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

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

в процессе бурения нефтегазовых скважин и интерпретация получаемой информации



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

Геологические и геохимические исследования

в процессе бурения нефтегазовых скважин и интерпретация получаемой информации

г.Тверь 2023

Содержание

Введение
1. Основные задачи геолого-геохимических 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. Оперативная интерпретация геолого-геохимической информации.
10.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
10.2. Выделение пластов-коллекторов.
10.2.1. Общие сведения о породах-коллекторах.
10.2.2. Прогнозирование и определение вскрытия кровли пласта-коллектора.
10.2.3. Выделение пластов-коллекторов по геолого-геохимической и технологической информации.
10.3. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов.
10.3.1. Общие сведения о залежах нефти и газа.
10.3.2. Оценка характера насыщения пласта-коллектора.
11. Комплексная интерпретация геолого-технологической, геофизической информации и результатов ИПТ.
12. Особенности проведения геолого-геохимических исследований при бурении горизонтальных скважин.

Введение

На начальном этапе все исследования скважин, бурящихся на нефть и газ, проводились обычно после окончания бурения приборами на кабеле, которые измеряли различные физического 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.

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", и 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 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 2009 году коллективом ведущих специалистов в области ГТИ под руководством Лукьянова Э.Е. был разработан национальный стандарт Российской Федерации ГОСТР 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-2В" (ООО НПК "Геоэлектроника сервис", г. Тверь), Геотест-7 (ООО "Геотехсервис", г. Уфа), "Геотек" (ООО "Ойлпромсервис", г. Саратов).

Большинство станций ГТИ комплектуются приборами и оборудованием для отбора и экспресс-анализа проб бурового шлама и керна.

Так, станции ГТИ "Разрез-2В", разработанные в ООО НПК "Геоэлектроника сервис", оснащаются полным комплектом аппаратуры и оборудования для отбора, пробоподготовки и детального анализа проб бурового шлама и керна, позволяющим на высоком уровне решать все основные геологические задачи в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

За рубежом в последние годы много внимания уделяется как техническим, так и методическим средствам для геологических 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 - рентгеновской дифрактоскопии.

Последние два метода показали неплохие результаты при исследовании проб бурового шлама и в нашей стране - в тресте "Башнефтегеофизика" (г. Уфа) [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.

Авторы книги выражают искреннюю благодарность за подготовку рукописи к изданию сотрудникам ООО НПК «Геоэлектроника сервис» Наймушину В.Н., Ганопольской О.А.

1. Основные задачи геолого-геохимических исследований.

Геолого-геохимические исследования включают в себя комплекс методов оперативных исследований проб бурового шлама, керна, проб промывочной жидкости и пластового флюида, а таже газового каротажа. Геолого-геохимические исследования являются неотъемлемой частью комплекса методов ГТИ и поэтому должны проводиться совместно с использованием механического, фильтрационного, виброакустического, энергокаротажа, термометрии и резистивометрии промывочной жидкости.

Отличительной особенностью геолого-геохимических исследований является то, что объекты исследования: керн, буровой шлам и промывочная жидкость - являются источниками прямой геологической информации об исследуемом разрезе, что придаёт особую значимость и важность данному виду работ.

Основными задачами оперативных геолого-геохимических исследований являются:

- 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;
- оценка характера насыщения коллекторов;
- оценка 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;
- сбор и создание базы данных геолого-геохимической информации.

В зависимости от целей бурения, применяемой технологии проводки скважины, технико-методических возможностей применяемой аппаратуры и ряда других причин перечень решаемых задач может изменяться и дополняться.

Так, при проводке горизонтальных скважин, приоритетной задачей является точное определение литологического состава пород и их нефтегазонасыщенности с целью определения положения долота относительно подошвы и кровли пласта, а при исследовании вертикальных эксплуатационных скважин, с наличием зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений, главной является задача определения плотности и пористости горных пород, газонасыщенности и компонентного состава углеводородных газов в ПЖ.

Оперативные геологические исследования не заменяют собой петрофизические исследования, которые проводятся в стационарных лабораториях с использованием современной дорогостоящей аппаратуры, требующей для обслуживания высокопрофессиональных специалистов в различных областях (химиков-аналитиков, инженеров-физиков, палеонтологов и т.д.).

При проведении геологических и геохимических исследований в процессе бурения анализируются результаты экспресс-анализов проб бурового шлама и керна, результаты анализа выделяемых из ПЖ углеводородных газов, фильтрационного каротажа с привлечением информации о параметрах бурения, но все это происходит в масштабе реального времени, что ограничивает применение методов, используемых при детальном исследовании каменного материала в петрофизических лабораториях.

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.

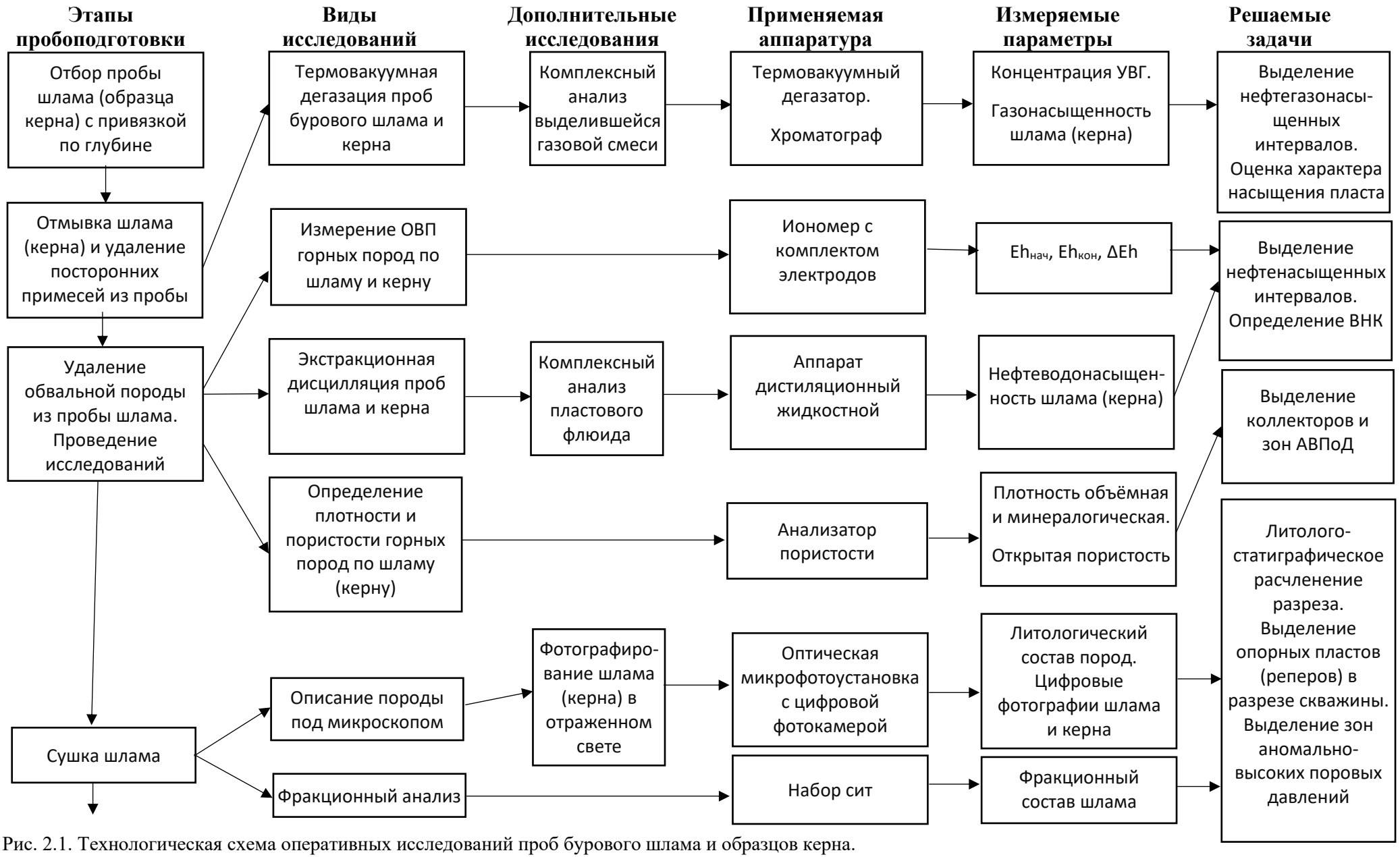


Рис. 2.1. Технологическая схема оперативных исследований проб бурового шлама и образцов керна.

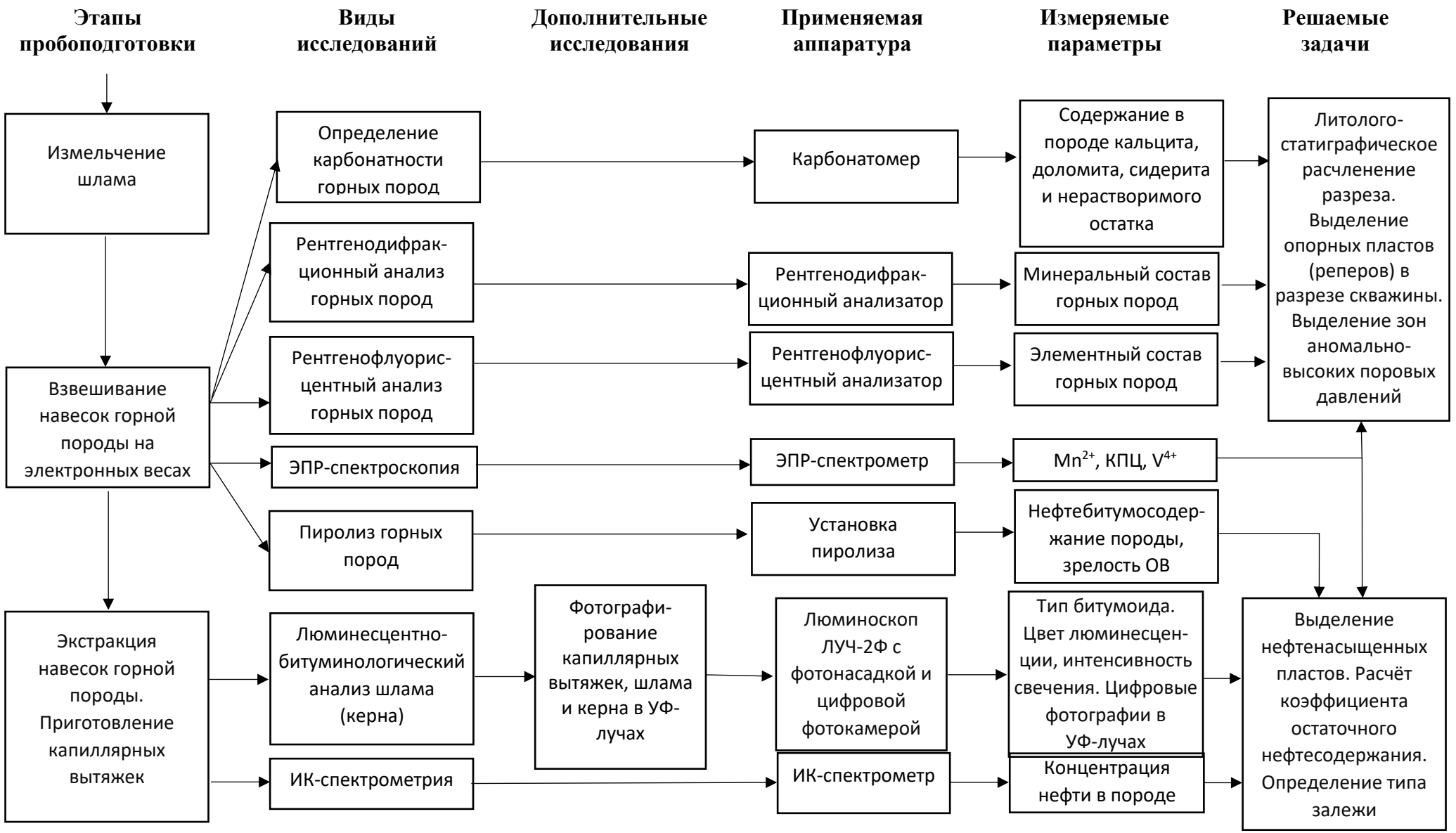


Рис. 2.1. Технологическая схема оперативных исследований проб бурового шлама и образцов керна (продолжение).

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 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,

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

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,

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

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.

$\gamma_\text{ш}$, γ_ρ – плотность промывочной жидкости, г/см^3

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

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

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:

$$T_ц=T_{инд}-T_{н.ц.} \quad (2.8)$$

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:

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

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 (40-60ºС) 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

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

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)

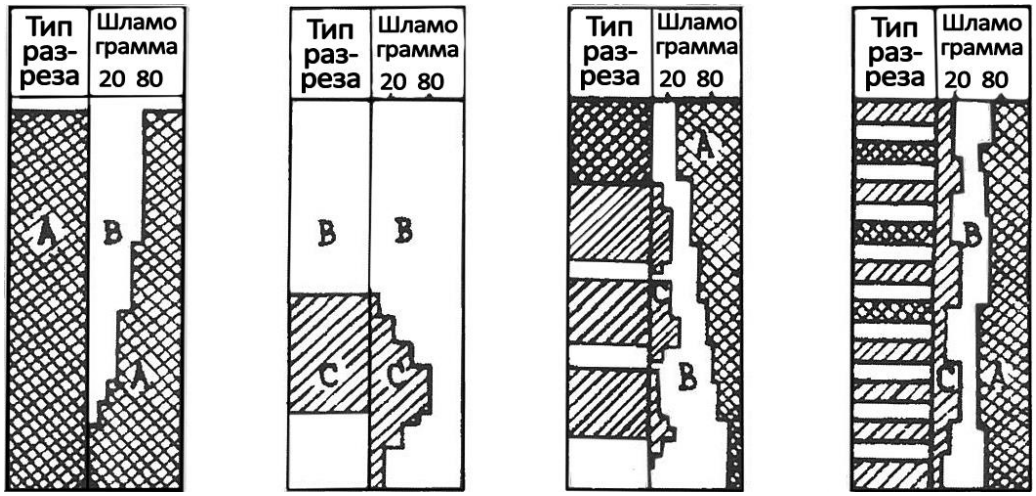


Рис. 2.2 Типы шламограмм в зависимости от типа разреза.

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.

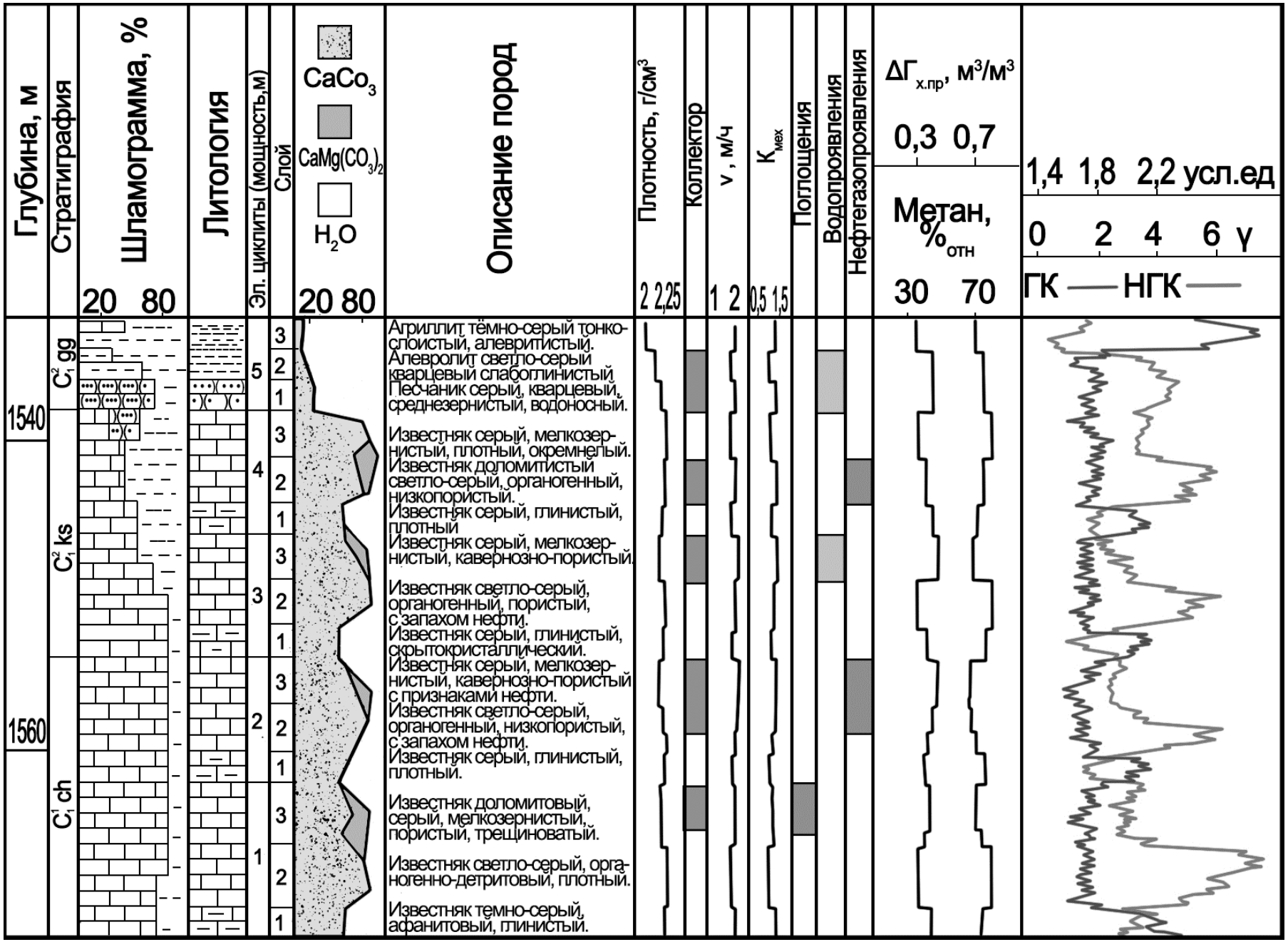


Рис. 2.3. Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза

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, органических 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	Менее 0,01	SiO_2

Опоки Фосфаты	- -	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»



Рис. 3.2. Общий вид микрофотоустановки ОМФ-2

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

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

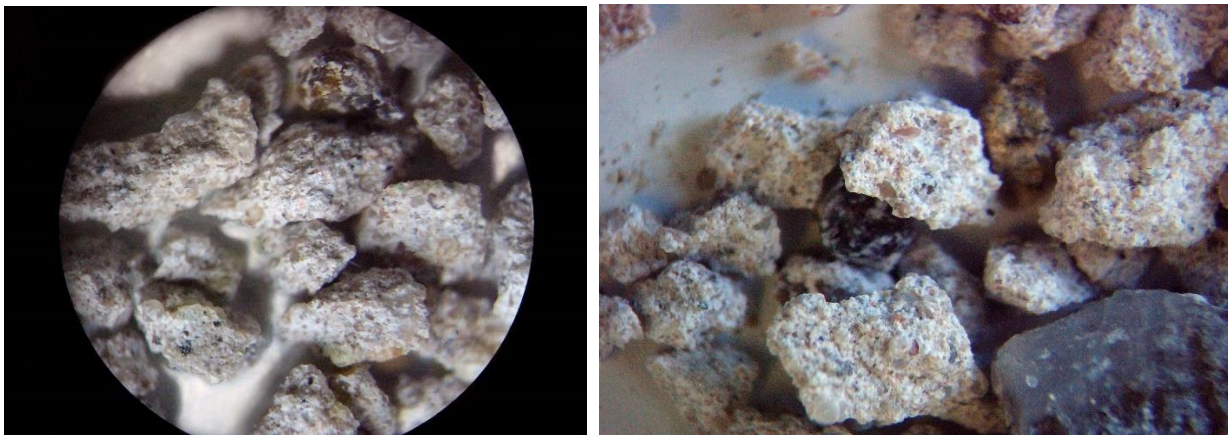


Рис. 3.3. Фотографии шлама в обычном освещении
а – снимок сделан при 12^x увеличении; б - снимок сделан при 20^x

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 широким диапазоном технических характеристик.

На рис 3.4. представлены цифровая микрофотоустановка с USB камерой



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

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

Цифровая камера фиксирует изображение и транслирует видеоизображение на персональный компьютер. Входящий в комплект объектив 0,5х 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 количеству их 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	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.

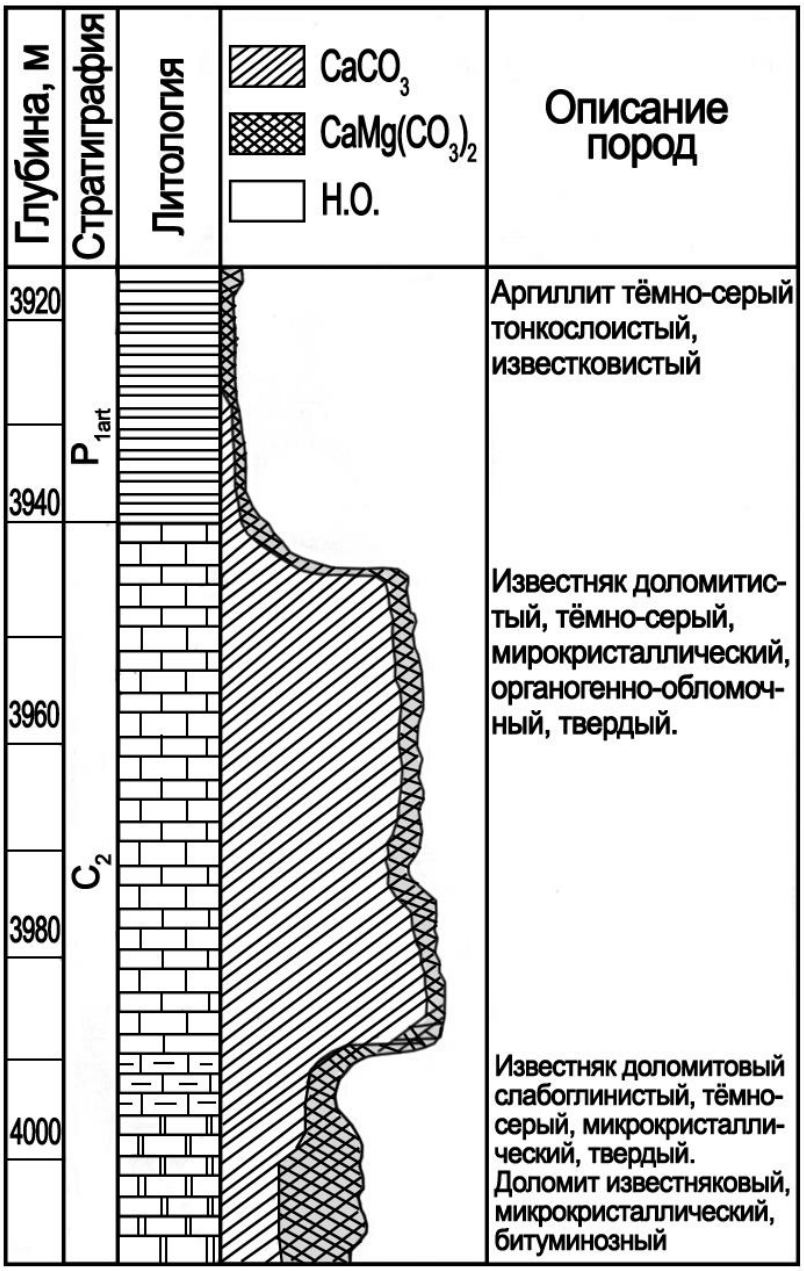


Рис.3.5. Пример литологического расчленения разреза по результатам определения карбонатности

Важное значение при проведении карбонатометрии имеет проведение 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. 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.

