	Водонефтяной контакт (ВНК)	Подошва
1	Механическая скорость	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
2	Литологический и менеральный состав горных пород	Резкое измененине	Без изменений	Резкое изменение
3	Суммарные показания уклеводородных газов (УВГ)	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
4	Газонасыщенность промывочной жидкости	Уменьшение	Незначительное уменьшение	Резкое уменьшение

5	Флюидный коэффициент $CH_4/\sum ТУ$	Резкое уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
6	Флюидный коэффициент $CH_4 \cdot C_2H_6 \cdot C_3H_8$	Резкое уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
7	Концентрация неуглеводородных газов CO_2, N_2, He	Уменьшение	Увеличение	Уменьшение
8	Плотность горных пород по шламу	Увеличение	Без изменений	Увеличение
9	Открытая пористость горных пород	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
10	Интенивнось люминесценции горных пород по шламу (ЛБА)	Резкое снижение	Снижение	Резкое снижение
11	Цвет люминисценции горных пород по шламу (ЛБА)	Резкое изменение	Изменение	Резкое изменение
12	Газонасыщенность проб бурового шлама	Уменьшение	Незначительное уменьшенин	Резкое уменьшение
13	Концентрация нефти в горной породе по шламу (ИК_спекрометрия)	Уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
14	Удельное электрическое сопротивление промвывочной жидкости	Без изменений	Резкое уменьшение	Без изменений

Если количественные и качественные изменения каждого из параметров, приведенных в таблице 17.2., оцифровать по бальной

системе (например по 10 бальной) в зависимости от величины значения параметра для какого-либо месторождения, можно составить программу, которая позволит оператору станции ГТИ более оперативно реагировать на положения долота в пласте в процессе проводки горизонтального участка ствола скважины и своевременно информировать Заказчика о входе в подошву или кровлю пласта, а также при входе в зону ВНК.

При высоких скоростях бурения и применения долот истирающего типа, когда затруднительно в процессе бурения производить отбор представленных проб шлама и проводить стандартный комплекс методов анализа, целесообразно проводить непрерывное измерение степени люминесценции ПЖ на выходе из скважины в непрерывном режиме.

Наличие пятен люминесценции на поверхности выходящей из скважины промывочной жидкости будет свидетельствовать о прохождении долотом нефтенасыщенного пласта, а их исчезновение о вскрытии подошвы или кровли, т.е. о выходе долота из пласта.

Таким образом, исследования горизонтальных скважин, и особенно бурящихся в сложных горно-геологических и технических условиях, с помощью методов оперативного анализа проб бурового шлама и газового каротажа, как было показано выше, дают положительные результаты.

В дальнейшем, при возможности изучения элементного состава шлама и масс-спектрометрии промывочной жидкости, появится возможность уверенного контроля положения долота в пласте, т.к. элементный и газовый состав в нефтяных пластах резко отличаются от их состава в кровле и подошве пласта, существует перспектива и определения вскрытия водонефтяного контакта (ВНК), и контроля входа в водоносную часть залежи, при определении таких газов, как гелий, аргон, азот и др., которые находятся в основном в водосном слое нефтяной залежи.[51]

Внедрение новых технических, методических и программных средств существенно повысит эффективность геолого-геохимических и технологических исследований при бурении горизонтальных скважин.

Заключение

Как показано в книге, геолого-геохимические и технологические исследования в процессе бурения, позволяют оперативно решать целый ряд важных геологических и технологических задач, включающих такие как: детальное изучение геологического разреза бурящихся скважин, выявление потенциально продуктивных нефтегазоносных пластов, выделение пластов с аномально высокими поровыми и пластовыми давлениями, раннюю диагностику и выявление зон поглощения, нефтегазопроявлений и водорапопроявлений, предупреждение осложнений и аварий в процессе строительства скважин.

Совершенствование технических, методических и программных средств геолого-геохимических и технологических исследований позволит повысить качество работ и информативность получаемых данных.