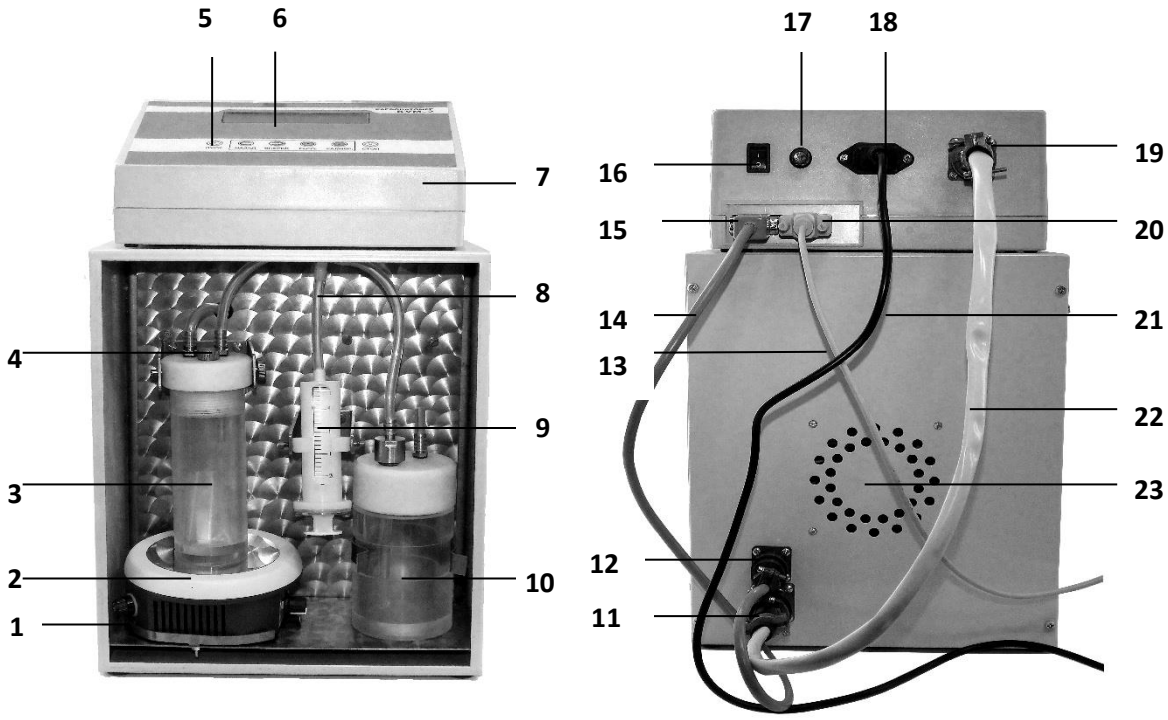


Рис.3.6 Общий вид карбонатомера КУМ-2:

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

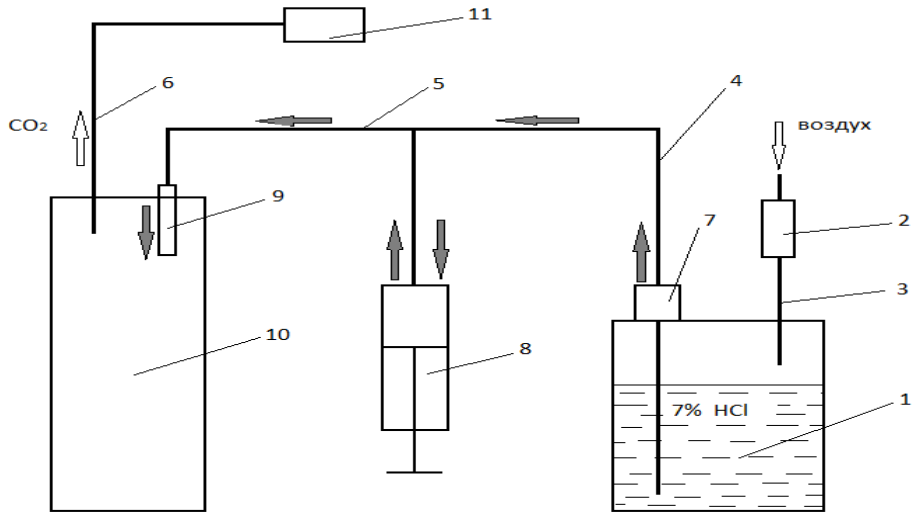


Рис. 3.7 Функциональная схема карбонатомера КУМ-2:

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}C 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).

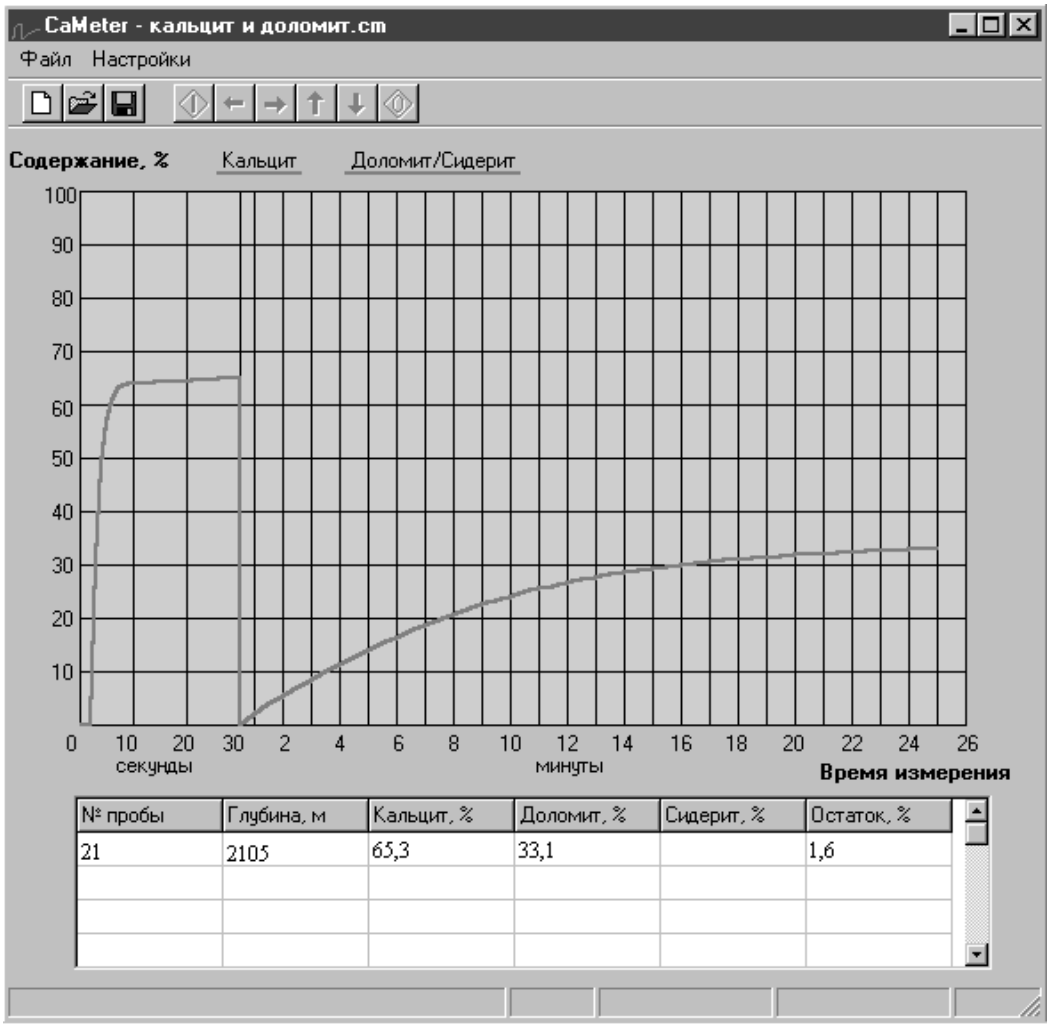


Рис. 3.8 Пример отображения карбонатометрии

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.

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



Рис. 3.9. Внешний вид карбонатомера КМ-04

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 встречаюшихся 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 – дэнситометр.

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, каверновый 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°C.

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.

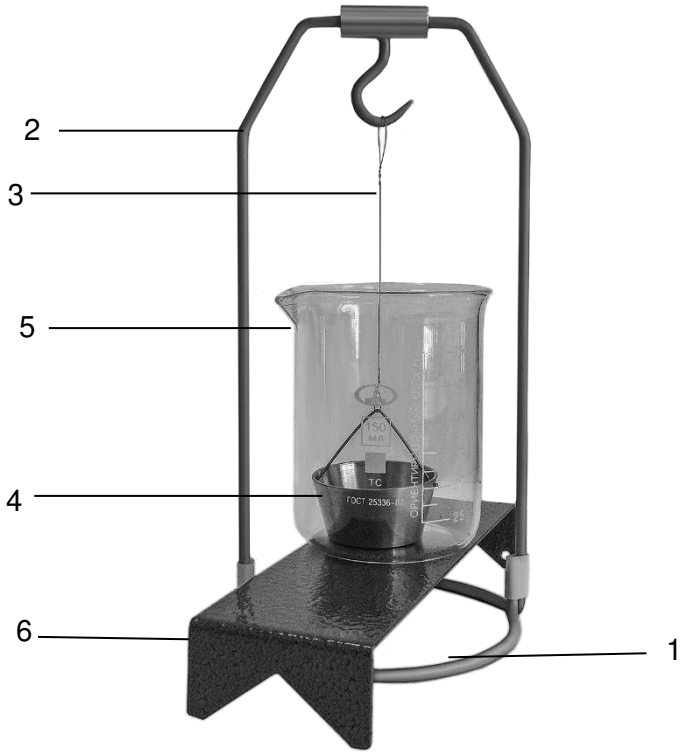


Рис. 3.12 Устройство для гидростатического взвешивания

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.

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.

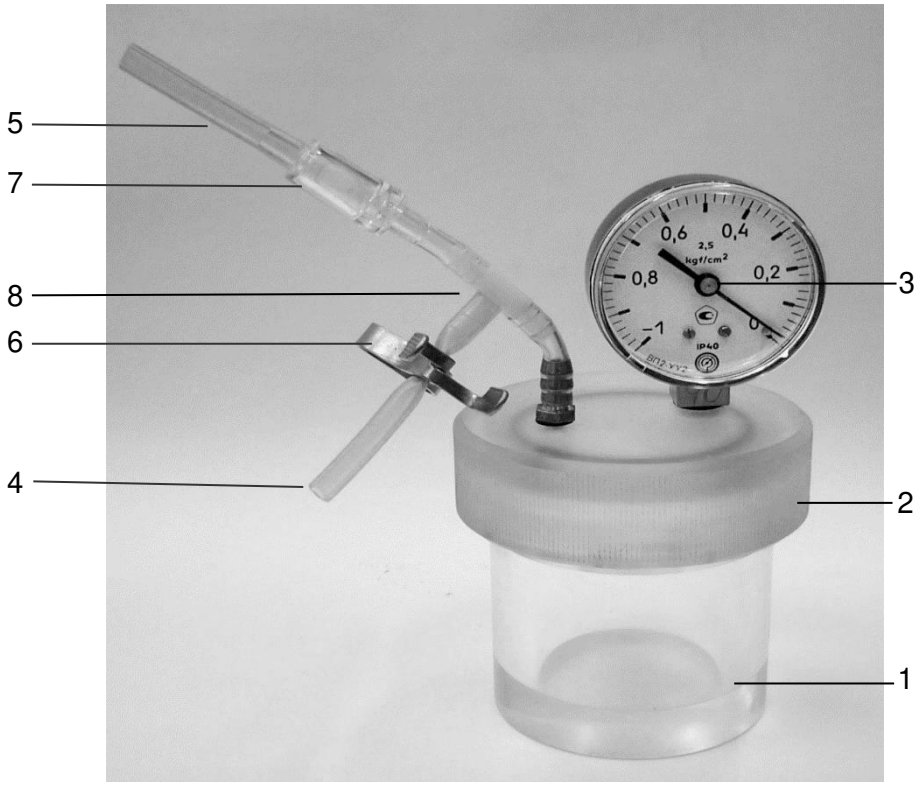


Рис. 3.13. Внешний вид устройства насыщения

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 105ºС;

– 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 $m_н$ - масса насыщенного образца, г;

$m_с$ - масса сухого образца, г;

V - объём влажного образца, $см^3$.

Масса насыщенного образца будет равна:

$$m_н = m_1 - m_0,$$

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

m_0 - масса контейнера в воздухе, г.

Масса сухого образца будет равна:

$$m_с = m_2 - m_0, \qquad (3.8)$$

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

Объём влажного образца рассчитывается по формуле:

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

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:

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

где $V_с$ - объём сухого образца, см^3, равный:

$$V_с = V - \frac{(m_н - m_с)}{\rho_в} \quad (3.12)$$

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).

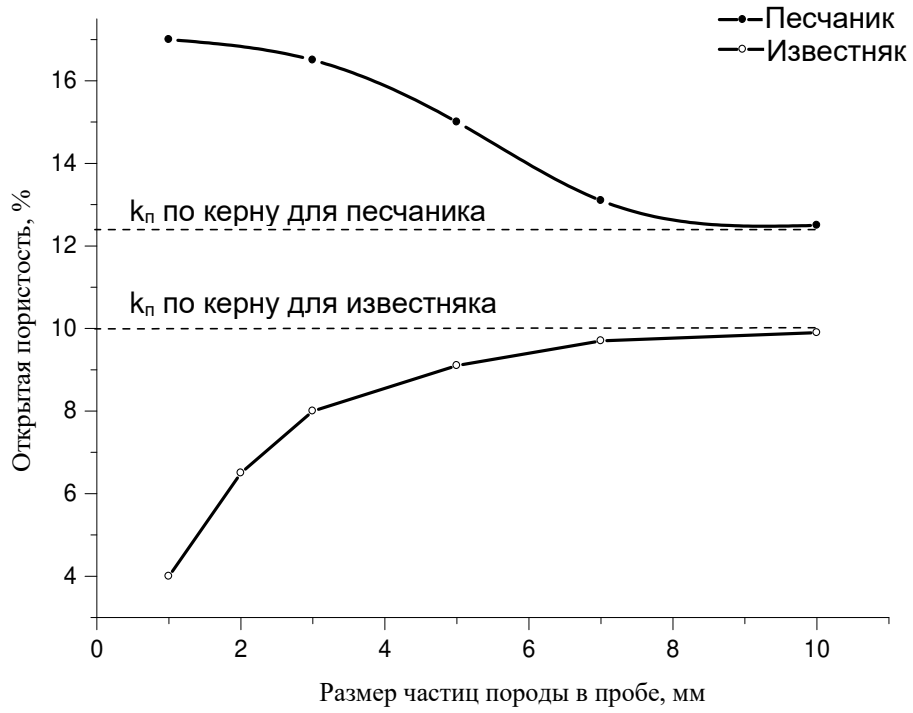


Рис. 3.14. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц в пробе песчаника и известняка

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

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	$1,56 \cdot 10^{-1}$	$3,12 \cdot 10^{-1}$	$6,25 \cdot 10^{-1}$	3,12
12	0,00125	$3,12 \cdot 10^{-1}$	$6,25 \cdot 10^{-1}$	1,25	6,25
13	0,0025	$6,25 \cdot 10^{-1}$	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

Вычисление количественного содержания битума в породе производится по формуле: (a·b·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.

Капиллярно-люминесцентный метод проводится как качественный анализ битумосодержания горных пород. Для реализации данного метода, как и в предыдущем, также составляется эталонная коллекция, но не в растворенном 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.

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

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].

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.

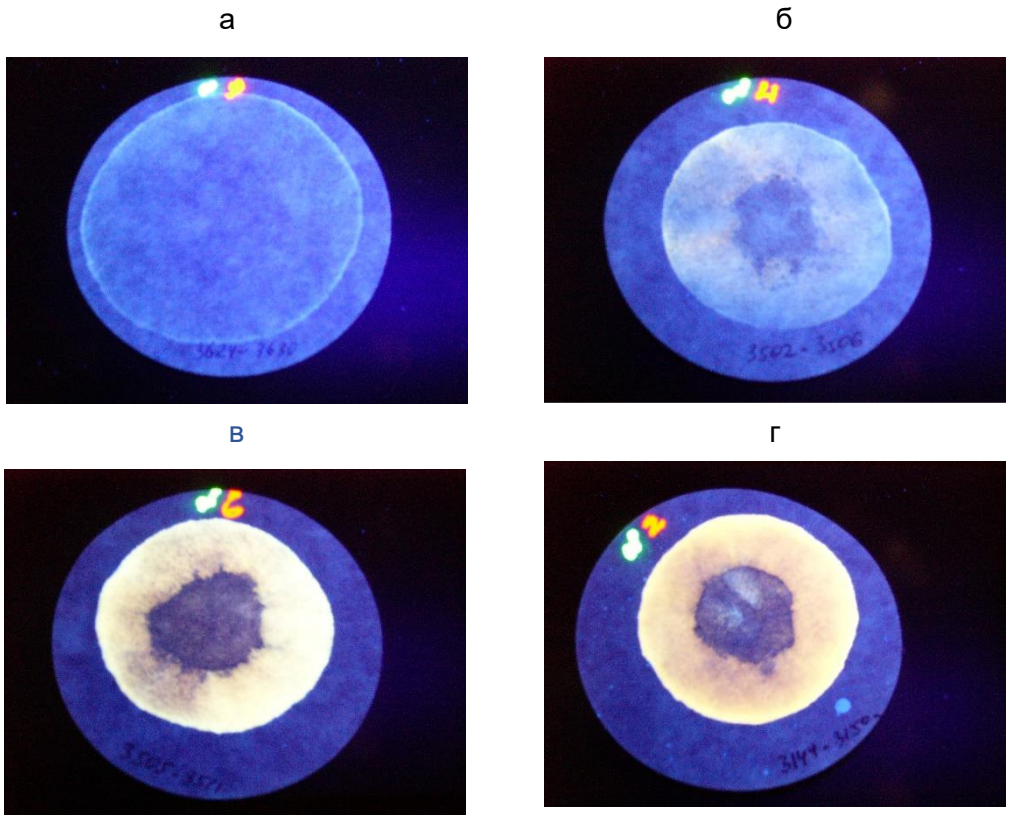


Рис. 3.16. Фотографии капиллярных вытяжек:
а – низкое содержание битумоида (2 балла); б – среднее содержание битумоида (3 балла); в, г – высокое содержание битумоида (4 балла)

Люминесцентно-битминологический 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. 3.17. 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.

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.

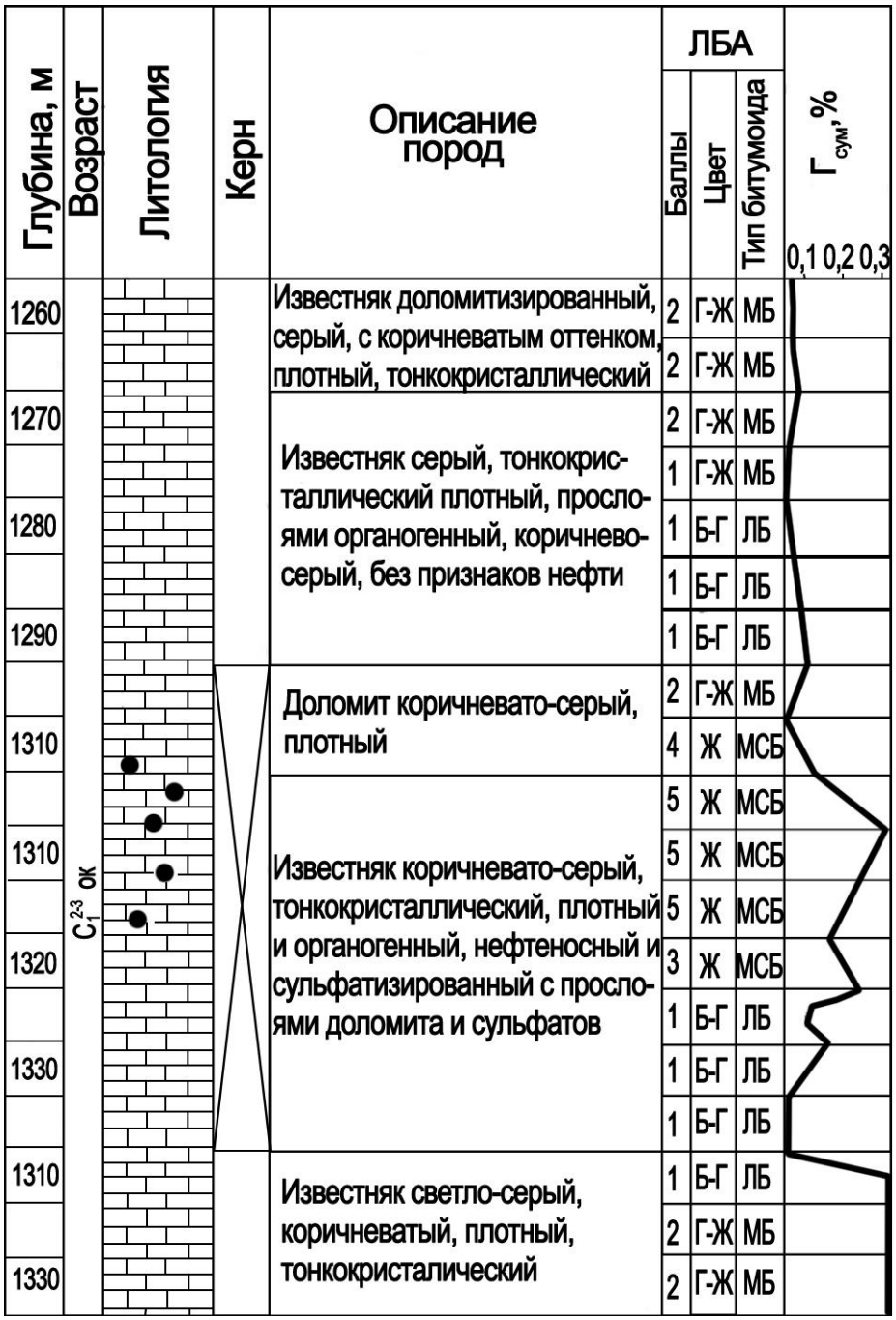


Рис. 3.18 Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по люминесцентно-битуминологическому анализу.

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-Бэра, свидетельствующем о том, что если среда однородна и её слой перпендикулярен монохроматическому световому потоку интенсивностью J, то интенсивность прошедшего света будет описана как:

$$J_п=J_o \cdot 1^{-al} \quad (3.13)$$

$J_п$ – интенсивность прошедшего света;

J_o – интенсивность падающего светового потока;

а – коэффициент поглощения среды

l – толщина слоя вещества.

Согласно второму закону Бэра 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:

$$а=кс \quad (3.14)$$

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 длинны 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:

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

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_n – масса навески исследуемой породы, г.

Определяется концентрация нефти в 1 см^3 горной породы:

$$m_{n_2} = m_{n_1} \cdot \rho_{\text{п}}, \tag{3.19}$$

где ρ_n - плотность горной породы, г/см^3.

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

$$V_{\text{н}} = \frac{m_{n_2}}{\rho_{\text{н}}}, \tag{3.20}$$

где $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти, г/см^3.

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

$$k_{\text{н}} = \frac{10 \cdot V_{\text{н}}}{k_{\text{п}}}. \tag{3.21}$$

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.

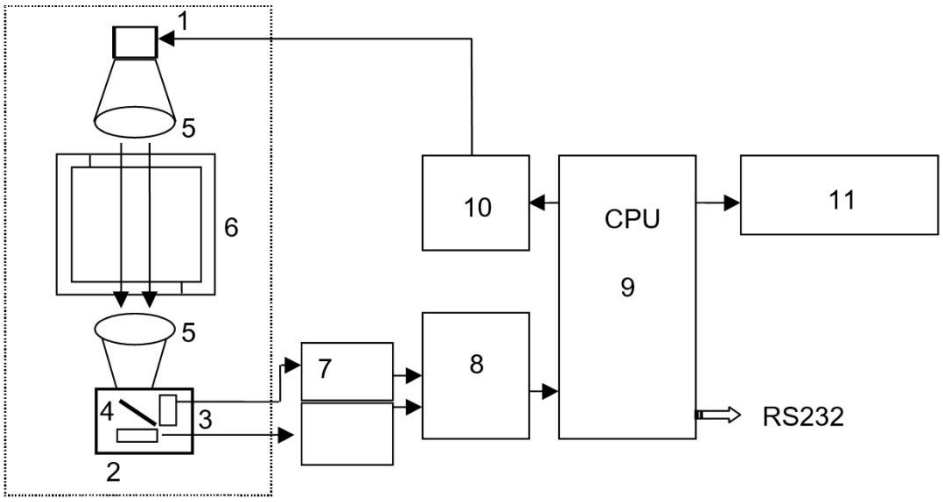


Рис. 3.20. Функциональная схема ИК – концентратомера

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.

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).

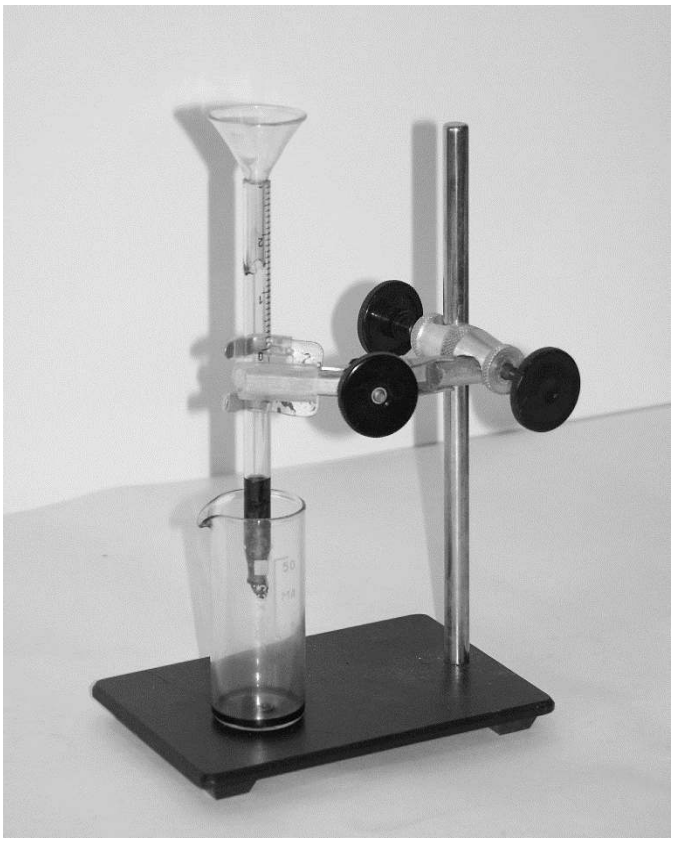


Рис. 3.21. Устройство для экстракции нефти из горных пород

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).

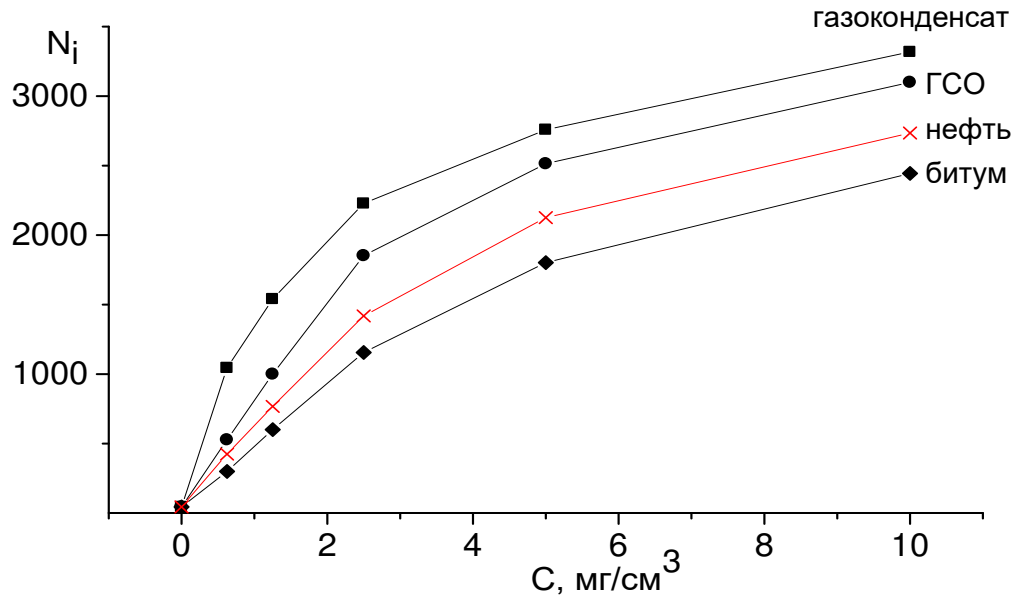


Рис. 3.22. Калибровочные кривые по газоконденсату, ГСО, нефти и битуму

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.

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 800ºС.

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.

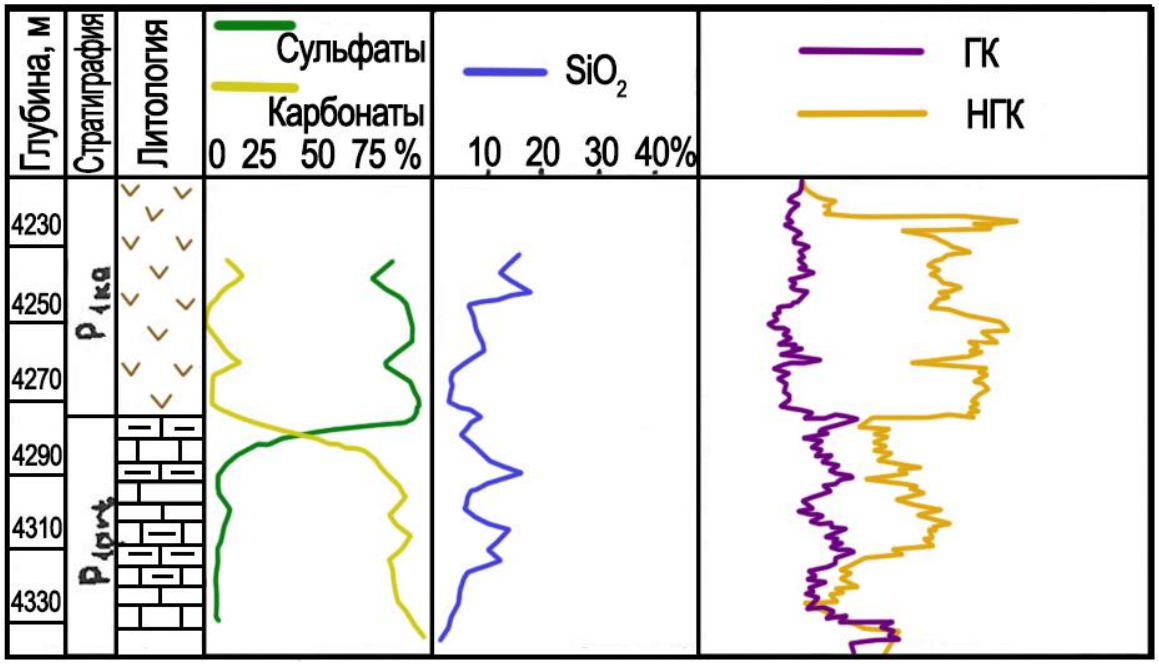


Рис. 3.23. Пример выделения кровли артинских отложений по результатам ИК-спектрометрии шлама по одной из скважин (месторождение Тенгиз).

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

Экстракционно-дистилляционной 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.

Для реализации метода используются аппараты дистилляционные жидкостные (АДЖ) различной конструкции. На Рис. 3. 23. Показан аппарат АДЖ-4, разработанный в ООО НПП " Геосфера" (г. Тверь).



Рис. 3. 24. Аппарат АДЖ-4

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:

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

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].

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.

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.

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 $см^3$).

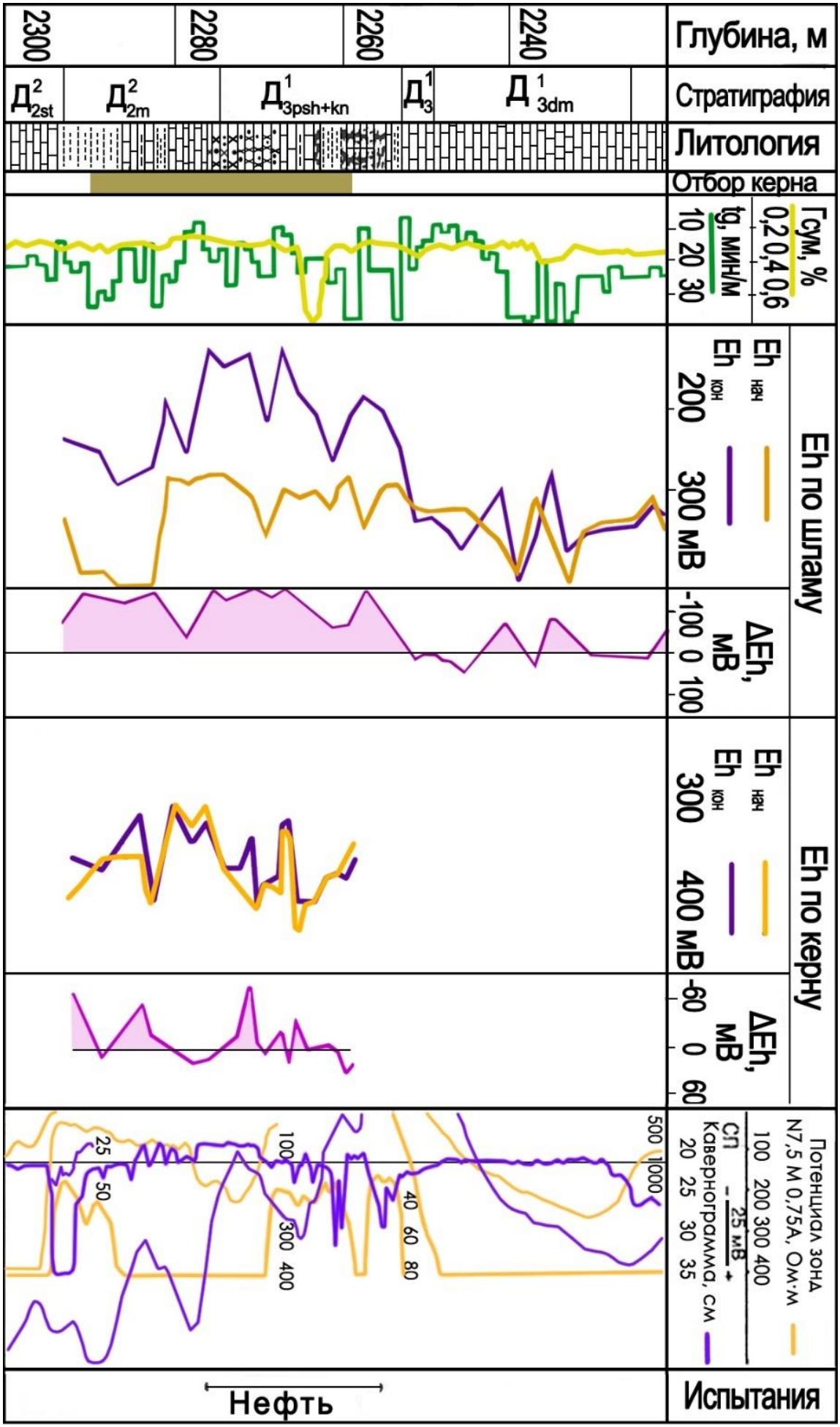


Рис. 3.25. Пример выделения коллекторов (Скв.83, пл. Южно-Сергеевская).

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 занимают много времени и связаны, 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 сложностью 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] 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.

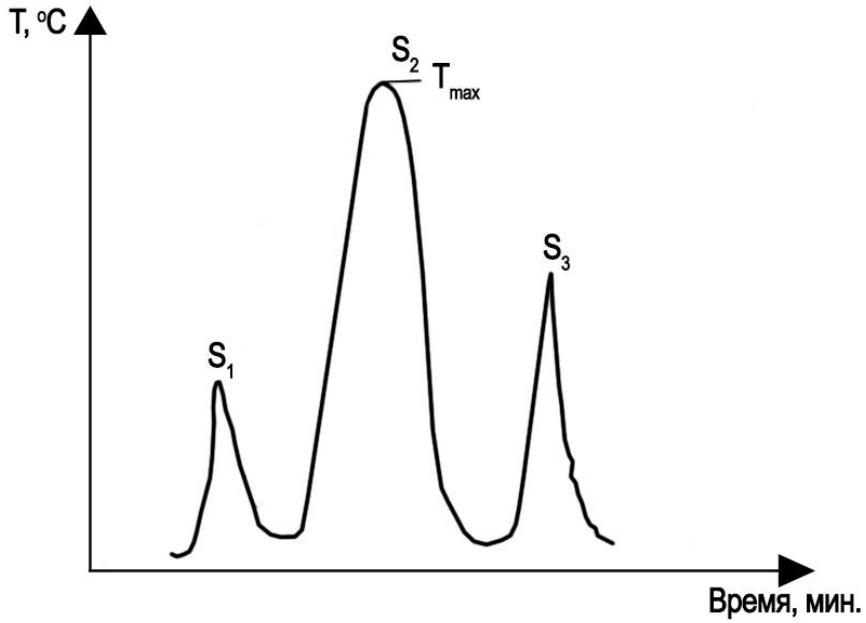


Рис.4.1. Типовая пирограмма при пиролизе горных пород.

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.

При 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 плазменно-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.

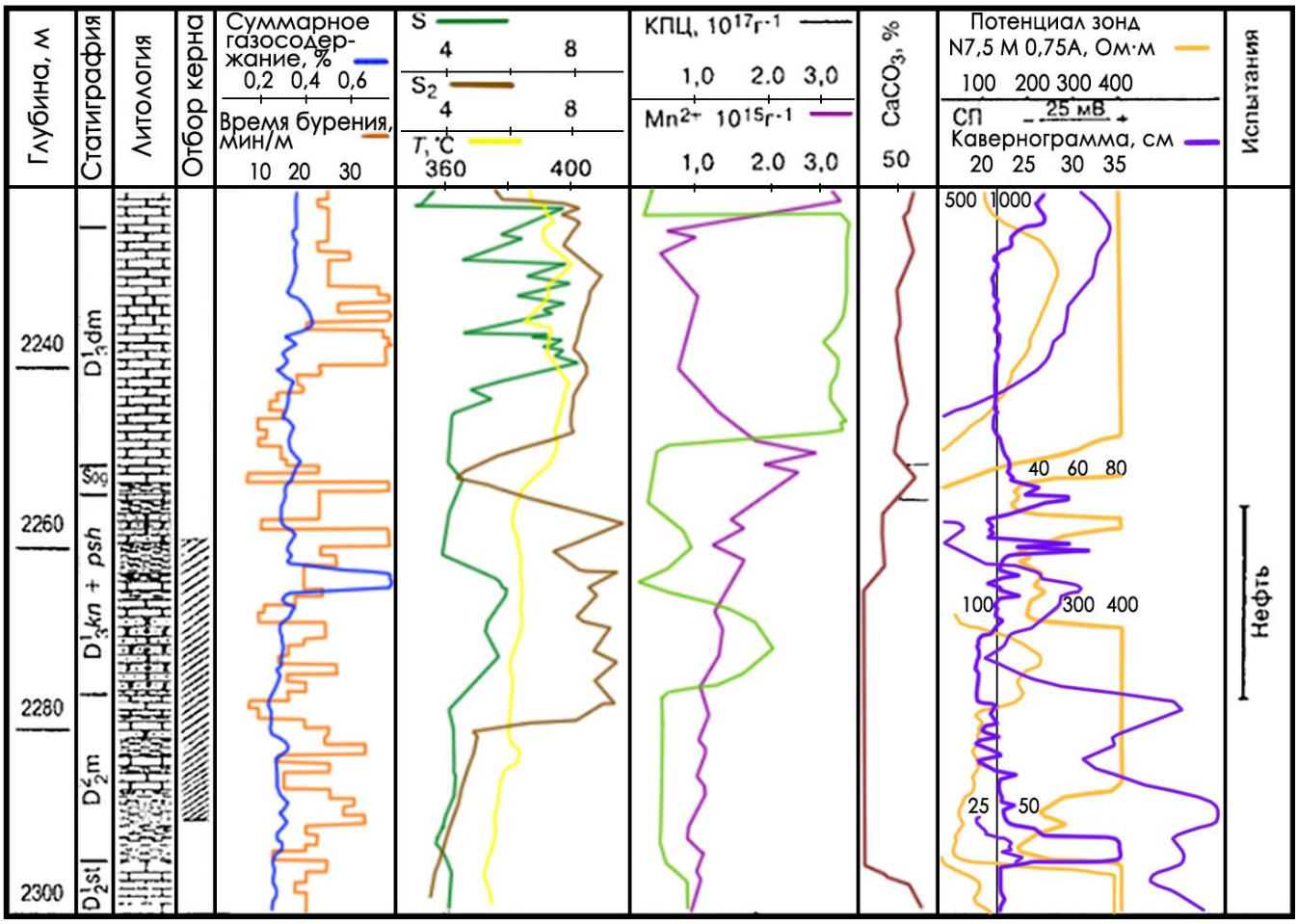


Рис.4.2. Выделение нефтенасыщенного коллектора методом пиролиза на разведочной скважине Южно-Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан).

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 рА 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.

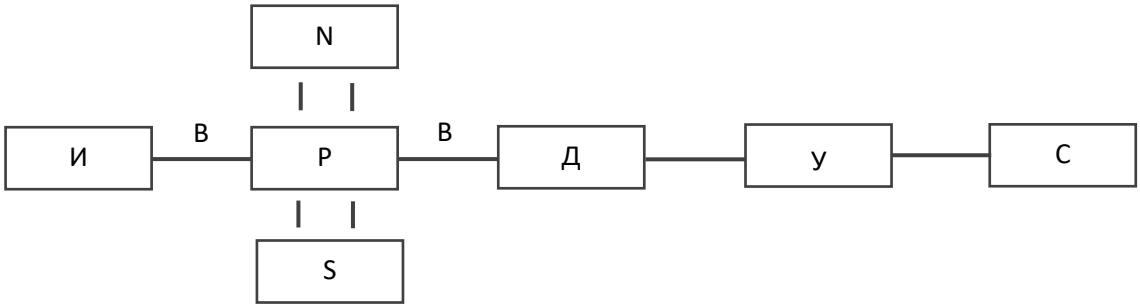


Рис. 4.4. Блок-схема ЭПР-спектрометра:

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).

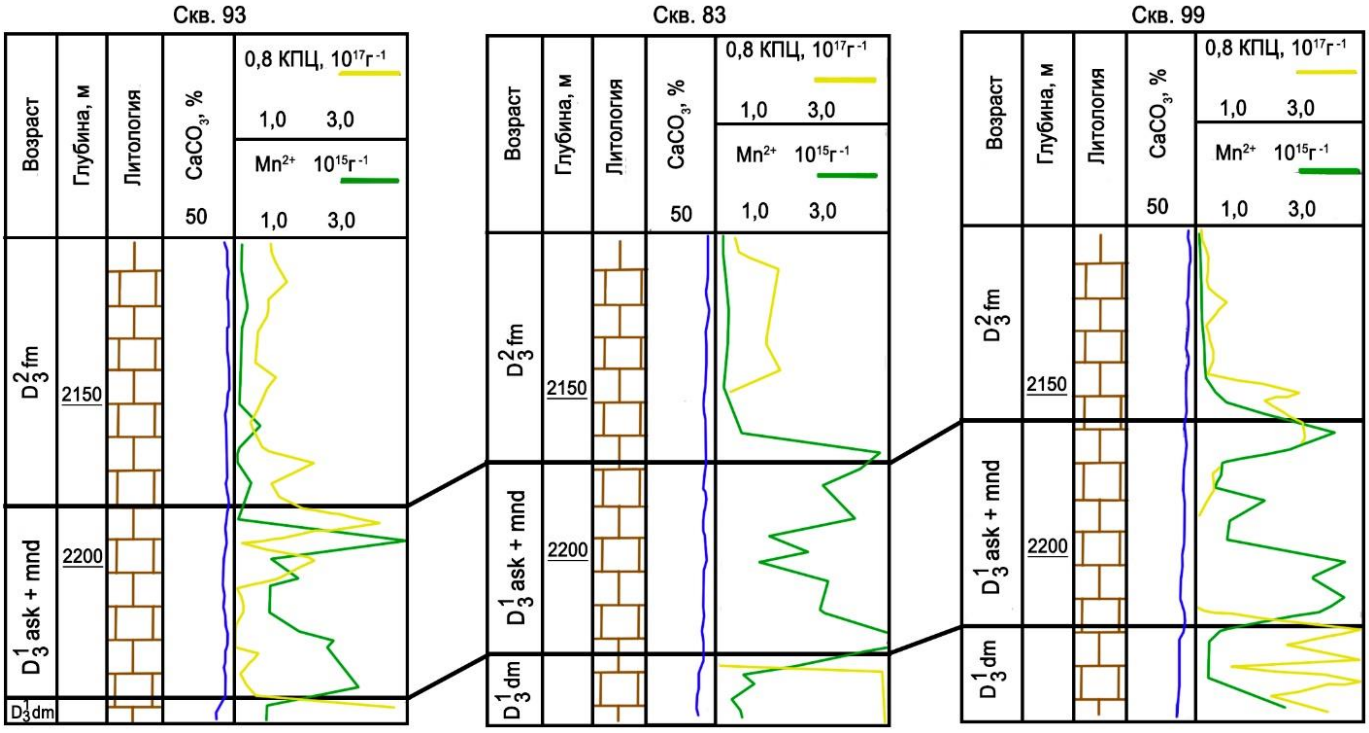


Рис.4.5. Выделение опорных пластов в разрезе методом ЭПР, Южно-Сергеевская площадь.

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.).

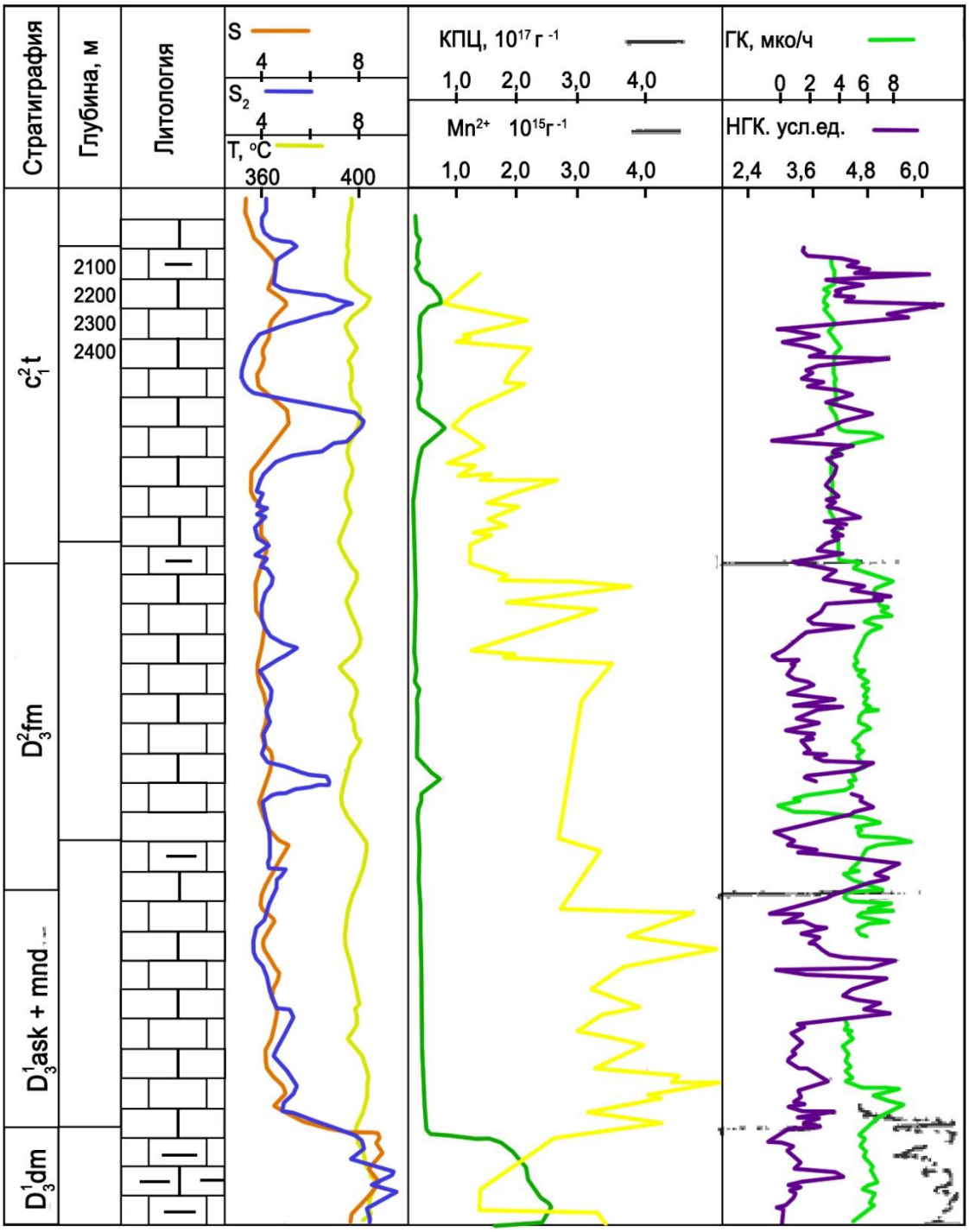


Рис.4.6. Решение геологических задач методами ЭПР-спектроскопии и пиролиза.

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.