Так как буровой шлам и промывочная жидкость являются источниками прямой информации о литологии разбуриваемых пород, их минеральном составе, фильтрационно-емкостных свойствах и газонасыщенности, необходимо максимально полно использовать все возможные средства ее получения. Особенно это актуально при бурении опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин.

При бурении опорных, параметрических, поисковых и глубоких разведочных скважин необходимо размещать геологическое оборудование и аппаратуру в отдельных передвижных лабораториях с подключением к базе данных и блокам регистрации технологических параметров, устойчивой видео- и аудио- связью с оператором-технологом станции ГТИ и супервайзером. Это позволит размещать в геологическом модуле более широкий набор аппаратуры и оборудования и создать сравнительно комфортные условия работы операторов-геологов.

В связи с повышением механической и рейсовой скоростей бурения и сокращением времени на проведение анализов бурового шлама, необходимо постепенно отказываться от применения методов «мокрой химии» и переходить на внедрение экспрессных инструментальных методов: рентгенофлуоресцентного и рентгенодифракционного,

электронного парамагнитного резонанса и пиролиза горных пород, ЯМР-анализа и др.

При исследовании промывочной жидкости необходимо шире внедрять методы непрерывного определения объемного газосодержания и переноса газоаналитической аппаратуры, или хотя бы ее части, непосредственно на устье скважины, а не у вибросита. У устья скважины должен быть оборудован специальный участок желобной системы для установки необходимого оборудования и датчиков для анализа физико-химических свойств ПЖ и ее газосодержания.

Установка дегазаторов возле вибросита, как правильно отмечает Э.Е. Лукьянов, сводит на нет информативность газового каротажа.

Применение поплавковых дегазаторов недопустимо, так как их использование, как показано в книге, ведет к полной потере полезной геолого-геохимической информации, а при поиске и разведке газовых и газоконденсатных залежей может привести к возникновению аварийных ситуаций при вскрытии пластов вплоть до внезапных выбросов газа.

На наш взгляд, назрела необходимость ведущим специалистам в области ГТИ совместно с Ростехнадзором РФ разработать нормативно-технические документы на строительство скважин, в которых были бы решены вопросы размещения газоаналитической аппаратуры и оборудования у устья скважины.

Решение данной проблемы необходимо не только для повышения эффективности исследований, но и для безопасной и безаварийной проводки скважин, бурящихся на нефть и газ.

При проведении технологических исследований необходимо использовать датчики с цифровым выходом, которые имеют меньшие значения погрешности в связи с отсутствием дополнительных погрешностей в линии передачи информации, применять только сертифицированную аппаратуру. Программное обеспечение должно позволять в автоматическом режиме производить расчеты давлений в скважине, гидродинамического давления во время СПО, гидравлических потерь в кольцевом пространстве, прогнозировать и выделять зоны АВПоД и АВПД в процессе бурения, проводить раннюю диагностику и предупреждение поглощений, нефтегазопроявлений и водорапопроявлений.

Необходимо больше уделять внимания вопросам метрологического обеспечения геолого-геохимических и технологических исследований. Поверка и калибровка датчиков, приборов и оборудования должны быть обязательны при проведении исследований. Более широкое распространение должны получить мобильные метрологические лаборатории, позволяющие значительно сократить время на работы по калибровке датчиков и аппаратуры газового каротажа в связи с отсутствием необходимости их демонтажа и транспортировки на базу экспедиции.

В связи с широким внедрением забойных телеметрических систем необходимо широко использовать интегрированные методы исследования бурящихся скважин с максимальным использованием всей геологической, геохимической, технологической и геофизической информации.

Благодаря спутниковым системам связи необходимо шире использовать возможности удаленного доступа к получаемой информации в процессе бурения скважин.