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

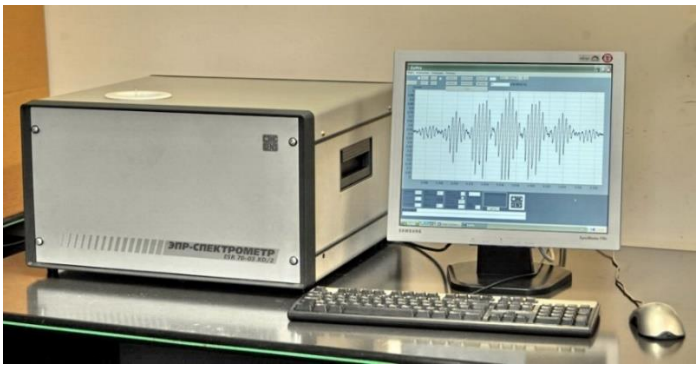


Рис.4.7. Малогабаритный автоматизированный ЭПР-спектрометр ESR70-03XD/2.

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.

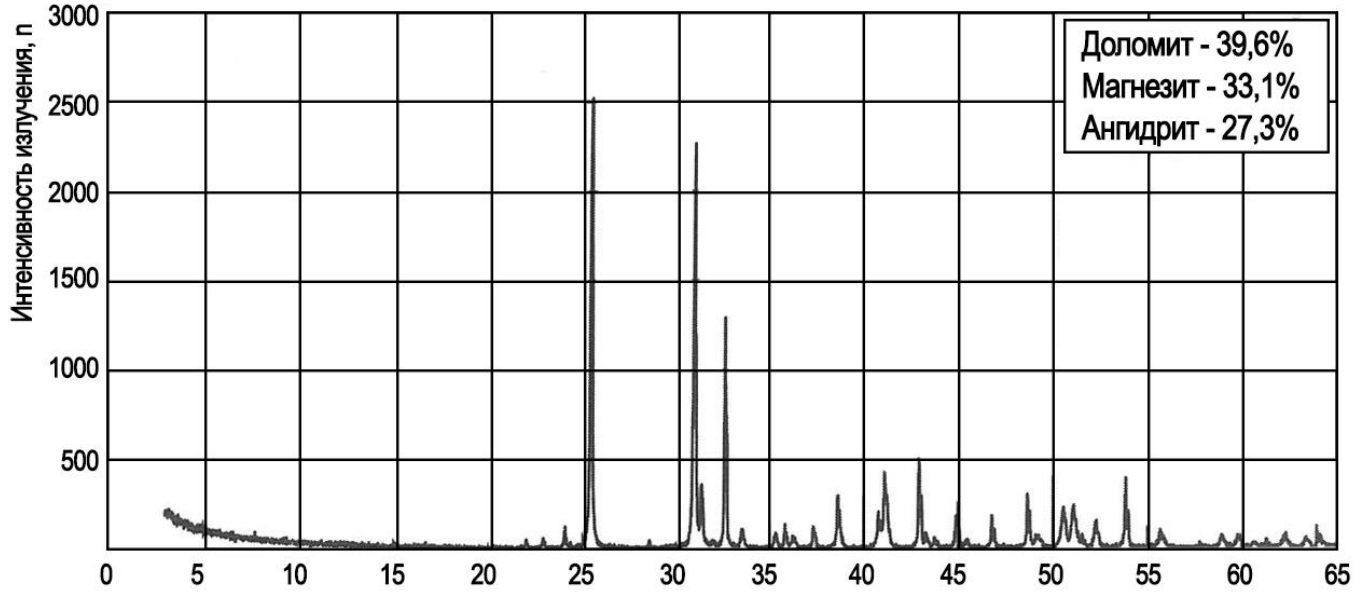
Вид дифракционной картины каждого индивидуального образца зависит от параметров элементарной ячейки, положения дифракционных максимумов, распределения атомов в ячейке и интенсивности максимумов дифракции. Ввиду этого, каждый образец будет обладать своей, только ему присущей дифрактограммой.

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

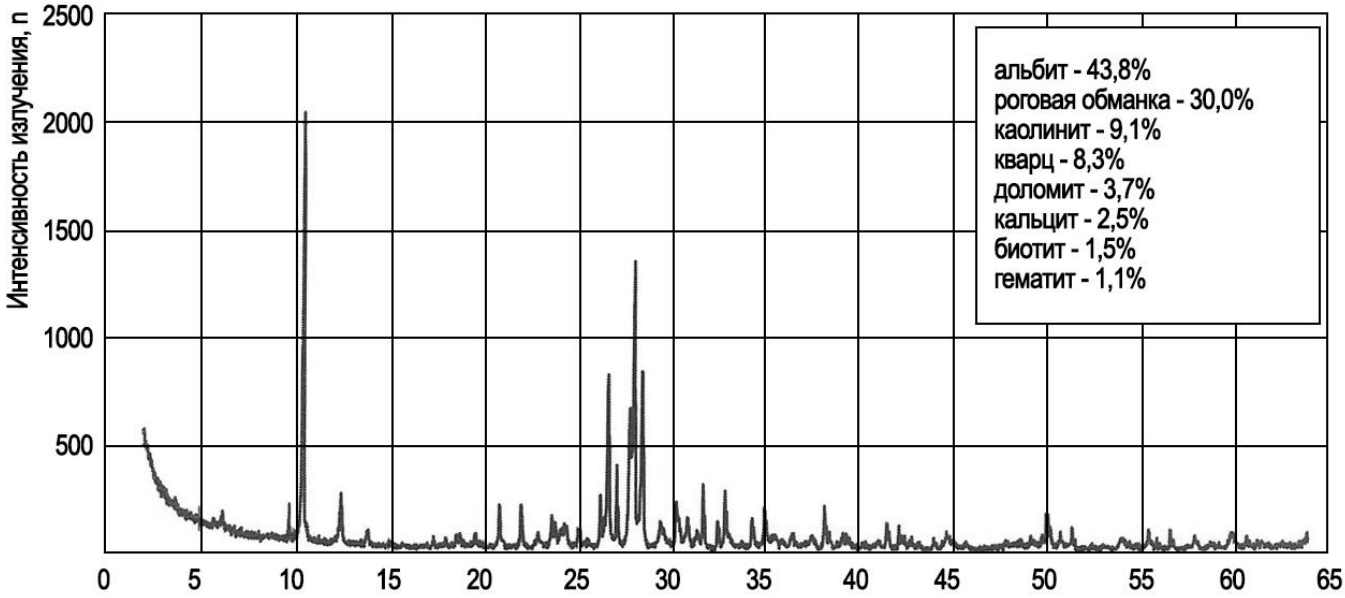
Библиотека дифрактограмм, которая содержит множество спектров минералов, позволяет по полученной картине дифракции определить тип минерала и его количество.

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 ВТХ-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.

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



Рис.4.9. Настольный дифрактометр BTX-II.

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]

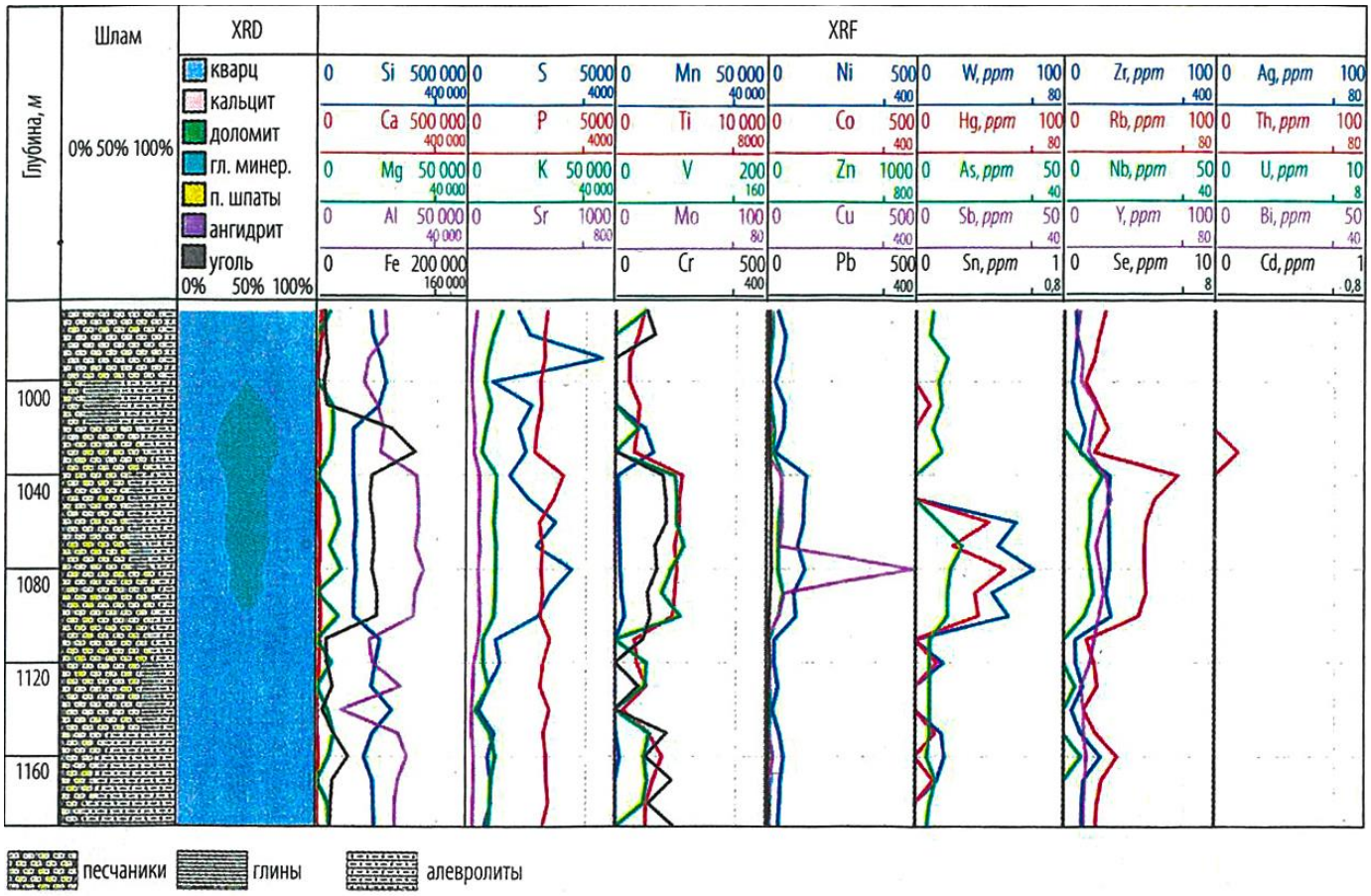


Рис.4.10. Использование элементов-индикаторов в качестве геохимических реперов.

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

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.).



Рис.4.11. Портативный анализатор Mineral Analyser 7000.

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]

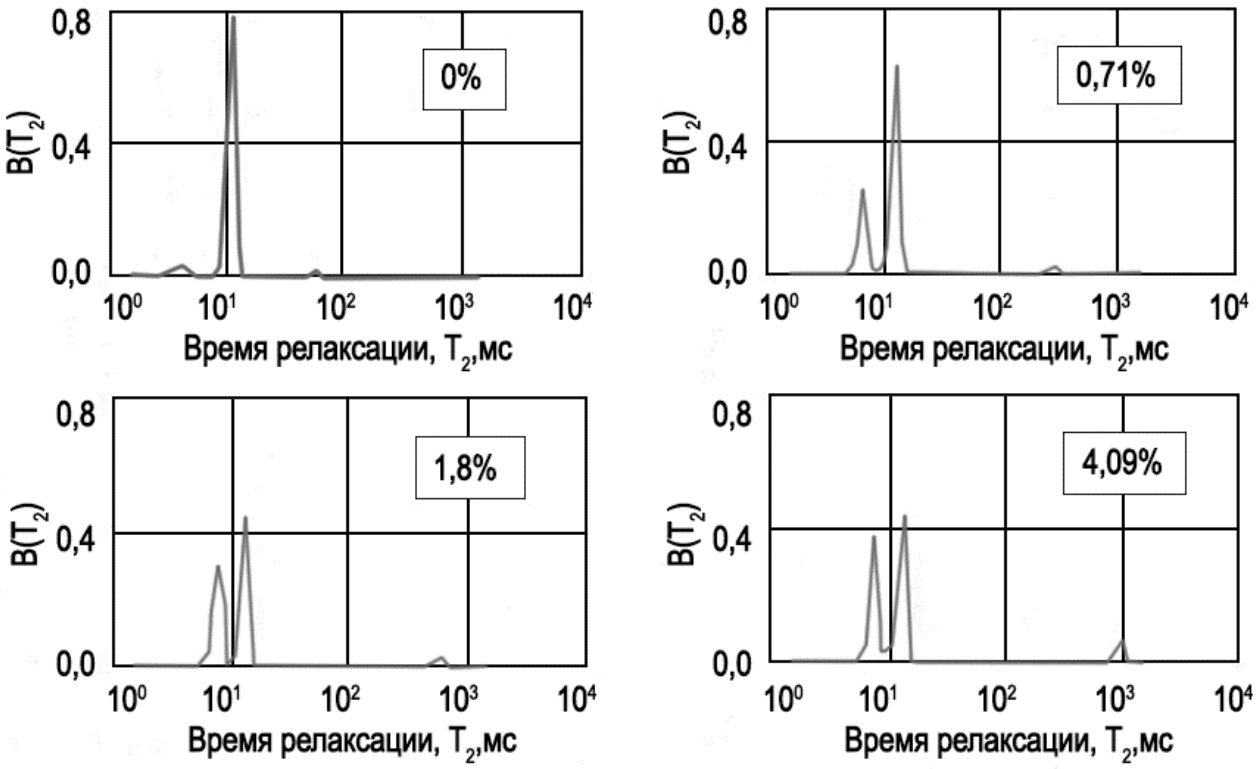


Рис.5.1. Спектры времен ЯМР-релаксации промывочной жидкости при различном содержании нефти.

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]

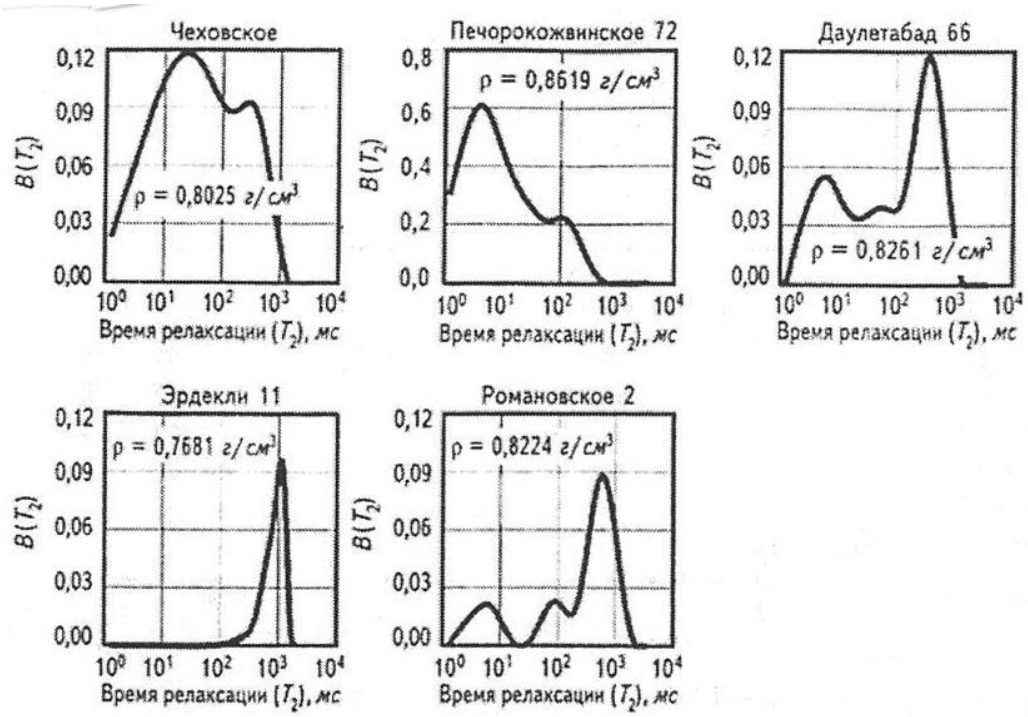


Рис.5.2. Спектры времен ЯМР-релаксации различны нефтей.

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:

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

где: n – количество углеводородных компонентов.

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

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

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.

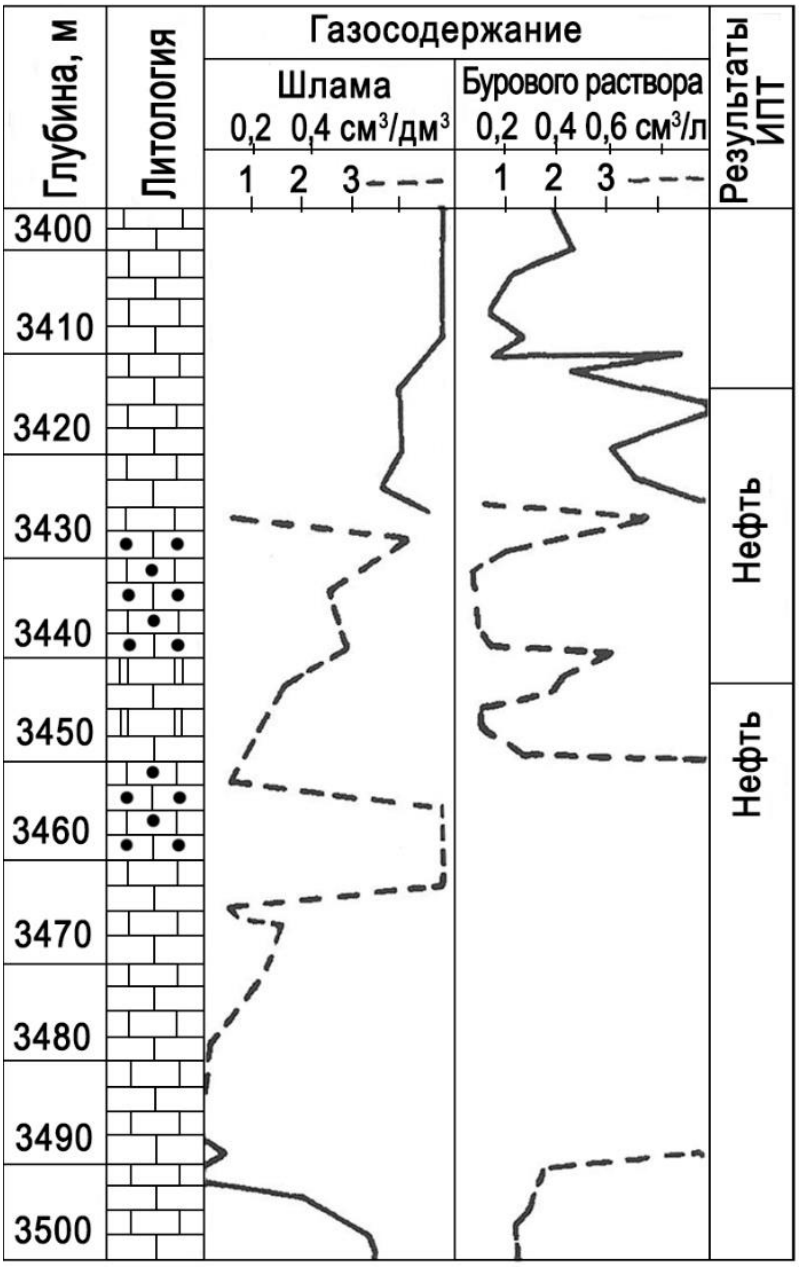


Рис.5.3. Выделение нефтенасыщенного пласта по данным газометрии пород.

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 прохождения.

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.

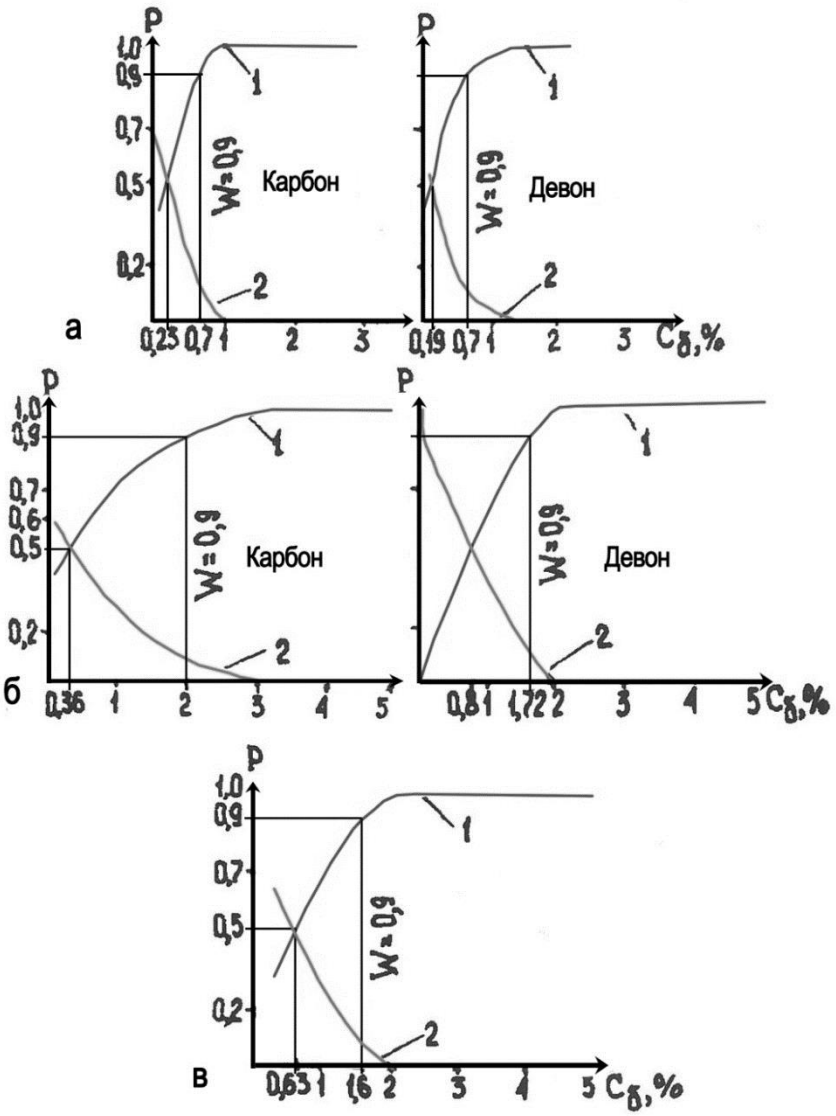


Рис.5.4. Палетки вероятностного распределения $C_б$ в нефтеносных (1) и непродуктивных (2) отложениях нефтяных месторождений Татарстана:

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.

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, мин	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, плавунов, 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)
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

1	2	3	4	5	6
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. Выделение пород-коллекторов. Выделение нефтенасыщенных пластов.	Отсутствие выноса шлама. 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 нефти- 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

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.

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, увеличения 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), резистивометрии 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 станции 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, в которой 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, которая впоследствии была переименована 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 последние годы после очередной модернизации хроматографа ГХ-П001 к перечню измеряемых углеводородных компонентов добавился водород, наличие которого в газовоздушной смеси резко снижало информативность газового каротажа. Хроматограф ГХ-П001-2М освоен серийным производством в ООО НПК "Геоэлектроника сервис".

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, баремский, 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.

Месторождение	**CH_4**	**C_2H_4**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**$C_5H_{12+в}$**	**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**	$\frac{CH_4}{\sum C_2H_6 - C_6H_1}$
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 приведены в таблице 7.5.

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}**	**$C_5H_{12+в}$**	**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

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.

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 ($V_Ф$)

$$V_Ф = \frac{Q_{оф}}{К_п F_ф} \quad (7.1)$$

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-Форгеймера

$$Q_{оф} = \frac{2 d_н К_{пр} \Delta\rho}{\mu} \quad (7.2)$$

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.).

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		

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.

При вскрытии газоносного пласта будет происходить обогащение ПЖ газом на величину $\Delta q_г$, которую можно рассчитать по формуле: [45]

$$\Delta q_г = \frac{10 F_г}{E} + q_{вх} - 10^3 Г_{шл}, \qquad (7.3)$$

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

$$F_г = 10^{-2} F_{ог} \cdot К_п , \qquad (7.4.)$$

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.

$$F_{ог}=(1-К_{офг})К_г\,, \qquad (7.5.)$$

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:

$$\Delta q_г=0{,}5\,\frac{(1-К_{оф})\cdot К_п\cdot К_г}{Е}+q_{вх}-10^3\Gamma_{шл}, \qquad (7.6.)$$

При вскрытии нефтегазосодержащего пласта:

$$\Delta q_г=0{,}1\frac{G_н(1-К_{оф})\cdot К_п\cdot К_н}{ЕВ_н}+q_{вх}-10^3\Gamma_{шл}, \qquad (7.7.)$$

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.