Список литературы

1. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 53375-2009.
   Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. М.: Стандартинформ. 2009.
2. Валитов А.Б., Мельников А.А. «Рентгенодифракционный и рентгенофлуоресцентный методы при геолого-технологических исследованиях». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. Вып.№4(318). С. 25-36.
3. Чекалин Л.М., Моисеенко А.С., Шакиров А.Ф. и др. «Геолого-технологические исследования скважин». М.: Недра. 1993. 240 с.
4. Аксельрод С.М. «Современные исследования в геолого-технологических исследованиях, проводимых в процессе бурения скважин (по материалам зарубежной литературы)» //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2015. Вып.№6. С. 77-110.
5. Вандельштейн Б.Ю. и др. «Петрофизическая характеристика продуктивных отложений юрского возраста Бованского месторождения по данным представительского керна и ГИС». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 1996. Вып.№29. С. 104-108.
6. «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин». Справочник. М.: Недра. 1988. 476 с.
7. Муравьев П.П., Волков М.С. «Универсальный микропроцессорный карбонатомер». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. С. 145-152.
8. Флоровская В.Н. «Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии». М.: Изд. Московского университета. 1957. 292 с.
9. Баранова Т.В., Флоровская В.Н. «Руководство по методике люминесцентно-битуминологических исследований», Л.: Недра. 1966. 112 с.
10. Лукьянов Э.Е., Кудашева С.В. «Методические рекомендации по интерпретации данных ГТИ». Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2016, 512 с.
11. «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». РД 39-0147716-102-87. Уфа. ВНИИНПГ. 1987. 274 с.

12. Вилков Л.И., Пентин Ю.А. «Физические методы исследования в химии». М.: Высшая школа. 1987. 367 с.
13. Богомолов А.И., Гайле А.А., Громов В.В. «Химия нефти и газа». Л.: Химия. 1989. 421 с.
14. Илларионова Г.А., Сыровятский А.П. «Методы анализа сточных вод». Иркутск. Изд. ИГМУ. 2019. 52 с.
15. Фридман М.Я., Диева Э.В., Муравьев П.П. и др. «Опыт использования ГТИ в комплексе геолого-геофизических исследований баженовской свиты Среднего Приобья». //НТВ «Каротажник» Тверь. Изд. АИС. 2006. С. 199-208.
16. Симонов В.А., Щербаков С.В. «Экстракционно-дистилляционный метод (ЭДМ) исследования нефтенасыщенных горных пород по буровому шламу в терригенных разрезах Западной Сибири». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. Вып.№№5-6. С.180-193.
17. Муравьев П.П., Сидорович С.Н. «Изучение окислительно-восстановительного потенциала горных пород в процессе бурения с целью выделения нефтенасыщенных коллекторов». Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. М. 1985. Вып.№12. С.18-20.
18. Сидорович С.Н. «Применение пиролитического метода изучения горных пород при проведении геолого-технологических исследований». Уфа. Труды ВНИИ Нефтепромгеофизики. 1989. Вып.№19. С. 22-28.
19. Муравьев П.П. «Применение метода электронного парамагнитного резонанса в процессе бурения разведочных скважин на нефть и газ». Тезисы Всесоюзной конференции. «Применение магнитного резонанса в народном хозяйстве». Казань.1988. С. 159.
20. Pfau K., King R., Tonner D., etal. «Wellsite Geoscience Enhances Formation Evaluation while Drilling» World Oil. 2012. P. 51-59.
21. Муравьев П.П., Сидорович С.Н. «Методы оперативного изучения геологического разреза нефтегазовых скважин». Геофизика. Изд. ГЕРС», 2000. С. 82-85.
22. Вторушина Э.А., Булатов Г.Д. и др. «Современный метод определения пиролитических параметров горных пород». «Геология нефти и газа». М. 2018. №2. С. 71-77.

23. Муравьев П.П., Букин И.И. и др. «Изучение геологического разреза в процессе бурения скважин методом ЭПР-спектроскопии». Уфа. Труды ВНИИ Нефтепромгеофизики. 1989. Вып.19. С. 28-35.
24. Линев В.Н., Шушкевич С.С. «Применение малогабаритных радиоспектрометров ЭПР – эффективный путь решения прикладных задач». Всесоюзная конференция «Применение магнитного резонанса в народном хозяйстве». Тезисы докладов. Казань. 1988. С. 22.
25. Барташевич О.В. «Нефтегазопоисковая битуминология». М.: Недра. 1984. 287 с.
26. Арбузов В.М., Жувагин И.Г. «Применение элементного анализа и ЭПР-спектроскопия добываемых нефтей для контроля за разработкой месторождений». М.: Нефтяное хозяйство. 1985. вып.5. С. 56-59.
27. Муравьев П.П., Букин И.И., Лаптев В.В. «Способ определения пористости горных пород» Патент 1492244 от 07.07.89 г. Вып.25 (AC.SU1492244A1).
28. Ковба Л.И. «Рентгенофазовый анализ». М.: МГУ. 1976. 232 с.
29. Рентгеновский дифрактометр BTX II. Руководство по эксплуатации / Пер. с англ. BTX II – X-Ray Diffraction Analyzer // User's Manual (DMTA-10031-01EN-Rev.B, February 2014) DMTA-10031-01RU. Версия А. Май 2014. 66 с.
30. Пущаровский Д.Ю. Рентгенография минералов. М.: Изд. Геоинформмарк, 2000. 292 с.
31. Борходоев В.Я. «Рентгенофлуоресцентный анализ горных пород способом фундаментальных параметров». Магадан. Изд. СВКНИИ ДВО РАН. 1999. 279 с.
32. Серия Vanta. Рентгенофлуоресцентный анализатор. Руководство по эксплуатации / Пер. с англ. Vanta Family – X-Ray Fluorescence Analyzer // User's Manual (DMTA-10072-01EN-Rev.C, March 2017) DMTA-10072-01RU. Версия С. Апрель 2017.154 с.
33. «Руководство по определению коллекторских свойств горных пород и насыщающих их флюидов методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР)». РД 39-4-1070-84. М.: ВНИИЯГГ. 1984.
34. Неретин В.А., Белорай Я.Л., Костылев В.В. «Состояние и тенденции применения оперативных ЯМР исследований горных пород и пластовых флюидов». Тезисы докладов областной научно-технической конференции «Состояние и перспективы геолого-

геофизических и технологических исследований, проводимых в процессе бурения скважин». Тюмень. 1987. С. 94-95.
35. Джафаров И.С., Сынгаевский П.С., Хафизов С.Ф. «Применение метода ядерно-магнитного резонанса для характеристик состава и распределения пластовых флюидов». М.: Химия. 2002. 439 с.
36. Головин Б.А. «Методика комплексных петрофизических исследований шлама (керна) и ГИС при выявлении и оценке сложно-построенных коллекторов». Тезисы докладов областной научно-технической конференции «Состояние и перспективы геолого-геофизических и технологических исследований, проводимых в процессе бурения скважин». Тюмень. 1987. С. 12.
37. Мурцовкин В.А., Топорков В.Г. «Новая ЯМР-технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. №69. С. 84-97.
38. Стрельченко В.В. «Геофизические исследования скважин». М.: Недра. 2008. 551 с.
39. Попов И.Ф., Рязанцев Н.Ф. «Бурение скважин». Тверь. Изд. Триада. 2014. 126 с.
40. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». М.: Изд. Нефть и газ. 1997. 679 с.
41. Муравьев П.П., Донец А.А., Наймушин В.Н. Чебанов С.Н. «Автоматизированный аппаратурно-методический комплекс для оперативных геологических исследований разреза бурящихся скважин». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. Вып.№ 5-6. С. 125-145.
42. Муравьев П.П., Наймушин В.Н. «Состояние и перспективы развития исследований бурового шлама и керна в процессе бурения нефтегазовых скважин». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2023. вып.№2(322). С. 3-19.
43. Померанц Л.И. «Газовый каротаж». М.: Недра. 1982. 240 с.
44. Лукьянов Э.Е. «Геомеханическое моделирование в процессе строительства скважин». Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири». 2018. 719 с.
45. Лукьянов Э.Е., Цыглеев Л.Я., Бурлаков А.Х. «Полевой экспресс-хроматограф ГХ-П001» //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2000. Вып.69. С. 97-106.