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

Исходя из значений критических температур $T_{кр}$ и давлений $P_{кр}$ для различных газов, состава газа и реальных термобарических условий на забое глубоких скважин ($T_{пл}$*>100ºС* 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 их значительному насыщению углеводородами, особенно тяжелыми.

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]

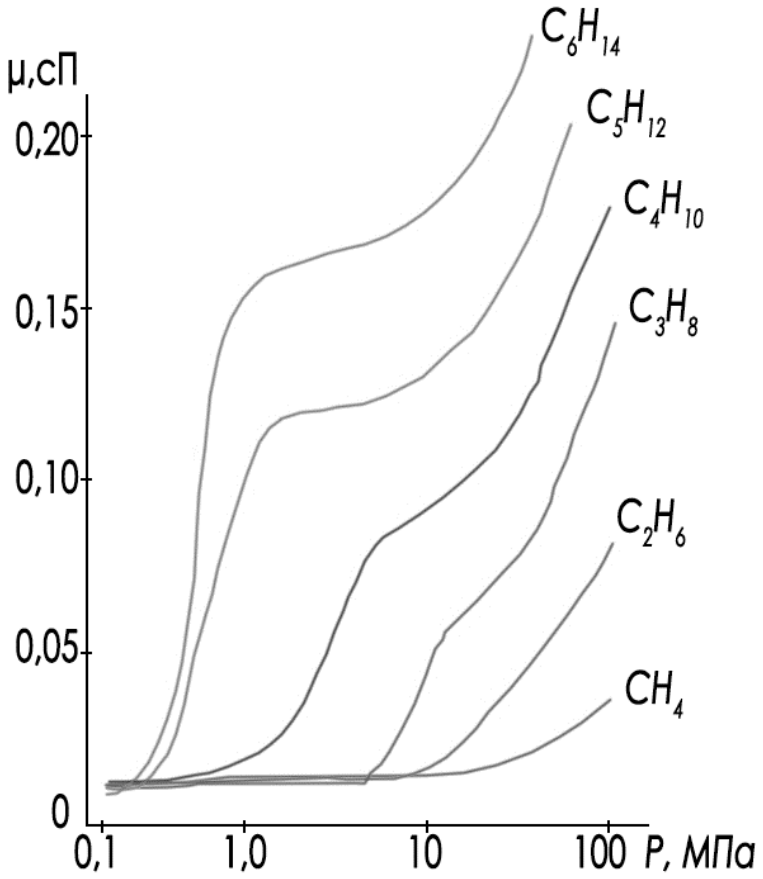


Рис.7.1. Изменение динамической вязкости УВГ от давления.

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).

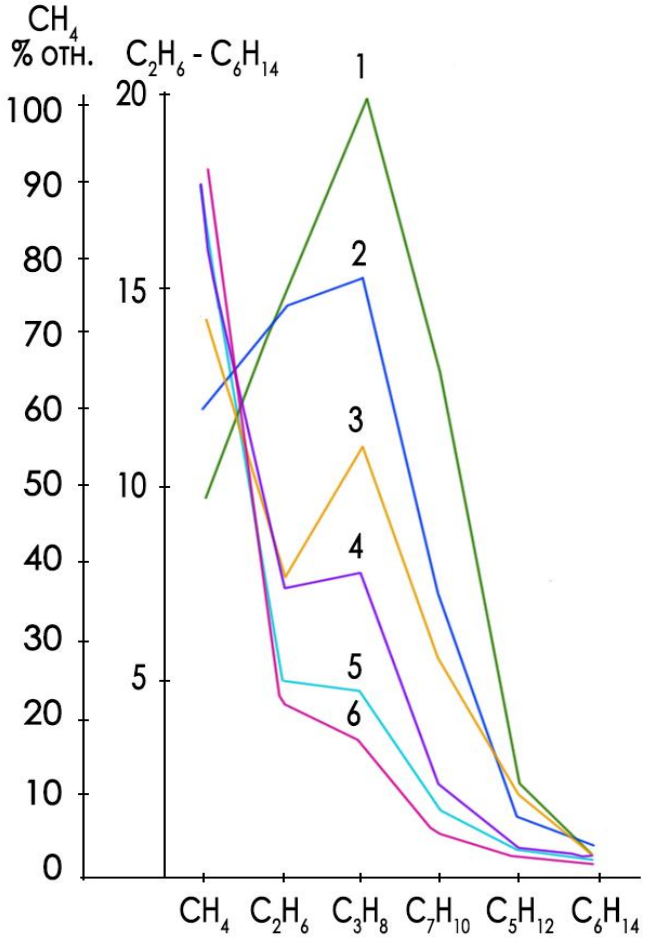


Рис.7.2. Изменение относительного состава УВГ в процессе вскрытия пласта и во время простоя скважины:

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.

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% (кривая 5), 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 $К_{оф}$ 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]

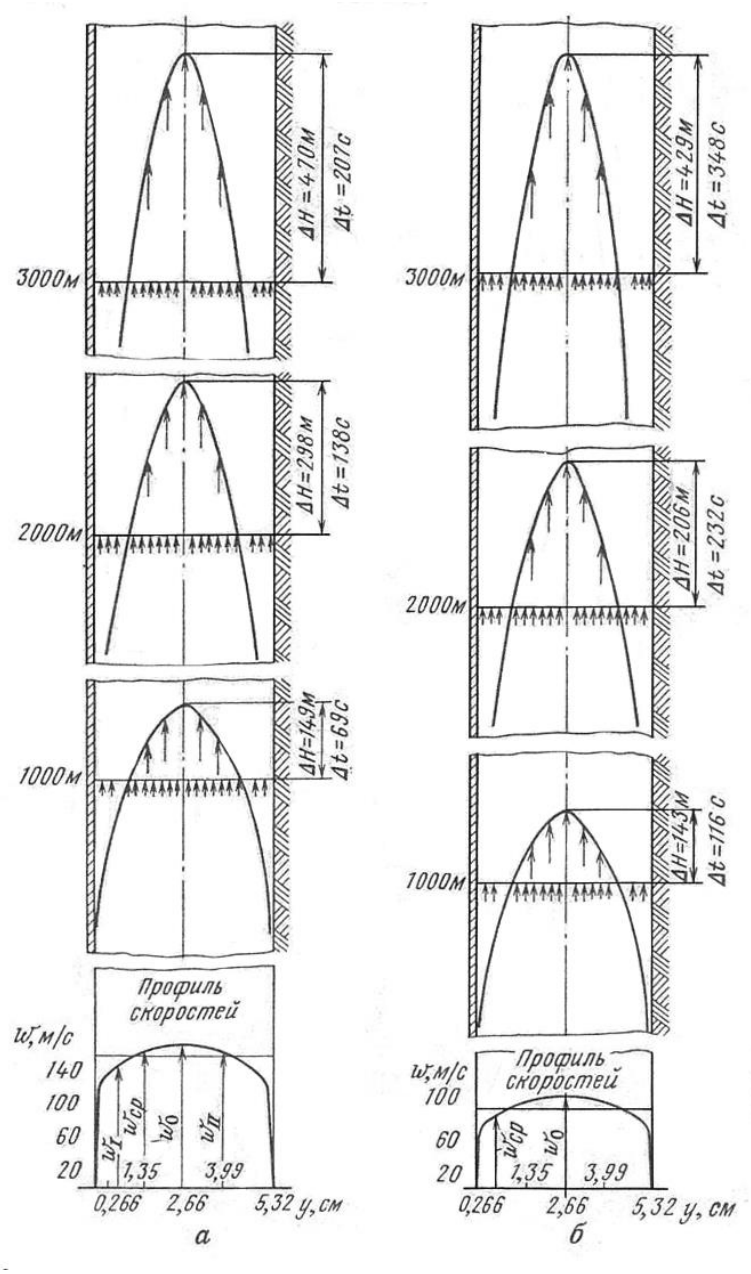


Рис.7.3. Влияние гидродинамического режима на процесс выноса газа восходящим потоком промывочной жидкости.

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.

$$\Delta t=\frac{H(\omega_0-\varpi_{ср})}{(\varpi_{ср}-V_{мех})(\varpi_0+V_{мех})}, \quad (7.8)$$

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 $Q_р$ 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 $Q_р$.

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

$$H_{\text{пл}} = \frac{V_{\text{з}}}{V_{\text{п.м.}}}, \tag{7.9.}$$

где: $V_з$– объем затрубного пространства, $м^3$

$V_{\text{п.м.}}$ – 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

$$V_{\text{п.м.}} = \frac{\pi\left(D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{тр}}^2\right)}{4} \cdot h, \tag{7.11}$$

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 $Т_ц$, которое равно:

$$Т_ц = Т_{отс.} + Т_{пов.} + Т_{Тр}\ , \qquad (7.14.)$$

где: $\boldsymbol{Т_{отс.}}$ – время движения ПЖ от забоя скважины до устья, мин;

$\boldsymbol{Т_{пов.}}$– время движения ПЖ от устья скважины до буровых насосов, мин;

$\boldsymbol{Т_{Тр}}$ – 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.:

$$\mathrm{Т_{отст}} = 16{,}6\frac{V_{\mathrm{З}}}{Q_{\mathrm{вых}}};\ \mathrm{Т_{пов}} = 16{,}6\frac{V_{\mathrm{п}}}{Q_{\mathrm{вых}}};\ \mathrm{Т_{тр}} = 16{,}6\frac{V_{\mathrm{тр}}}{Q_{\mathrm{вх}}} \qquad (7.15)$$

и получим:

$$\mathrm{Т_ц} = \frac{16{,}6}{Q_{\mathrm{вых}}} \times \left(V_{\mathrm{з}} + V_{\mathrm{п}} + V_{\mathrm{тр}}\right) \qquad (7.16.)$$

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 $Т_ц$ 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		Бутан	
		ГВС	ПЖ	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	0,10	0,5
II	19-40	3,81	2,25	3,5	1,0	0,31	0,4	0,10	0,35	0,10	0,5
III	03-40	2,56	2,05	2,2	0,8	0,29	0,4	0,10	0,35	0,10	0,5

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.

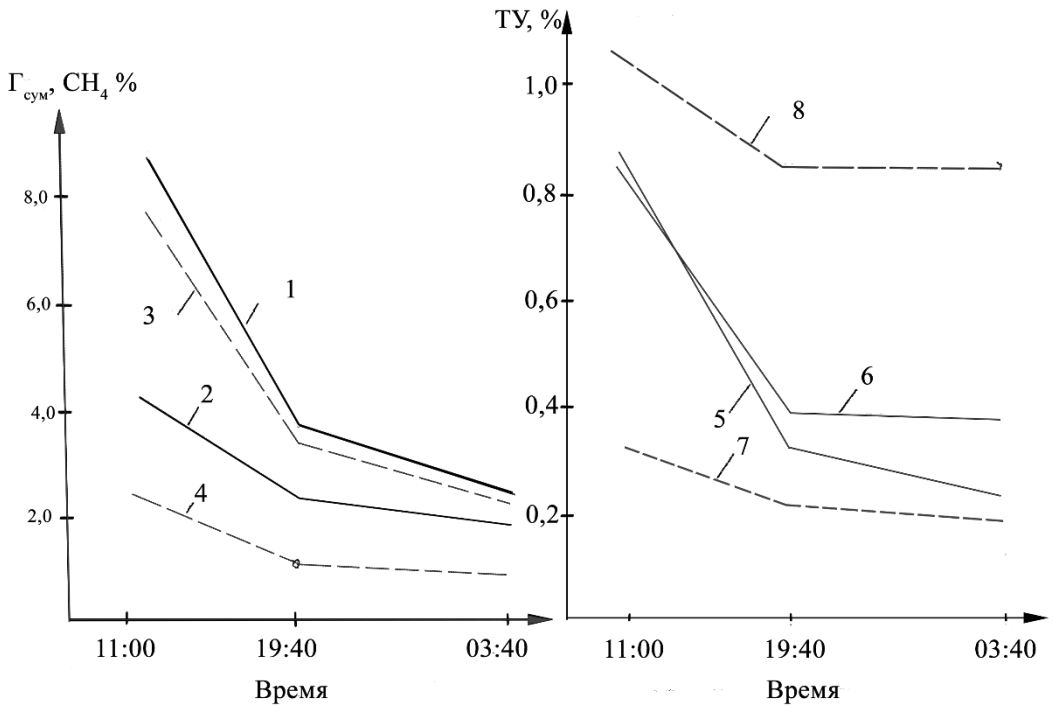


Рис.7.4. Изменение содержания УВГ в процессе бурения и промывки скважины.

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 $\boldsymbol{Г_{сум}}$, 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 $\boldsymbol{Г_{сум}}$ 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:

$$Fe + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2\uparrow \qquad (7.18)$$

и

$$2Al + 6HCl \rightarrow 2AlCl_3 + 3H_2\uparrow, \qquad (7.19)$$

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.

$$Fe + H_2SO_4 \rightarrow FeSO_4 + H_2\uparrow \qquad (7.20)$$

и

$$2Al + 3H_2SO_4 \rightarrow Al(SO_4)_3 + 3H_2\uparrow \ . \qquad (7.21)$$

Аналогичная ситуация происходит и при добавлении в ПЖ щелочных реагентов:

$$Fe + 2NaOH + 2H_2O \rightarrow Na_2[Fe(OH)_4] + H_2\uparrow \qquad (7.22)$$

и

$$2Al + 2NaOH + 6H_2O \rightarrow 2Na[Al(OH)_4] + 3H_2\uparrow. \qquad (7.23)$$

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.

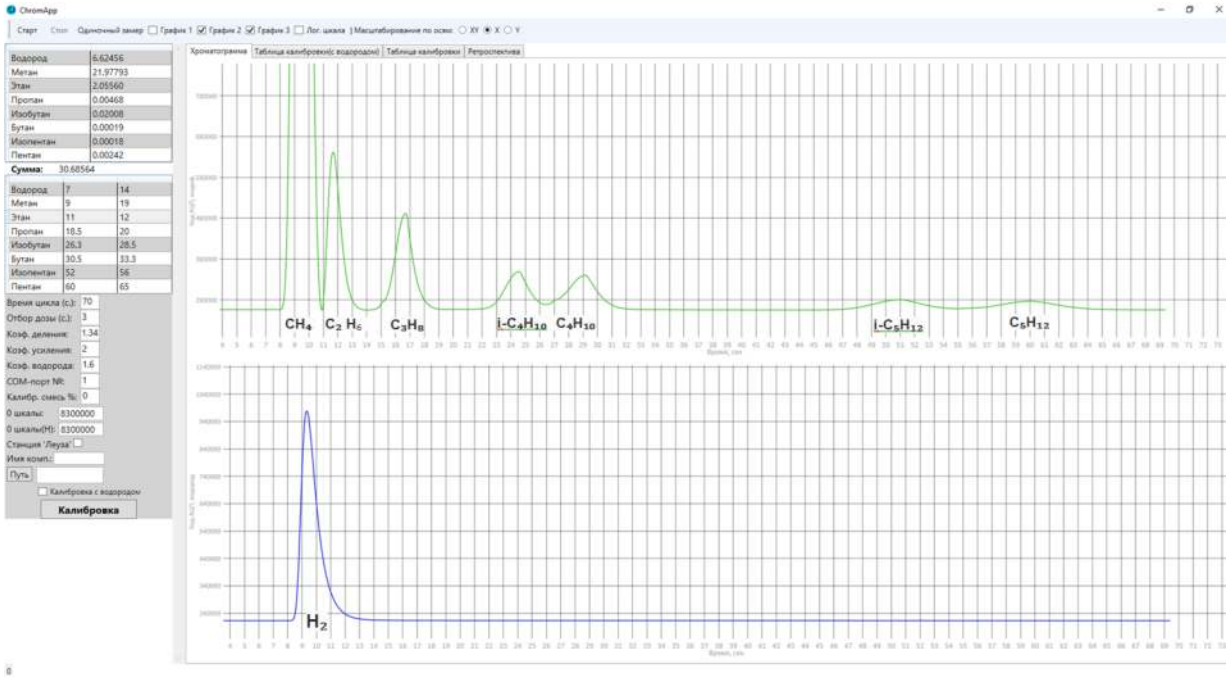


Рис.7.5. Хроматограмма с разделением ГВС на метан и водород.

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).

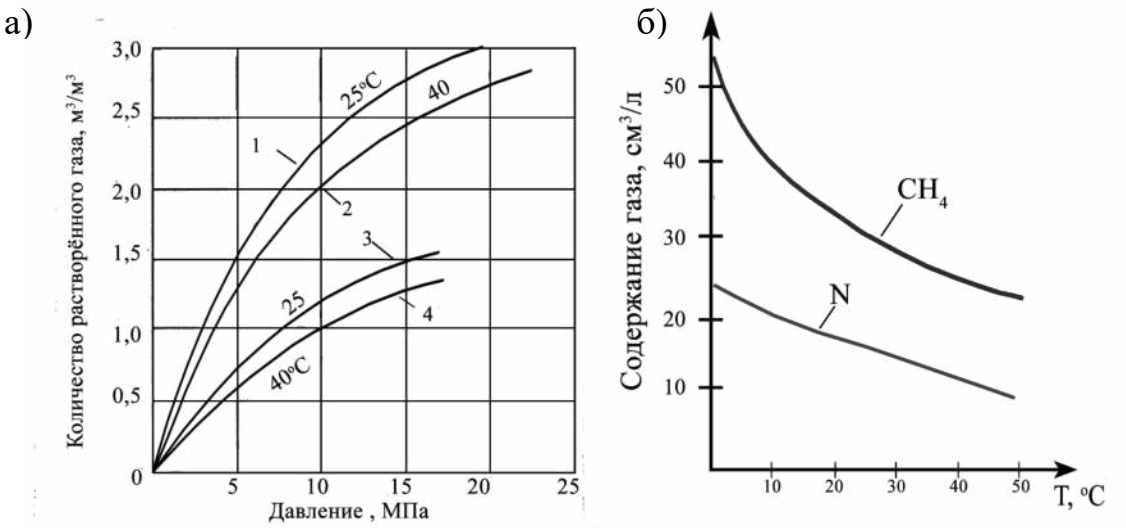


Рис.7.6. Кривые растворимости газа в дистиллированной (1,2) и соленой воде – 2М раствор NaCl (3,4) при различных температурах и давлениях.

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 100$см^3/л$, 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 $\boldsymbol{Г_{сум}}$, 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).

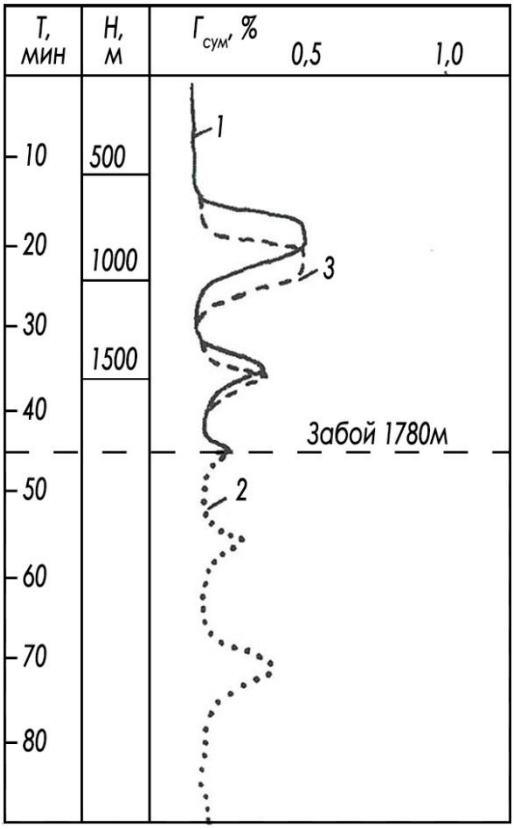


Рис. 7.7 Выделение нефтегазоносных пластов по результатам ГзПБ

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:

$$C_{oi}= \frac{10^2 \cdot C_{ni}}{\sum_{i=1}^{i=n} C_n} \qquad (7.24)$$

где: C_{oi} – концентрация i-го компонента, %;
n – число анализируемых компонентов.

Коэффициент разбавления предложенный Л.М. Чекалиным, рассчитывается по формуле:

$$E=0{,}77\cdot 10^3 \frac{Q_{вых}}{D_{скв}} \qquad (7.25)$$

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]

$$Г_{пр}=10^{-3}\cdot К_{д}\cdot Г_{сум}\cdot E \quad (7.26)$$

где: $К_{д}$ – коэффициент дегазации (определяется при калибровке).

Остаточное газосодержание $F_{г}$ рассчитывается по формуле [68]

$$F_{г}=0{,}37Г_{пр}\frac{Z\cdot T}{P_{пп}} \quad (7.27)$$

где: Z – коэффициент сжимаемости газа;
T – пластовая температура, ºС;
P – пластовое давление.

Остаточное нефтесодержание $F_{нг}$ рассчитывается по формуле: [68]

$$F_{нг}=10^{2\frac{F_{пр}}{G}}\cdot(1.05+1.66\cdot10^{-4}\cdot H) \quad (7.28)$$

где: H – глубина скважины, м;
G – газовый фактор нефти, м^3/м^3.

Если величина газового фактора неизвестна, G можно определить по формуле:

$$G=\frac{H}{16.8} \quad (7.29)$$

Обобщенный показатель углеводородного состава был предложен Э.Е. Лукьяновым. [69]

$$ОПУС=\frac{C_1\cdot C_2\cdot\ldots\cdot C_{n-1}}{(C_1+C_2+C_n)^{n-1}} \quad (7.30)$$

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:

$$ОПУС_3=\frac{C_1\cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \quad (7.31)$$

$$ОПУС_4=\frac{C_1\cdot C_2\cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \quad (7.32)$$

$$\text{ОПУС}_3^1 = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{3} \quad (7.33)$$

Предложен также ОПУС_5^1, имеющий, по мнению автора, хорошую корреляционную связь с молекулярной массой газа:[42]

$$\text{ОПУС}_5^1 = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5}{5} \quad (7.34)$$

Остаточная газонасыщенность флюида пласта (G_ϕ) рассчитывается по формуле:

$$G_\phi = \frac{\Gamma_{np}}{K_П + 0{,}002\Gamma_{ap}} \quad (7.35)$$

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 ($i\text{-}C_4H_{10}$), бутана (C_4H_{10}), изопентана ($i\text{-}C_5H_{12}$), 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.

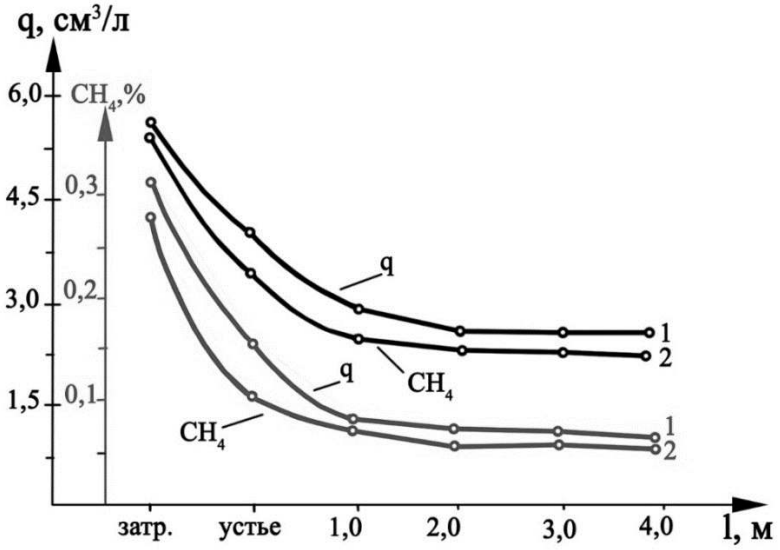


Рис.7.8. Изменение ***q*** и ***CH₄*** при движении ПЖ «затрубное пространство – устье скважины – вибросито», где ***q*** – газонасыщенность ПЖ; ***CH₄*** – содержание метана.

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 $см^3$/л, а 0,17-0,20 $см^3$/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.

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».



Рис. 7.9 Общий вид дегазатора центробежного ДЦ-2623.1

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 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

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.



Рис.7.10. Дегазатор.

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.

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

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.

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.

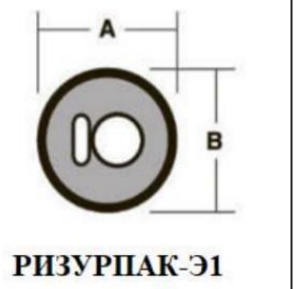
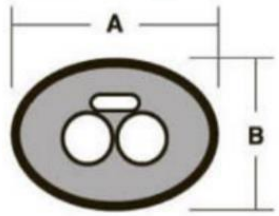
НПО «Ризур» поставляет трубки с обогревом, которые могут быть использованы в качестве ГВЛ (системы РИЗУРПАК-Э).

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 технологической трубки	Номинальный 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]

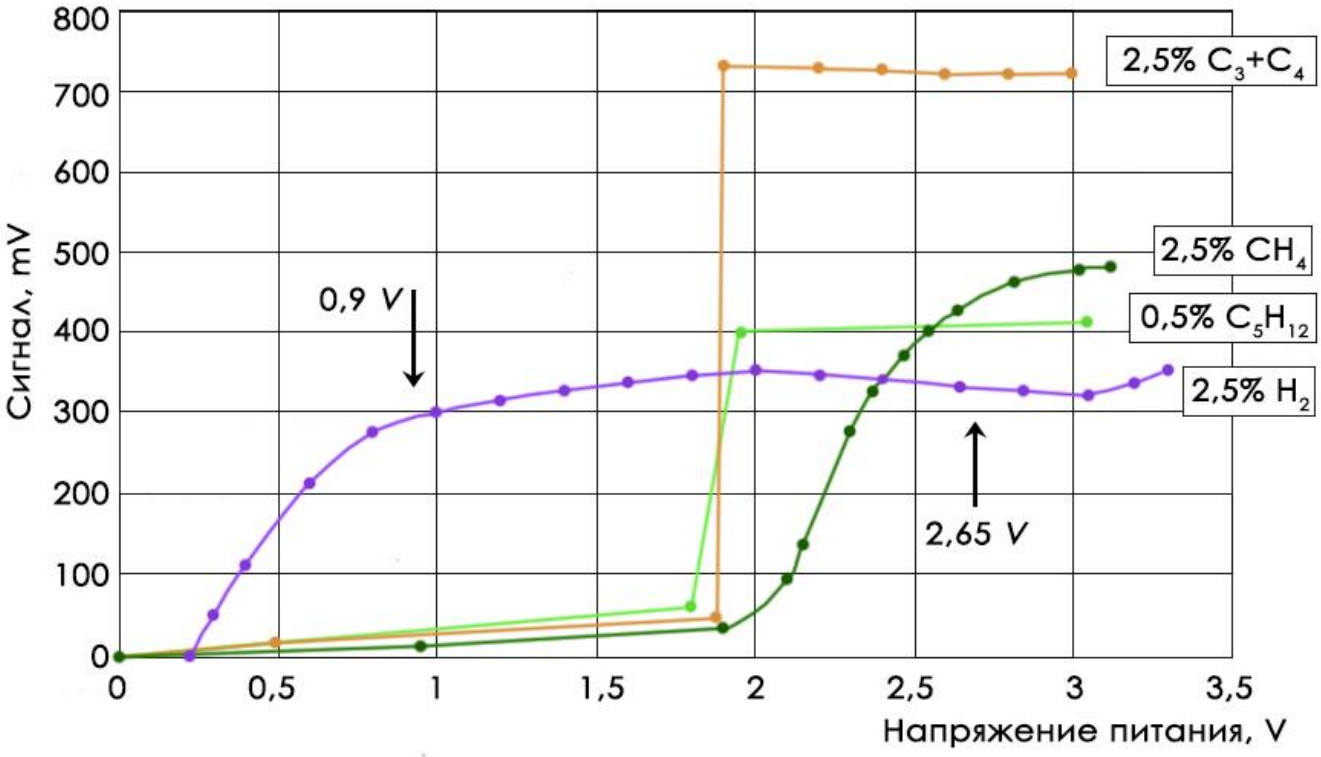


Рис.7.11. Зависимость сигнала детектора от напряжения для различных газов.

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» выпускается 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.

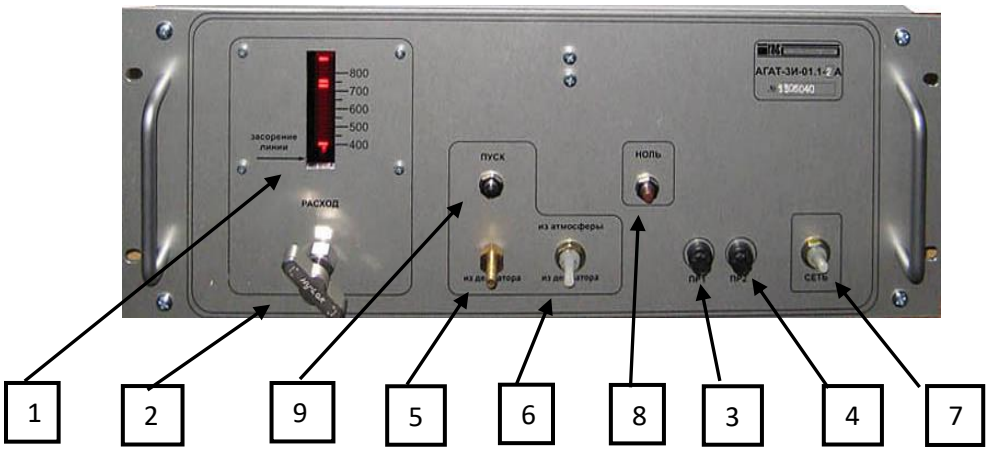


Рис.7.12. Передняя панель суммарного газоанализатора «АГАТ»:

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.

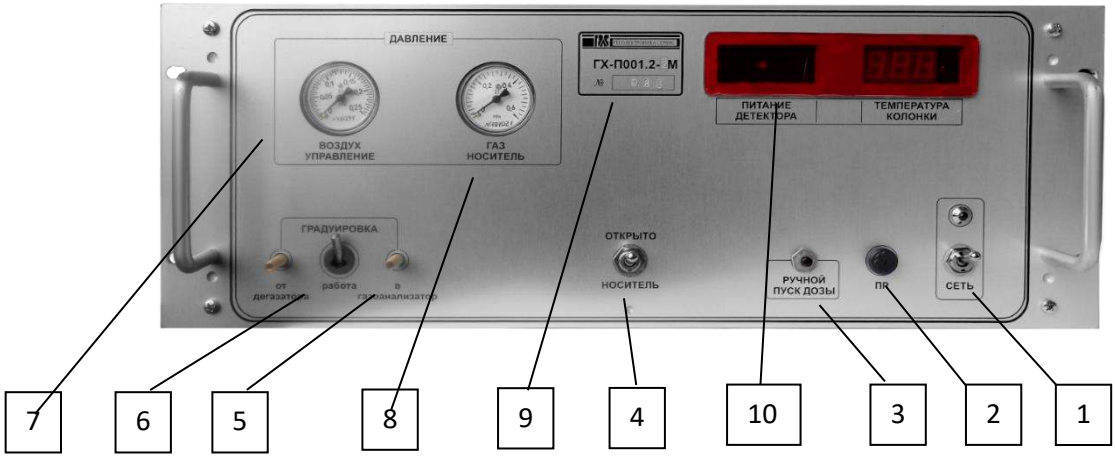


Рис.7.14. Передняя панель хроматографа ГХ-П001.2-2М.

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 - Градуировка»;
7 - манометр, показывающий давление в пневмолинии управления краном-дозатором;
8 - манометр, показывающий давление газа-носителя;
9 - заводской номер прибора;
10 - индикация наличия питания детекторов (светодиод) и температуры в термостате прибора (цифровой индикатор).

Для работы с хроматографом используется программа «ChromApp». Рабочее окно программы в режиме контроля работы хроматографа показано на Рис.7.15.

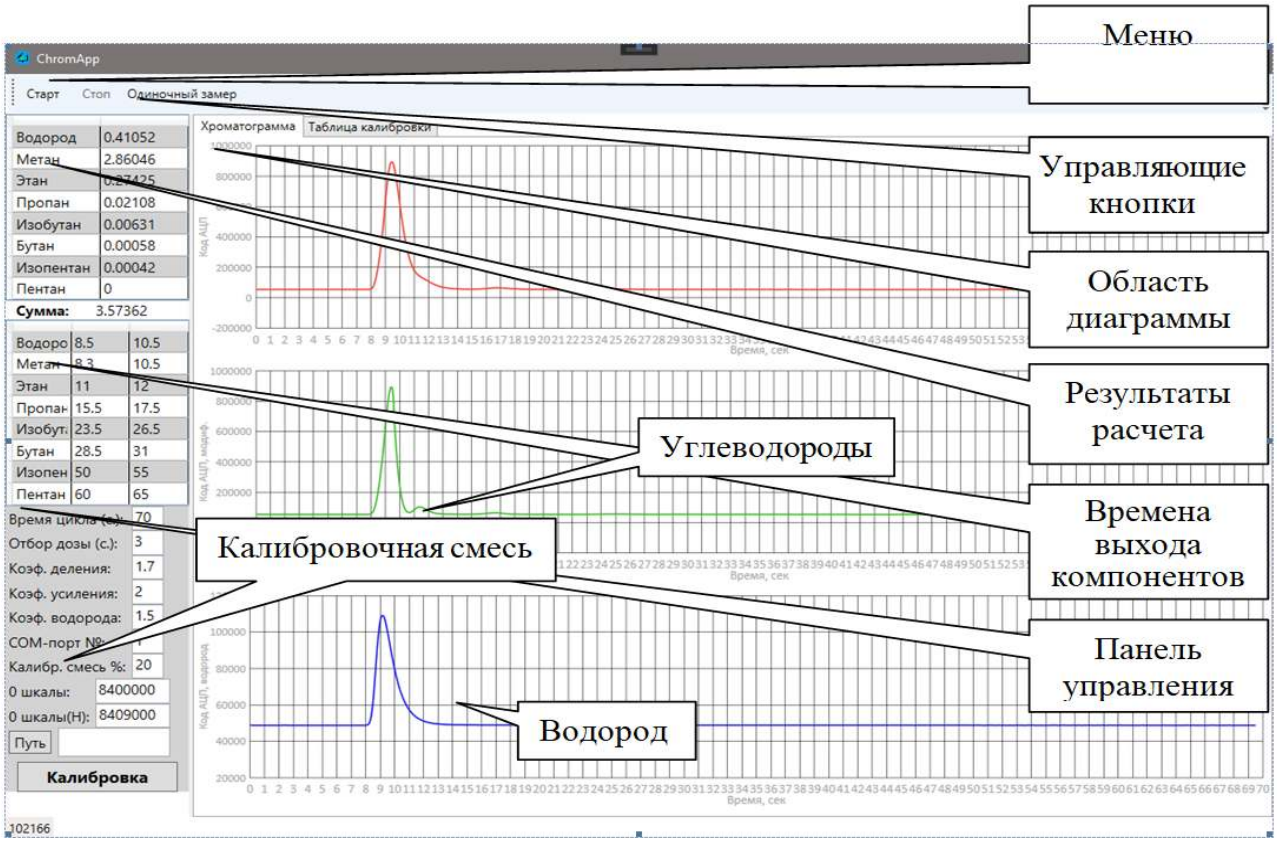


Рис.7.15. Рабочее окно программы «ChromApp»

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.

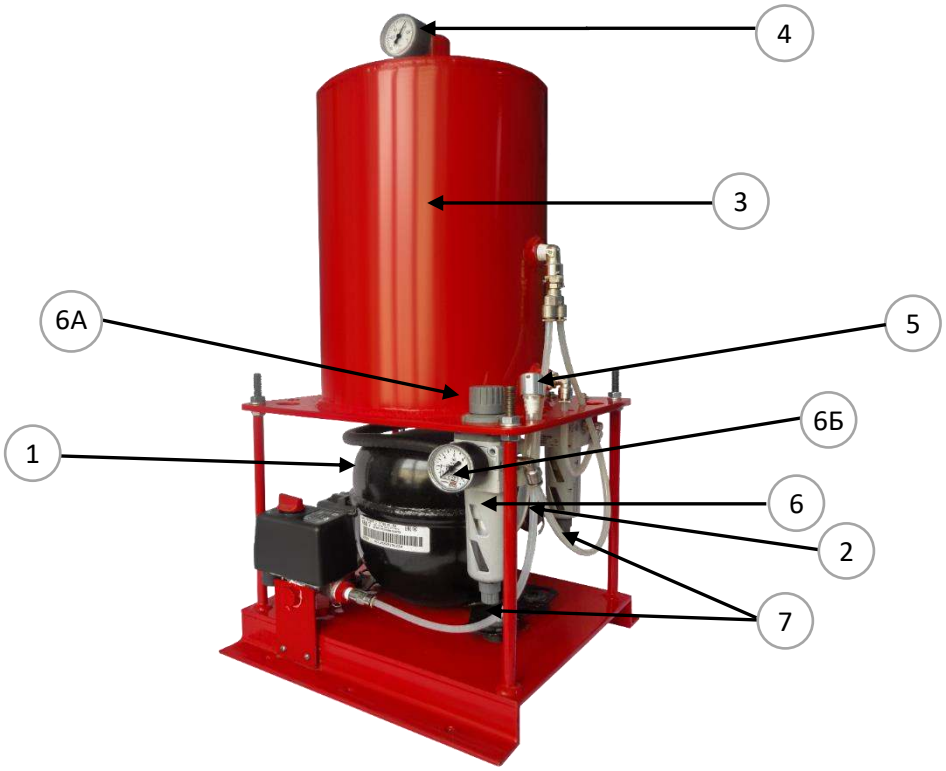


Рис. 7.16. Блок подготовки воздуха (БПВ-М).

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.

Схема пневматических и газовых соединений комплекса показана на Рис.7.17.

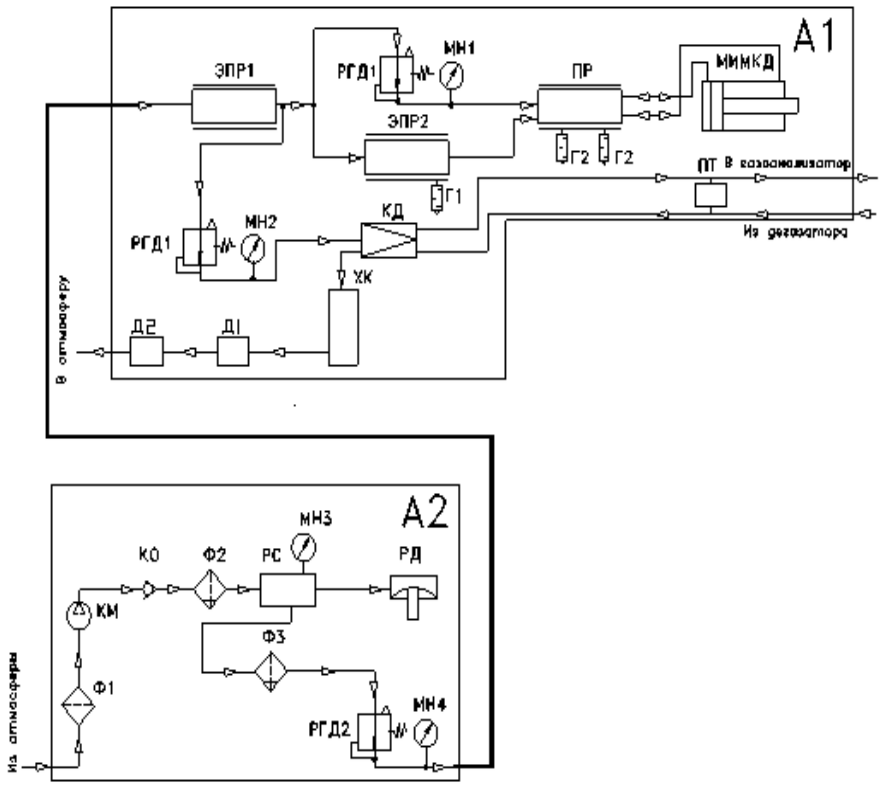


Рис. 7.17. Схема пневматических и газовых соединений

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.

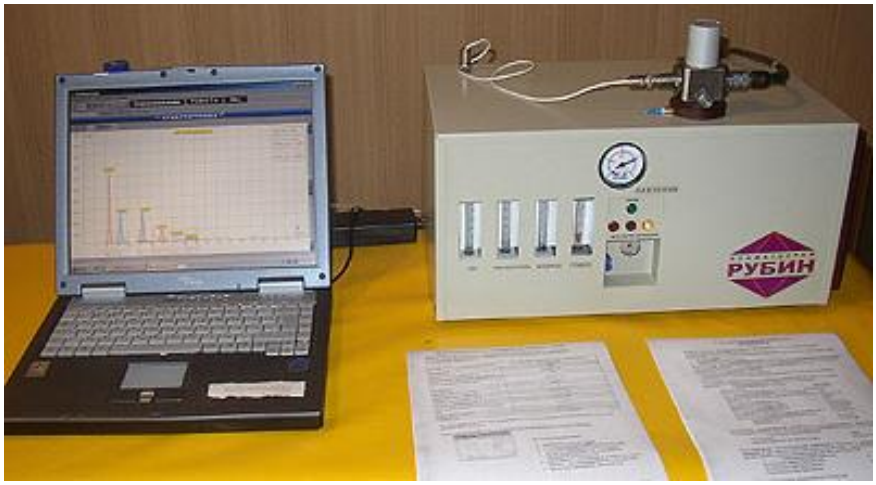


Рис.7.18. Внешний вид хроматографа «Рубин».

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.

В ООО НПП «Геосфера» (г. Тверь) под руководством С.Н. Шерстнева разработан хроматограф «Петротест-02» предназначенный для автоматического измерения концентрации метана, этана, этилена, пропана, бутана, пентана и водорода в ГВС.

Технические характеристики хроматографа приведены в таблице 7.22.

Хроматограф оснащен встроенной системой обработки информации, реализованной на малогабаритной PC-совместимой плате фирмы VIA, работающей под управлением ОС Windows.

Таблица 7.22.

Технические характеристики хроматографа «Петротест-02»

Определяемые компоненты	CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_3H_8, C_4H_{10}, C_5H_{12}, H_2
Предел допускаемой основной относительной погрешности хроматографа, *%*	3
Предел допускаемого изменения выходного сигнала хроматографа за 8 *ч* непрерывной работы, *%,* не более	5
Время выхода хроматографа на режим, *мин*, не более	60
Продолжительность цикла анализа, *мин*, не более	3
Минимальный расход анализируемой газовой смеси, *$см^3$/мин*	10
Интерфейс взаимодействия	RS232
Напряжение питания, *В*	220
Потребляемая мощность, *Вт*, не более	400
Габаритные размеры (Д х Ш х В), *мм*	510 х 480 х 266
Масса, *кг*	2

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.

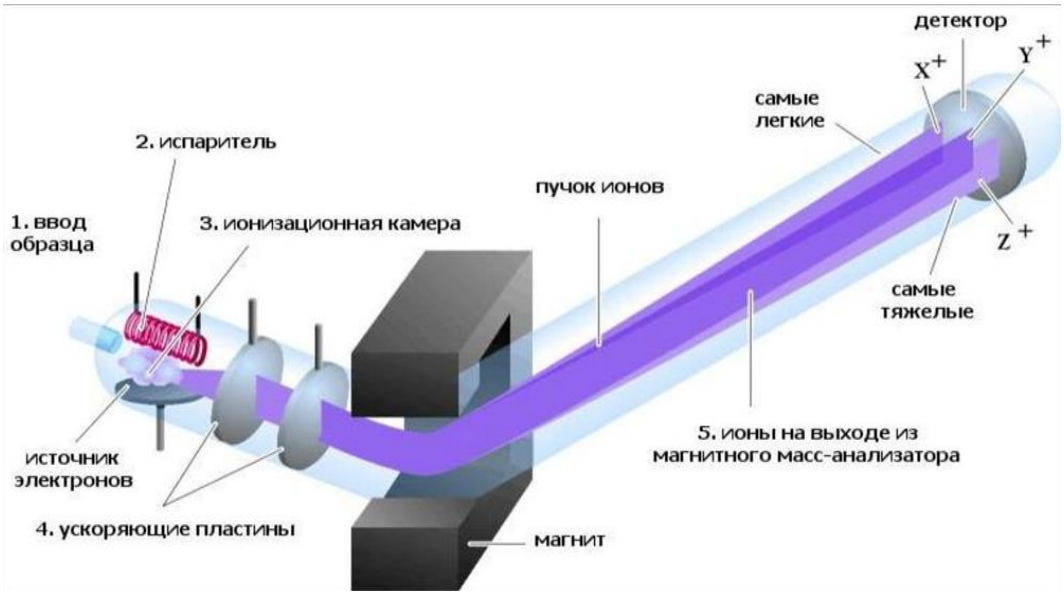


Рис.7.19. Схема масс-спектрометра.

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.

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 7.23.



Рис.7.20. Газоаналитический модуль «Гарант-К».

Таблица 7.23

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

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.7.22., а его технические характеристики приведены в таблице 7.24.



Рис.7.21. Портативный масс-спектрометр МС-100.

Таблица 7.24.

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.

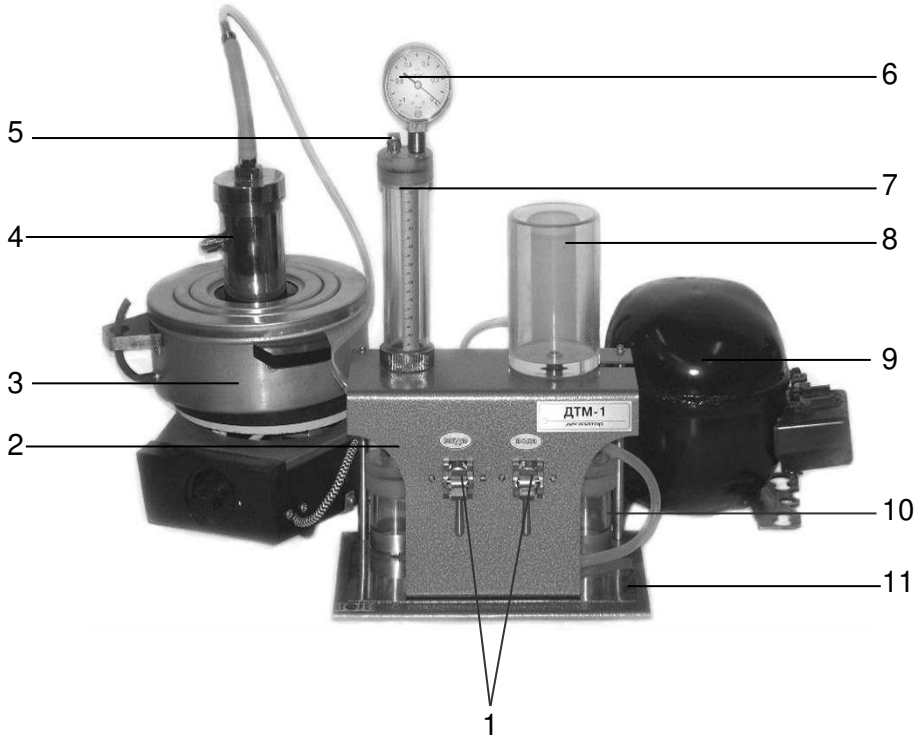


Рис. 7.22. Внешний вид дегазатора ДТМ-2:

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.