46. Махмутов Ш.Я., Муравьев П.П., Артемов Д.В. «Газоаналитическая аппаратура для станций ГТИ». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. Вып.108. С.100-111.
47. Конев С.Н., Котума А.И. «Информационно-аналитическая система сбора, отображения, хранения, передачи, обработки и анализа данных о процессе строительства скважин ГЕОТЕК». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. Вып.5-6. С. 66-74.
48. Махмутов Ш.Я., Лугуманов М.Г. «Полевой высокочувствительный экспресс-хроматограф «Рубин» и разработанные на его базе газоаналитические комплексы». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС.2003. Вып.111-112.
49. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. «Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов». М.: Недра. 1984. 248 с.
50. «Геология и геохимия природных горючих газов». Справочник. Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра. 1990. 315 с.
51. «Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов». Под ред. И.С. Старобинца и М.К. Калинко. М.: Недра. 1985. 239 с.
52. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. «Нефти месторождений Советского Союза». Справочник. 2-ое изд. доп. и перераб. М.: Недра 1980. 583 с.
53. Черемисинов О.А. «Проблемы газометрии скважин». М.: Недра. 1973. 214 с.
54. Истомин В.А., Якушев В.С. «Газовые гидраты в природных условиях». М.: Недра. 1992. 236 с.
55. Макогон Ю.Ф. «Гидраты природных газов». М.: Недра. 1974. 208 с.
56. Лукьянов Э.Е., Каюров К.К. и др. «О создании экспресс-анализатора ароматических углеводородов для нефтяных технологий». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2002. Вып.95. С. 13-24.
57. «Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах». Под ред. С.Н. Симакова. Л.: Недра. 1986. 248 с.
58. «Геология нефти и газа». М.: Недра. 1980. 245 с.
59. Голубев И.Ф., Гвоздилов И.Я. «Вязкость газовых смесей». М.: Стандарты. 1971. 340 с.
60. Чекалин Л.М. «Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов». М.: Недра. 1965.

61. Старобинец И.С., Ломейко Н.Н. «Извлечение м анализ рассеянных газов при геохимических поисках залежей углеводородов» М.: Недра. 1977. 239 с.
62. Зорькин Л.М. «Геохимия природных пластовых вод нефтегазоносных бассейнов». М.: Недра. 1973.
63. Салманов Ф.К. «Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа». М.: Недра. 1974. 280 с.
64. Тарасова Е.В., Тарасова Ю.В. «Применение геолого-технологических исследований для определения поровых давлений в процессе бурения». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2008. Вып.5-8. С. 162-172.
65. Муравьев П.П., Осипчук И.П., Наймушин В.Н. и др. «Методические рекомендации по проведению газового каротажа и геологических исследований в процессе бурения нефтяных и газовых скважин». Тверь. Изд. АИС. 2022. 155 с.
66. Померанц Л.И., Соколова К.Н., Дигурова С.И. «Методические рекомендации по проведению геохимических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ (с помощью станций типа АГКС-4АЦ и АГКС-65)». М.: ВНИИ геофизика. 1975. 90 с.
67. Лукьянов Э.Е. «Обобщенный показатель углеводородного состава, как геохимический критерий определения характера насыщения пласта-коллектора». В сб. «Состояние и перспективы развития геолого-геофизических и технологических исследований, проводимых в процессе бурения скважин». Тез. доклада обл. научно-практической конференции. Тюмень. 1987. С.18-20.
68. Лукьянов Э.Е., Цыглеев Л.Я., Мякишев А.В. «Изучение селективности и обоснование применимости детекторов газа для суммарного и хроматографического анализов при газовом каротаже». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2000. Вып.71. С.22-49.
69. Яшин Я.И., Яшин А.Я. «Газовая хроматография». М.: Изд. «Транлит». 2009. 518 с.
70. «Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин», РД-153-39.0-069-01. Тверь. 2001. с.91.
71. Махмутов Ш.Я., Лугуманов М.Г. «Аппаратурно-программные комплексы газового каротажа». //НТВ «Каротажник», Тверь. Изд. АИС. 2005. С. 86-95.

72. Лебедев А.Т. «Масс-спектрометрия для анализа объектов окружающей среды». М.: Техносфера. 2013. 633 с.
73. Лукьянов Э.Е. «Газовый каротаж: есть ли свет в конце туннеля». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2008. Вып.7. С. 3-49.
74. РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». ОАО НПО «Бурение». М. 2004.
75. «Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин». М.: Недра-бизнесцентр. 2005. 808 с.
76. Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домащенко Г.М. «Испытание скважин в процессе бурения». М.: Изд. «Физматкнига». 2009. 480 с.
77. Михайлов Д.А., Андреев А.А. «Датчик контроля перемещения инструмента». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. №108. С. 140-146.
78. Мелик-Шахназаров А.М., Гробштейн А.К. «Приборы для контроля бурового инструмента». М.: Недра. 1971.
79. Андреев А.А., Макушев В.И., Котенков Ю.А., Ефимов М.А. «Датчики измерения момента на роторе». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. №132-133. С. 103-106.
80. Андреев А.А., Михайлов Д.А., Рыбкин В.Г. «Расходомер бурового раствора РУД-342». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. №108. С. 146-149.
81. Андреев А.А., Рыбкин В.Г. «Выбор технических средств контроля уровня бурового раствора». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. №108. С. 150-156.
82. Плющев Д.Ю., Андреев А.А. «Вибрационный измеритель плотности ВИП-328». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. №132-133, С. 198-202.
83. ГОСТ Р 53375-2016 «Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования».
84. Лобанков В.М., Цирюльников В.П., Зуев А.М. «Состояние и перспективы метрологического обеспечения геолого-технологических исследований в процессе бурения нефтегазовых скважин». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2017. №6. С. 80-90.
85. ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

86. Лобанков В.М. «Основы метрологии геофизических исследований». Уфа. «Новый стиль», 2011, с.144.
87. ГОСТ Р 8.674-2009 «ГСИ. Общие требования к средствам измерения и техническим системам и устройствам и измерительными функциями».
88. Каменских С.В. «Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин». Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия». 2024. с.266.
89. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №534 от 15.12.2020 г., с. 522.
90. Бабаян Э.В. «Осложнения в бурении». Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия». 2023. с.246.
91. Заливин В.Г., Вахромеев А.Г. «Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ». Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия». 2018. с.506.
92. Фурсин С.Г. «Способ определения гидравлических потерь в затрубном пространстве при промывке скважины» А.С.№1609989, Бюл.№44, 1990 г.
93. Нестерова Т.Н. «Геолого-технологические исследования как фактор снижения риска в бурении». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. №108. С. 60-77.
94. Муравьев П.П., Осипчук И.П., Казанцев Ю.П. «Геологические и геохимические исследования в процессе бурения нефтегазовых скважин и интерпретация получаемой информации». Тверь. 2023. с.292.
95. Муравьев П.П. «Повышение достоверности интерпретации материалов газового каротажа при выделении нефтегазоносных пластов». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. с. 85-97
96. Самотой А.К. «Прихваты колонн при бурении скважин». М.: Недра. 1984. с.205.
97. Добрынин В.М., Серебряков В.А. «Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений». М.: Недра. 1989. с.287.
98. Муше Ж.-П., Митчелл А. «Аномальные пластовые давления в процессе бурения». М.: Недра. 1991. с.287.
99. Александров Б.Л. «Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах». М.: Недра. 1987. с.216.