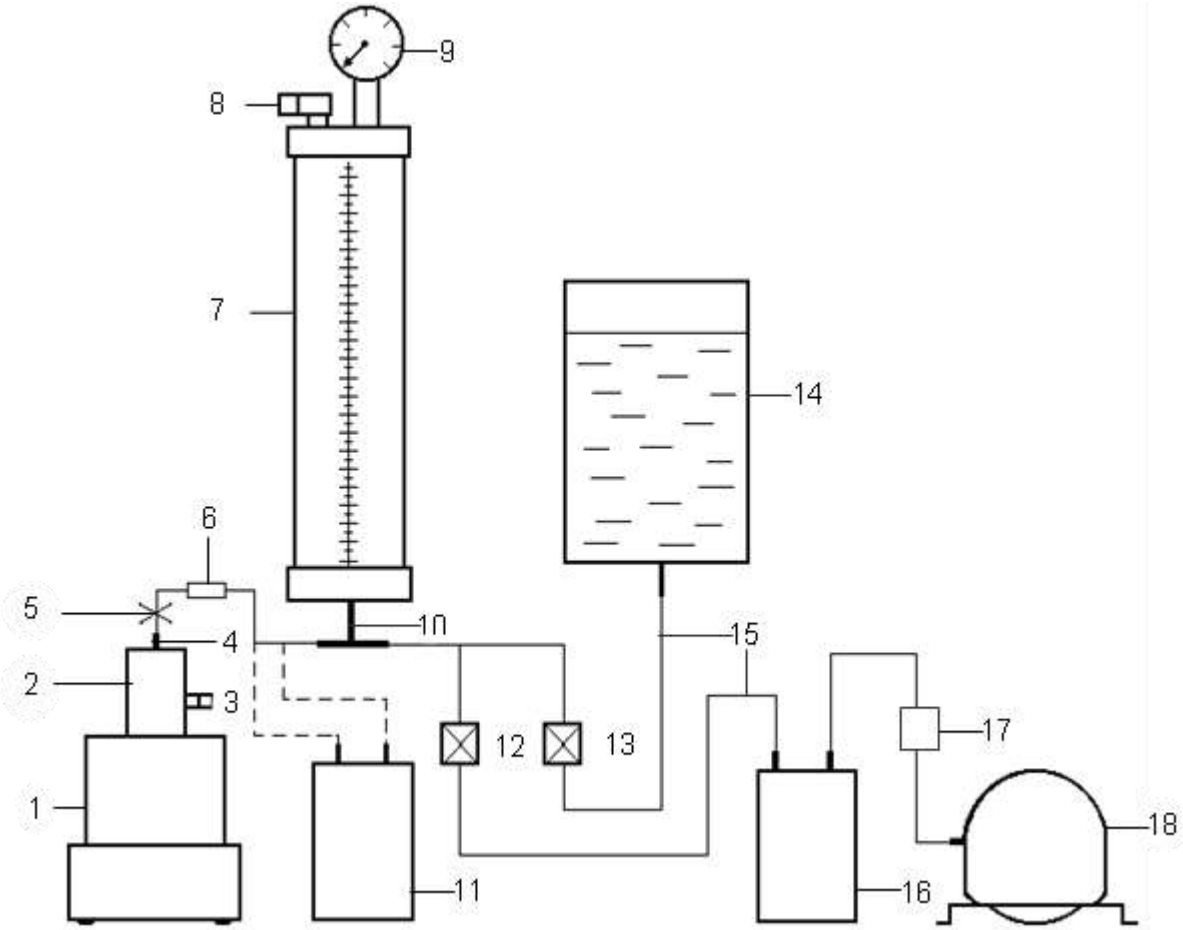


Рис. 7.23. Функциональная схема дегазатора:

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:

$$\mathrm{C}_{\mathrm{ж}_i} = \frac{V_\mathrm{г}\cdot \mathrm{C}_i}{V_\mathrm{ж}}, \tag{7.37.}$$

где C_i – объёмное содержание i-го компонента в газе, извлечённом из пробы, %.

Суммарное содержание УВГ рассчитывается как сумма C_i, т.е.

$$\Gamma_{\mathrm{сум_ж}} = \mathrm{C}_1 + \mathrm{C}_2 + \cdots + \mathrm{C}_i. \tag{7.38.}$$

Газонасыщенность пробы углеводородными газами рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{1\cdot 10^{-2}\cdot V_\mathrm{г}\cdot \Gamma_{\mathrm{сум_ж}}}{V_\mathrm{ж}}. \tag{7.39.}$$

Коэффициент дегазации желобного дегазатора определяется по формуле:

$$K_\mathrm{д} = \frac{\Gamma_{\mathrm{сум_г}}}{\Gamma_{\mathrm{сум_ж}}\cdot Q_\mathrm{д}}, \tag{7.40.}$$

где $\Gamma_{\mathrm{сум_г}}$ - суммарное содержание УВГ в газовоздушной смеси по суммарному газоанализатору в момент отбора пробы промывочной жидкости, %;

$Q_д$ – 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 дегазации 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 90-95ºС 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:

$$q_i = \frac{C_i \cdot V_г \cdot \eta}{10 \cdot V_{шл}} \qquad (7.41)$$

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:

$$q_{шл} = \sum_{i=1}^{i=n} q_i \qquad (7.42)$$

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.

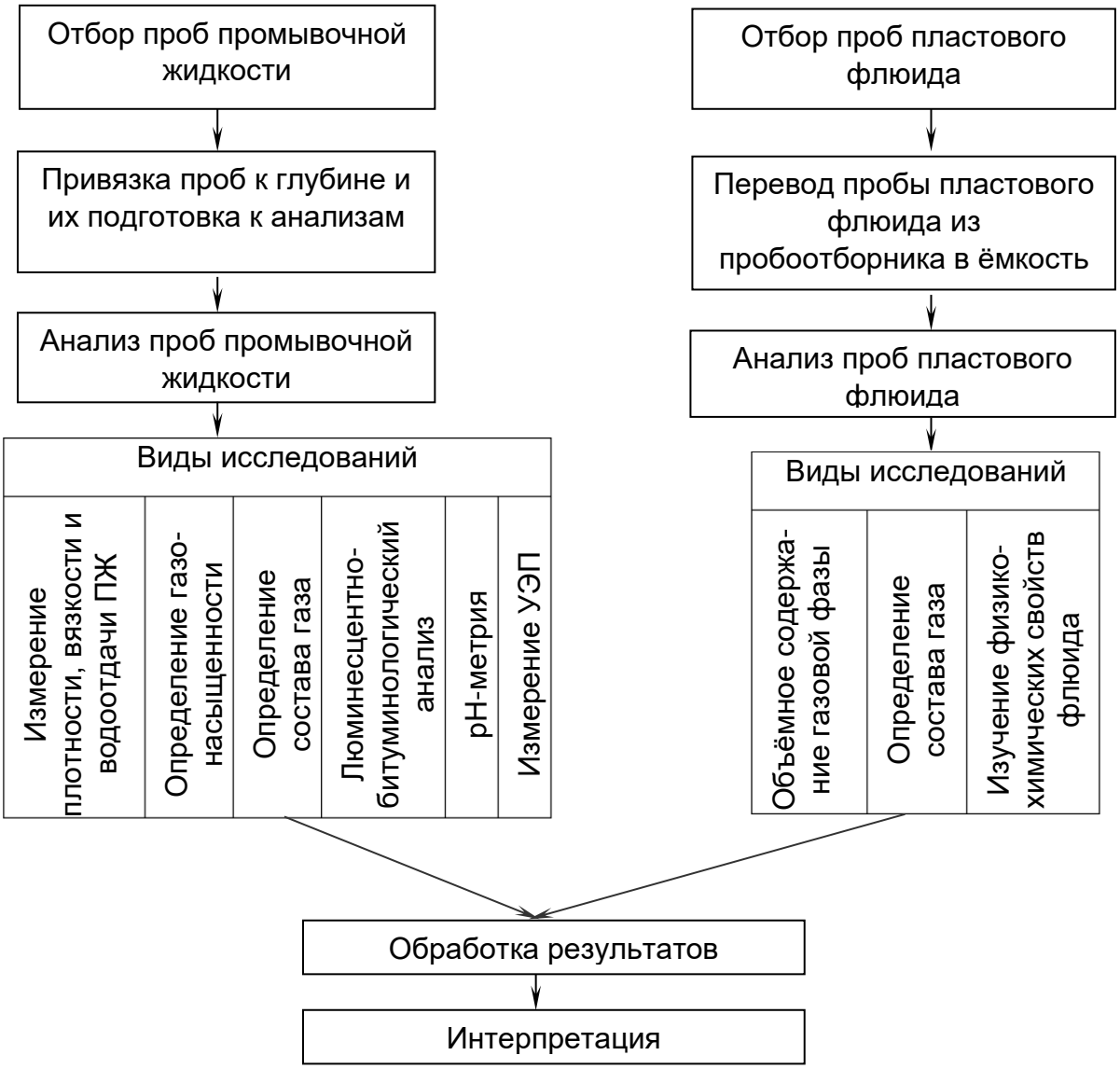


Рис. 9.1. Схема исследований проб промывочной жидкости и пластового флюида

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 термовакуумная их 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:

$$Q_{вых.п}=(1-К_г)\cdot Q_{вых.}, \quad (9.2.)$$

где $К_г$ – коэффициент содержания газа в промывочной жидкости;

$Q_{вых.п}$ – расход промывочной жидкости на выходе, л/с.

Коэффициент $К_г$ определяется по формуле:

$$К_г = \frac{V_г}{V_ж}, \quad (9.3.)$$

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:

$$V_{общ}=4\cdot V_{г}, \tag{9.4.}$$

где $V_г$ – объём газа, выделившегося из пробы ПЖ объёмом 250 см^3;

Концентрация каждого компонента рассчитывается по формуле:

$$С_{ж_i} = \frac{V_г \cdot С_i}{V_ж}, \tag{9.5.}$$

где C_i – объёмное содержание i-го компонента в газе, извлечённом из пробы, %.

Суммарное газосодержание определяется как сумма концентраций всех компонентов:

$$Г_{УВГ}= \sum_{i=1}^{i=n} C_{ж_i} \tag{9.6.}$$

Газонасыщенность пробы углеводородами определяется по формуле:

$$q = \frac{1\cdot 10^{-2}\cdot V_г \cdot Г_{увг}}{V_ж} \tag{9.7.}$$

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.

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.



Рис.9.3. Пикнометр ПЖ-2-50-КШ7/16.

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*;
$V_п$ – рабочий объем пикнометра, *см^3*.

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.

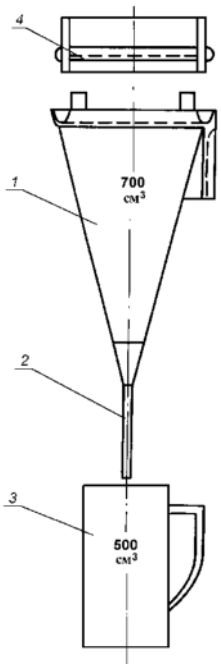


Рис.9.4. Вискозиметр ВВ-1.
1. – воронка; 2 – трубка; 3 – мерная кружка; 4 – сетка.

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.

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/см^3 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.

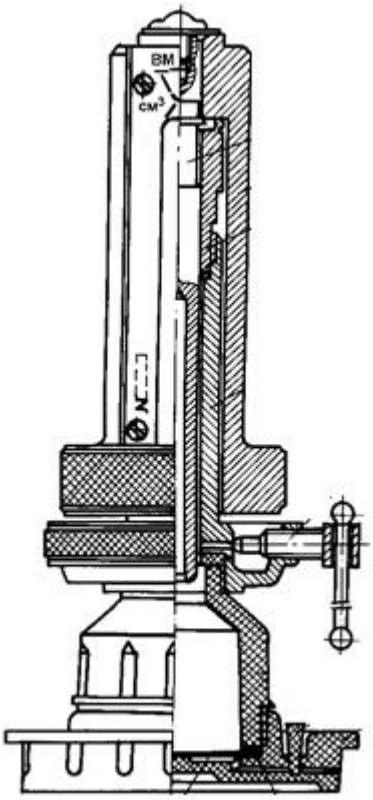


Рис.9.5. Прибор ВМ-6.

Технические характеристики:

Цена деления шкалы прибора, *см*^{3} ……. 1,0;
Давление фильтрации, МПа …… 0,1±0,01;
Объем пробы жидкости, *см*^{3} ……. 100;
Диаметр фильтра, *мм* ……. 53±0,4;
Температура исследуемой жидкости, *°С* ….. 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.

На рис.9.6. показан портативный кондуктометр КП-150МИ.



Рис.9.6. 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, предназначенных 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.

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.



Рис.9.7. Внешний вид pH-метра Анион-4100.

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.

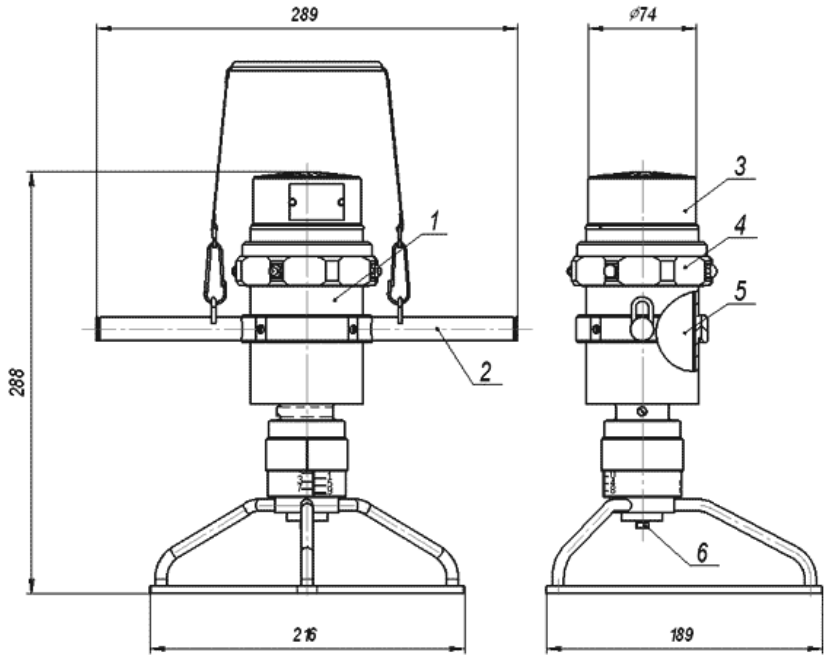


Рис.9.8. Состав и габаритные размеры прибора ПГР-1

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 $Г_к$ (в %) и значения кинематической вязкости ПЖ Л.А.Сигал (СНИИ-ГГИМС) определил газонасыщенность промывочной жидкости $U^o_{гр}$ по выражению:

$$Г_к V_o = 1{,}32 + 2{,}15\ v^o_{гр} \qquad (9.9.)$$

где: V_o – кинематическая вязкость, *сСт*.

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 $Т_о$ при 20ºС – 15 *с*).

Сопоставление фактических значений, определенных с помощью термовакуумного дегазатора, и расчетных значений $U_{гр}{}^o$, определенных через Т, V_o, $Г_к V_o$ для дегазатора с принудительным дроблением потока (шнековым), показали хорошую сходимость для Западно-Сибирской низменности (рис.9.10).

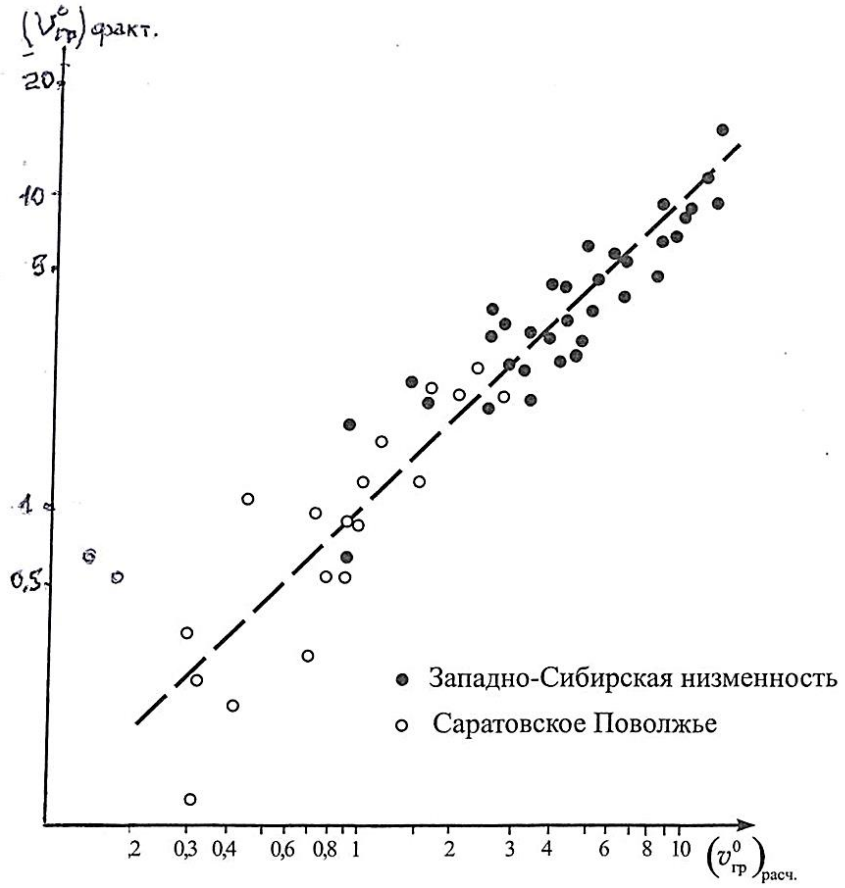


Рис.9.10. Сопоставление фактических и расчетных значений $U_{гр}{}^{o}$ (шнековый дегазатор) по Л.А. Сигалу.

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).

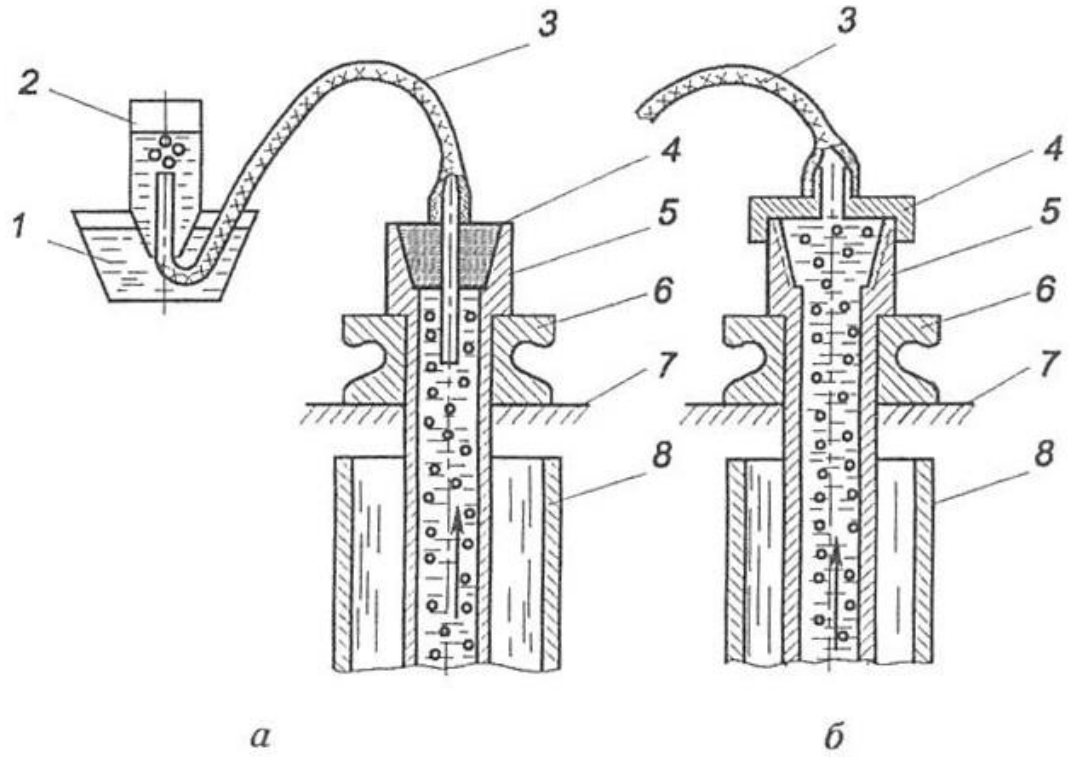


Рис.9.11. Схемы отбора газа на устье скважины:

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. Оперативная интерпретация геолого-геохимической 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 информации выдаются рекомендации об интервалах отбора керна, гидродинамических и геофизических исследованиях.

Технологическая схема проведения геолого-геохимических исследований, по выявлению продуктивных пластов в процессе бурения, приведена на рис.10.1.

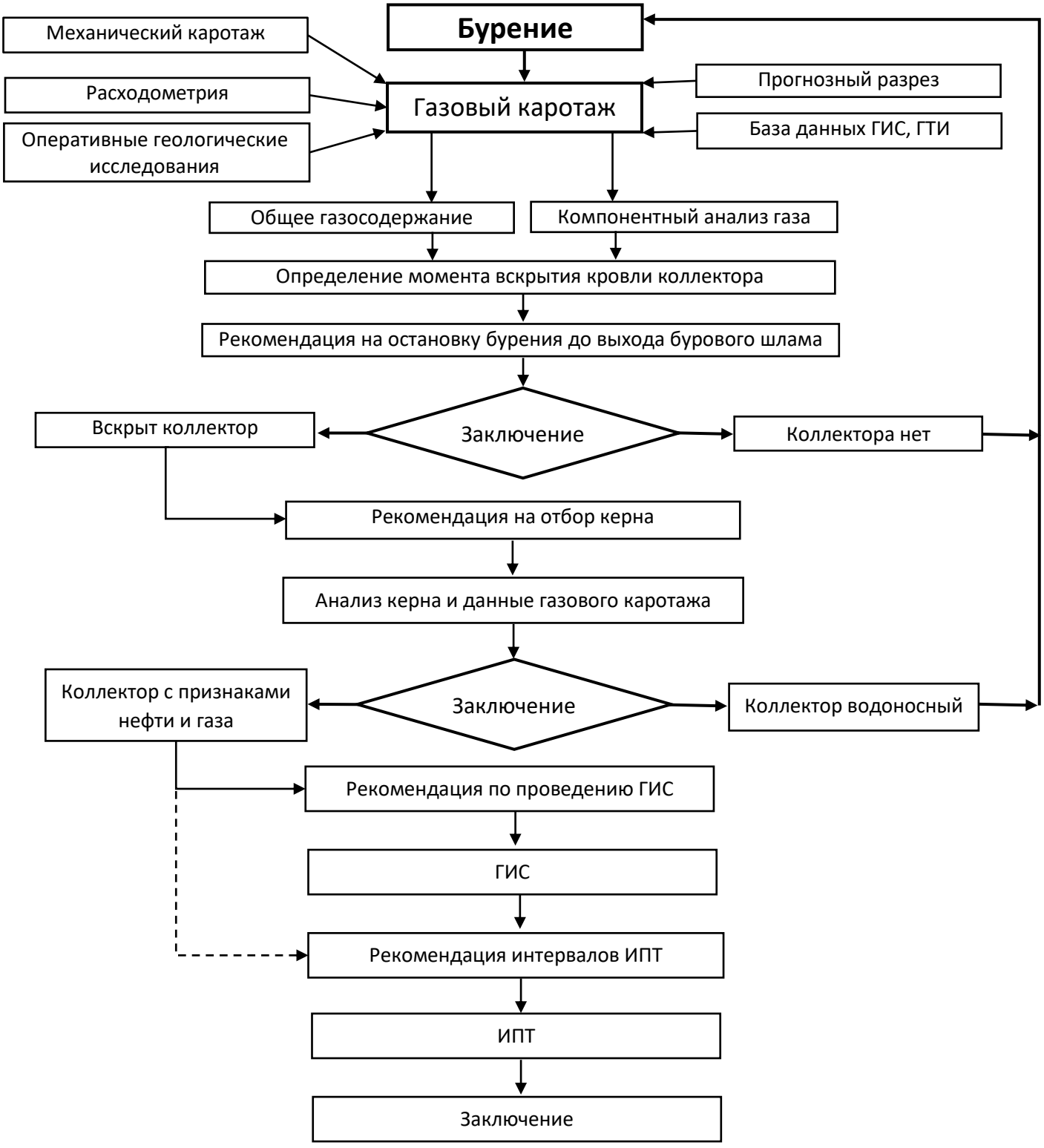


Рис. 10.1. Технологическая схема проведения оперативных геолого-геохимических исследований по выделению нефтегазоносных пластов в разрезе скважины

Основным условием эффективности оперативных геолого-геохимических 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 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.

10.1. 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.10.2).

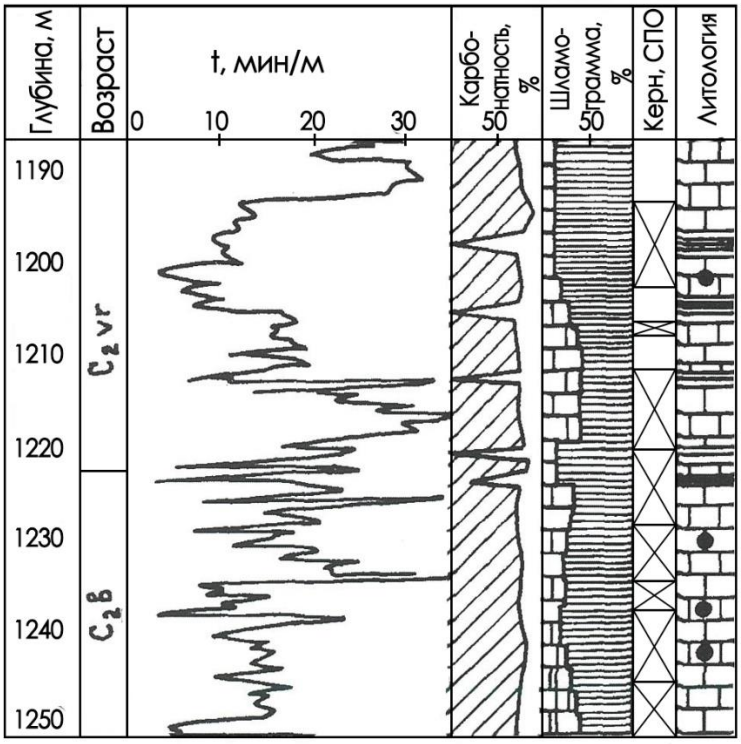


Рис.10.2. Литологическое расчленение разреза (Западно-Ножевская площадь Пермское Прикамье).