100. Лукьянов Э.Е. «Оперативная оценка аномальных пластовых давлений в процессе бурения». Издательский Дом «Историческое наследие Сибири». 2012. с.424.
101. Шевцов В.Д. «Регулирование давления в бурящейся скважине». М.: Недра. 1984. с.191.
102. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. «Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации». Т.1. М. «ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000. с.510.
103. Александров Б.Л., Есипко О.А. «Методические рекомендации по оперативному определению поровых давлений в глинах по данным службы ГТИ». Грозный. Гипровостокнефть. НИИГИ. 1988. с.52.
104. «Методические рекомендации по прогнозу и оценке аномально-высоких пластовых давлений (АВПД)». Л. ВНИГРИ. 1987. с.135.
105. Муравьев П.П. «Оперативное выделение коллекторов в подсолевых карбонатных отложениях месторождения Тенгиз». Э.-И. «Нефтегазовая геология и геофизика». М. 1986. Вып.7. С. 10-12.
106. Недоливко И.М., Ежова А.В. «Петрофизические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов». Томск. Изд. Томского политехнического университета. 2012. 172 с.
107. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. «Литология нефтегазоносных толщ». М.: Недра. 1991. 286 с.
108. Ханин Л.А. «Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение». М.: Недра. 1969. 368 с.
109. Муравьев П.П., Лугуманов М.Г., Шилов А.А., Лопухов В.С. «Особенности проведения ГТИ при выделении маломощных нефтенасыщенных пластов и требования, предъявляемые к геолого-геохимической аппаратуре». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2003. Вып. 108. С. 50-59.
110. «Справочник по геологии нефти и газа» М.: Недра. 1984. 480 с.
111. Воронов А.Н., Махмудов А.Х., Несмелова З.Н. и др. «Природные газы осадочной толщи». М.: Недра. 1976. 232 с.
112. Гриценко А.И., Петровский Т.Д., Юшкин В.В. «Углеводородные конденсаты месторождений природных газов». М.: Недра. 1983. 263 с.
113. Езерский Ю.Г., Никонов А.Д. «Оценка характера насыщения пласта по газонасыщенности его флюида (для нефтеносных районов)». Тр. БашНИПИнефть. Уфа. 1977. Вып.7. С.107-113.

114. Чекалин Л.М. «Методические рекомендации по проведению газового каротажа и интерпретация его результатов». Саратов. 1970. 75 с.
115. Чиж А.И. «Результаты опробования палеток фирмы «Геосервис» для прогнозной оценки характера насыщения пластов-коллекторов». В сб. «Состояние и перспективы геолого-геохимических и технологических исследований, проводимых в процессе бурения скважин». Тез. докладов обл. научно-практической конференции. Тюмень. 1987. С.17-18.
116. J. H. Haworth; M. Sellens; A. Whittaker/ Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data1. AAPG Bulletin (1985) 69 (8): 1305–1310.
117. Тарасова Е.В., Миникеев Р.Р. «Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2015. Вып.6.
118. Кожевников С.В., Стрельченко В.В., Орлов Н.М. «Влияние особенностей процесса шламообразования при бурении горизонтальных скважин на решение задачи литологического расчленения геологического разреза по данным геолого-технологических исследований». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. Вып.5. С.78-90.
119. Лугуманов М.Г., Муравьев П.П. «Геолого-технологические методы и аппаратура для контроля и управления процессом проводки горизонтальных скважин и боковых стволов». Доклады II Китайско-Российского симпозиума по промысловой геофизике. Уфа. 2002. С.252-259.
120. Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В., Костерина В.А. и др. «Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложных коллекторов баженовской свиты методами ГИС». М.: «Геофизика». 2002. №2.
121. Муравьев П.П., Осипчук И.П., Наймушин В.Н. «Результаты исследования горизонтальных скважин с использованием методов геолого-технологических исследований (ГТИ)». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2024. №3 (329). С.3-15.