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 его 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 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.10.3.

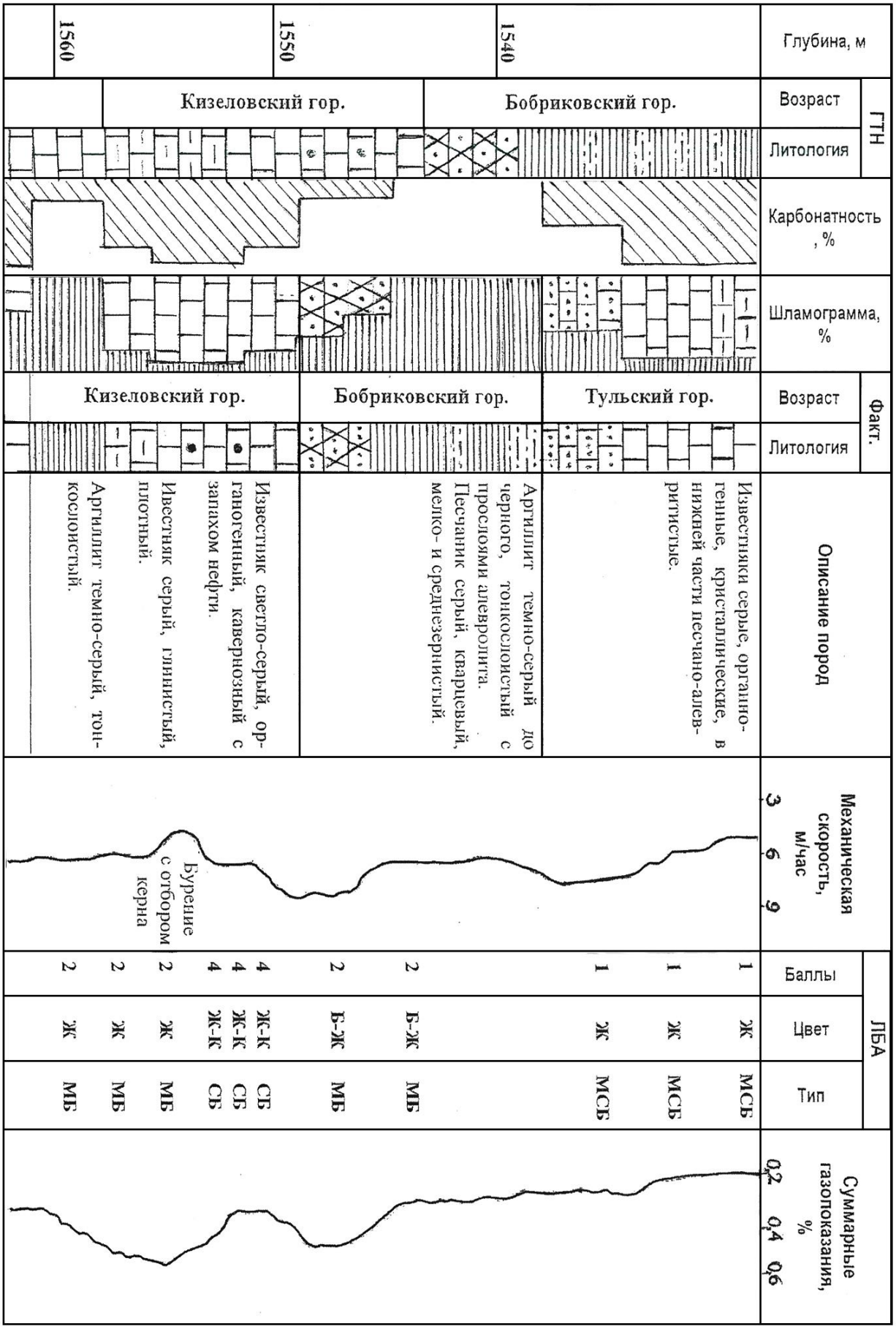


Рис.10.3. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза по разведочной скважине (Республика Башкортостан).

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.10.4 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.

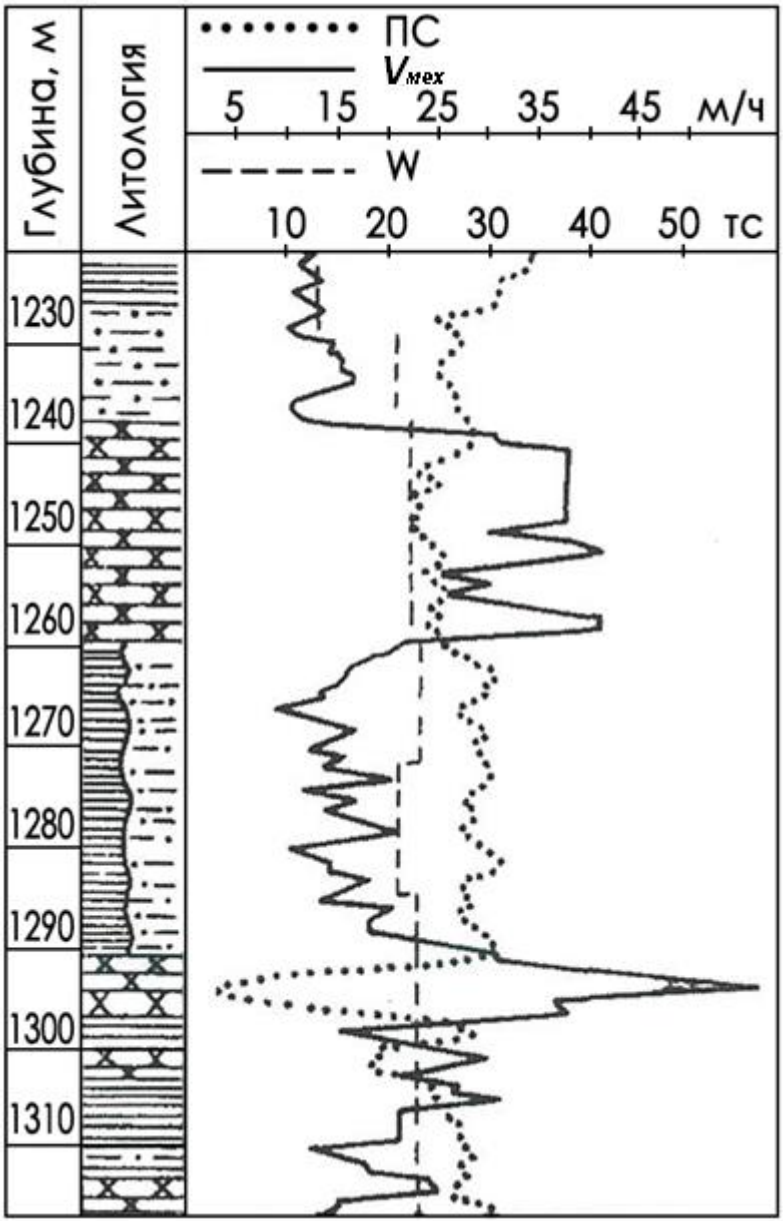


Рис.10.4. Литологическое расчленение разреза по изменению механической скорости проходки ($V_{мех}$).

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 Коми АССР (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.10.5).

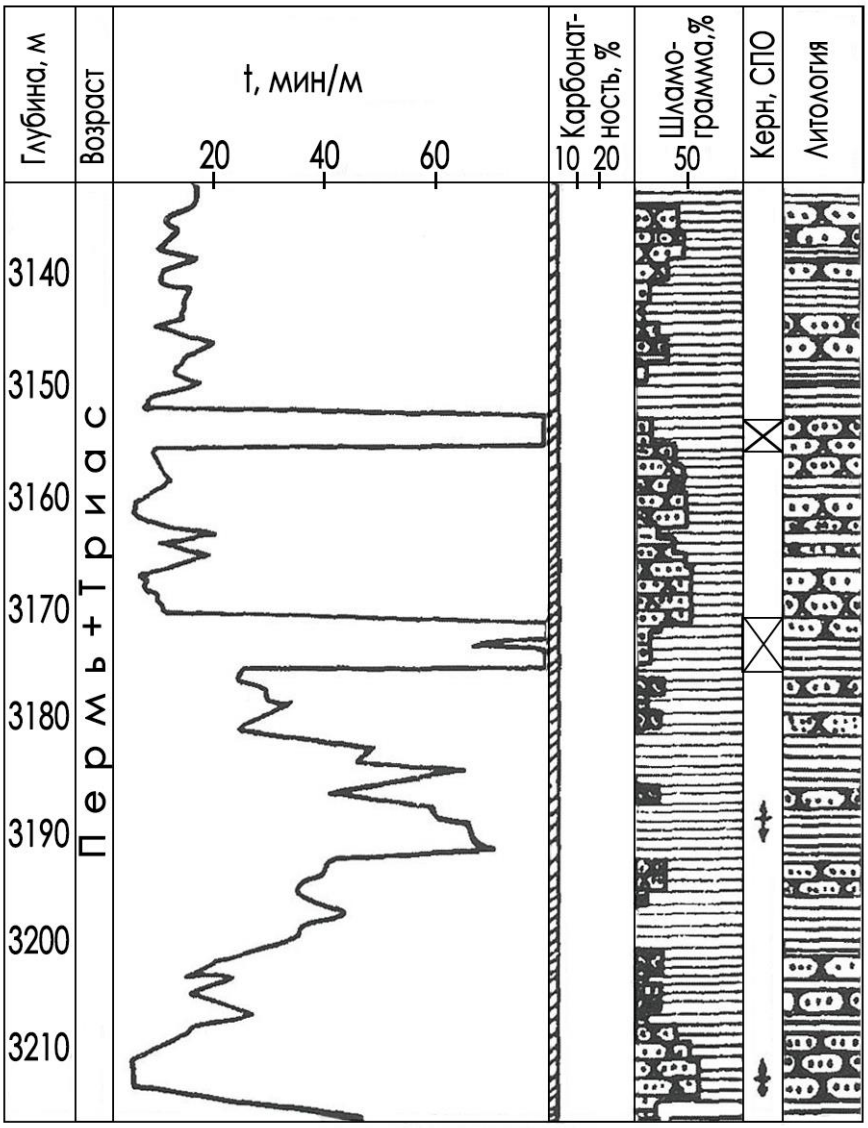


Рис.10.5. Литологическое расчленение разреза (Площадь Байтюбет-Арал Прикаспий).

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.10.6). 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).

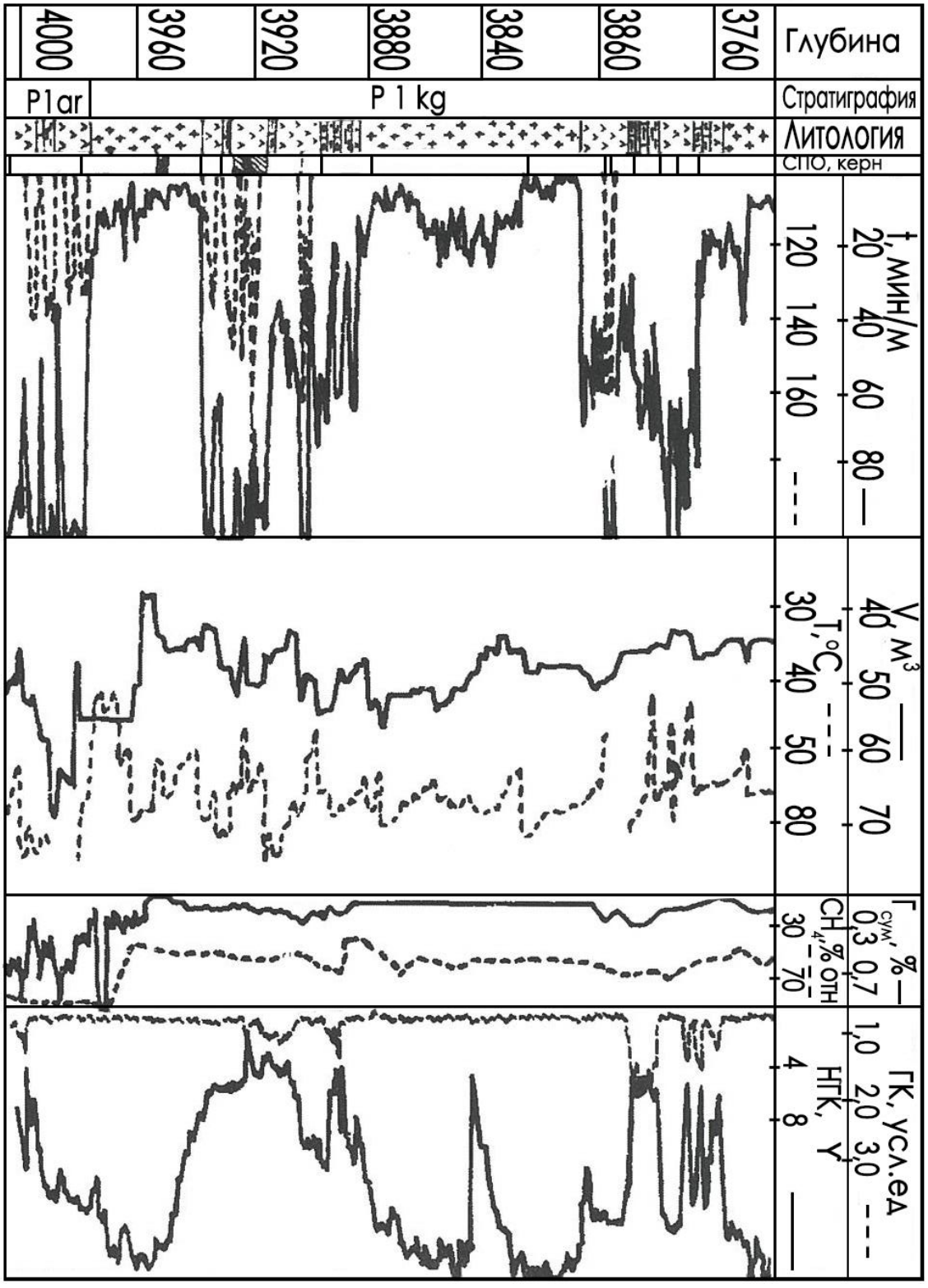


Рис.10.6. Литологическое расчленение разреза по скв.29 площади Тенгиз.

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.

Разбуривание глинистых пород сопровождается резким уменьшением механической скорости бурения и увеличением давления промывочной жидкости в нагнетательной линии $Р_{вх}$ (рис.10.7.). Вход в пласты-коллекторы сопровождается ростом $V_{мех}$ и падением $Р_{вх}$. Наблюдается также поглощение ПЖ.

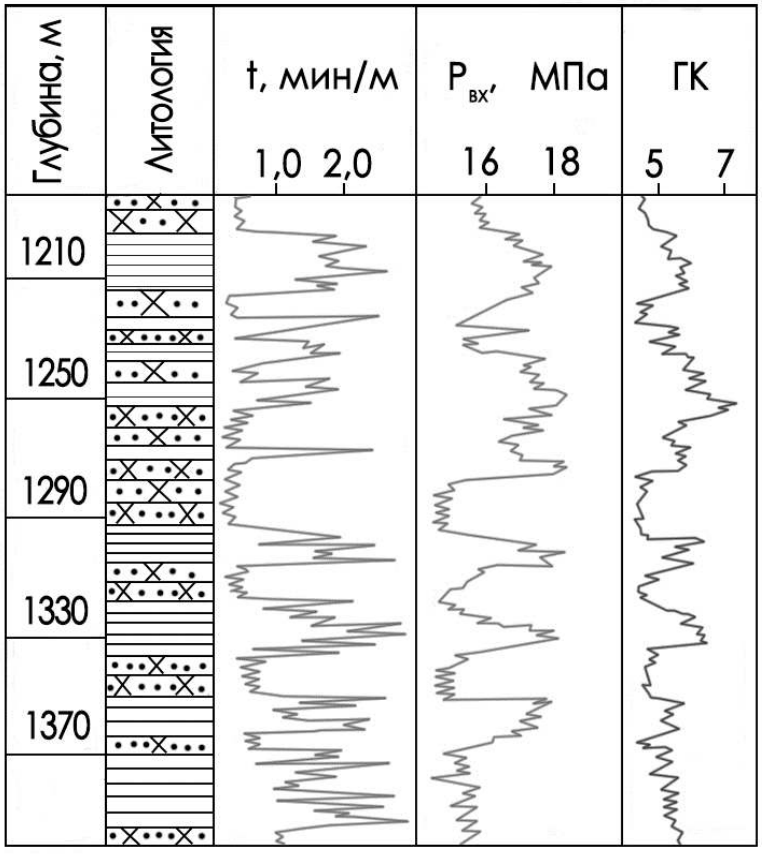


Рис.10.7. Литологическое расчленение разреза (Самотлорское месторождение).

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.10.8).

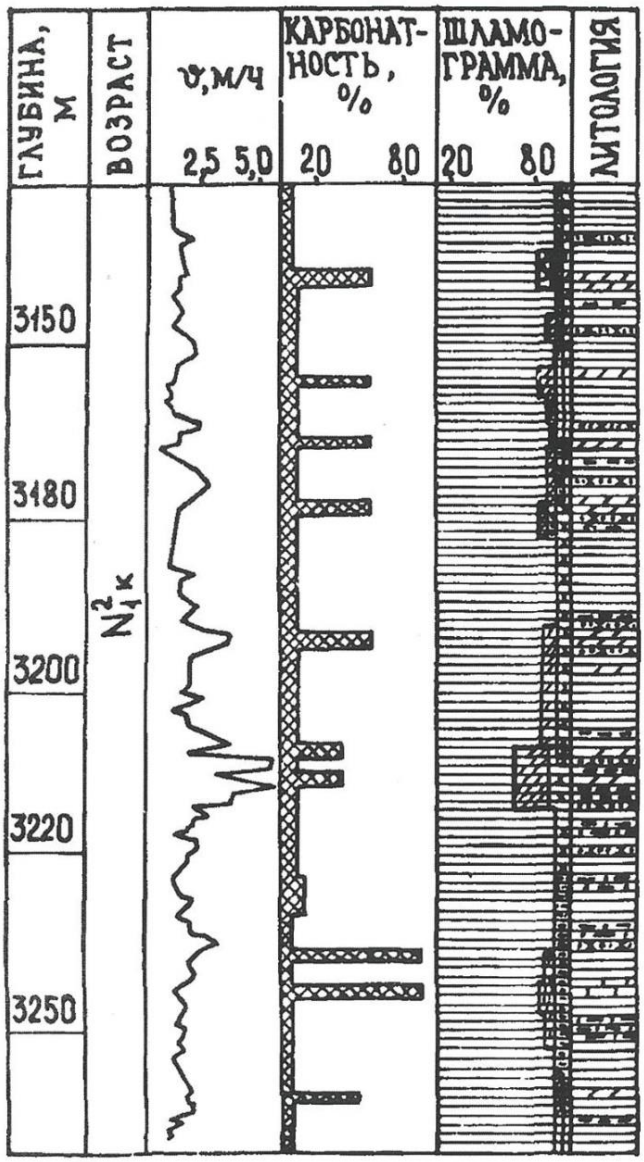


Рис.10.8. Литологическое расчленение разреза по СКВ.1 Шелковской площади (Северный Кавказ).

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. [79] 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 $К\sigma$. Для его расчета используются эмпирические формулы, выведенные для данного района исследований на основе обработки статистического материала. Так, для подсолевых карбонатных отложений месторождения Тенгиз:

$$К_{\sigma}=\frac{1}{1{,}2+\left(6{,}15\sqrt{6}\right)^2} \qquad (10.1.)$$

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.

10.2. Выделение пластов-коллекторов.

10.2.1. 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. [80, 81]

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.10.9.[80]

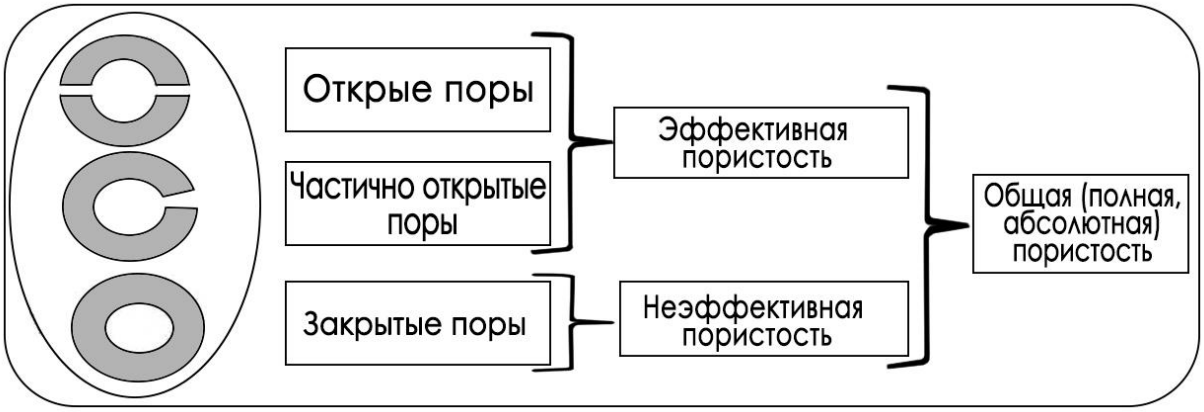


Рис.10.9. Схема типов пор и пористости.

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.10.10.

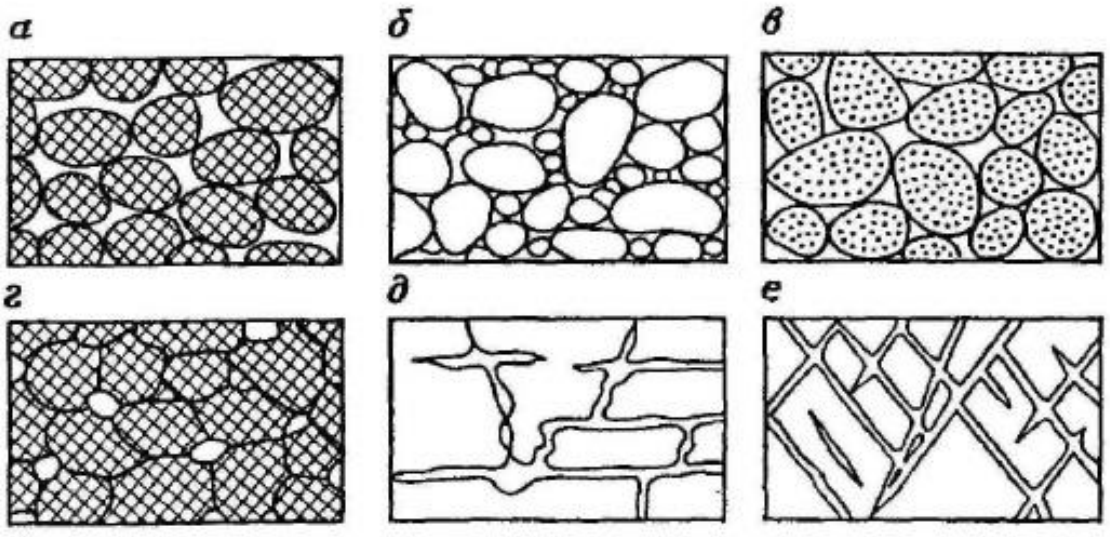


Рис.10.10. Виды порового пространства пород (по В.Д. Ломтадзе).

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:

$$К_Т=\frac{b\cdot l}{F} \qquad (10.2.)$$

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:

$$K_{пр}=\frac{\mu \cdot Q \cdot L}{\Delta p \cdot F} \qquad (10.3)$$

где: μ – вязкость флюида;

Q – расход флюида, $м^3/с$;

L – путь фильтрации, $м$;

Δp – перепад давления, $МПа$;

F – площадь поперечного сечения, $м^2$.

Единицей проницаемости в системе СИ принят $1 \cdot 10^{-12}$ $м^2$, который соответствует 0,981 Д (дарси) – внесистемной единице, применяемой в промышленности. Проницаемость $1 \cdot 10^{-12}$ $м^2$ соответствует расходу жидкости 1 $м^3/с$ при фильтрации ее через пористый образец горной породы площадью поперечного сечения 1 $м^2$ 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: [81]

$$k_ф = 0,1 k_{пр} \frac{\gamma}{\mu} \quad (10.4)$$

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. [81]

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. [81] 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-$10 \cdot 10^{-11}$ 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. [82]

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 представлен 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. [81, 82]

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.

10.2.2. 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. 10.11 показан пример определения глубины залегания кровли коллектора по данным анализа бурового шлама при проведении ГТИ на одной из разведочных скважин (Республика Башкортостан).

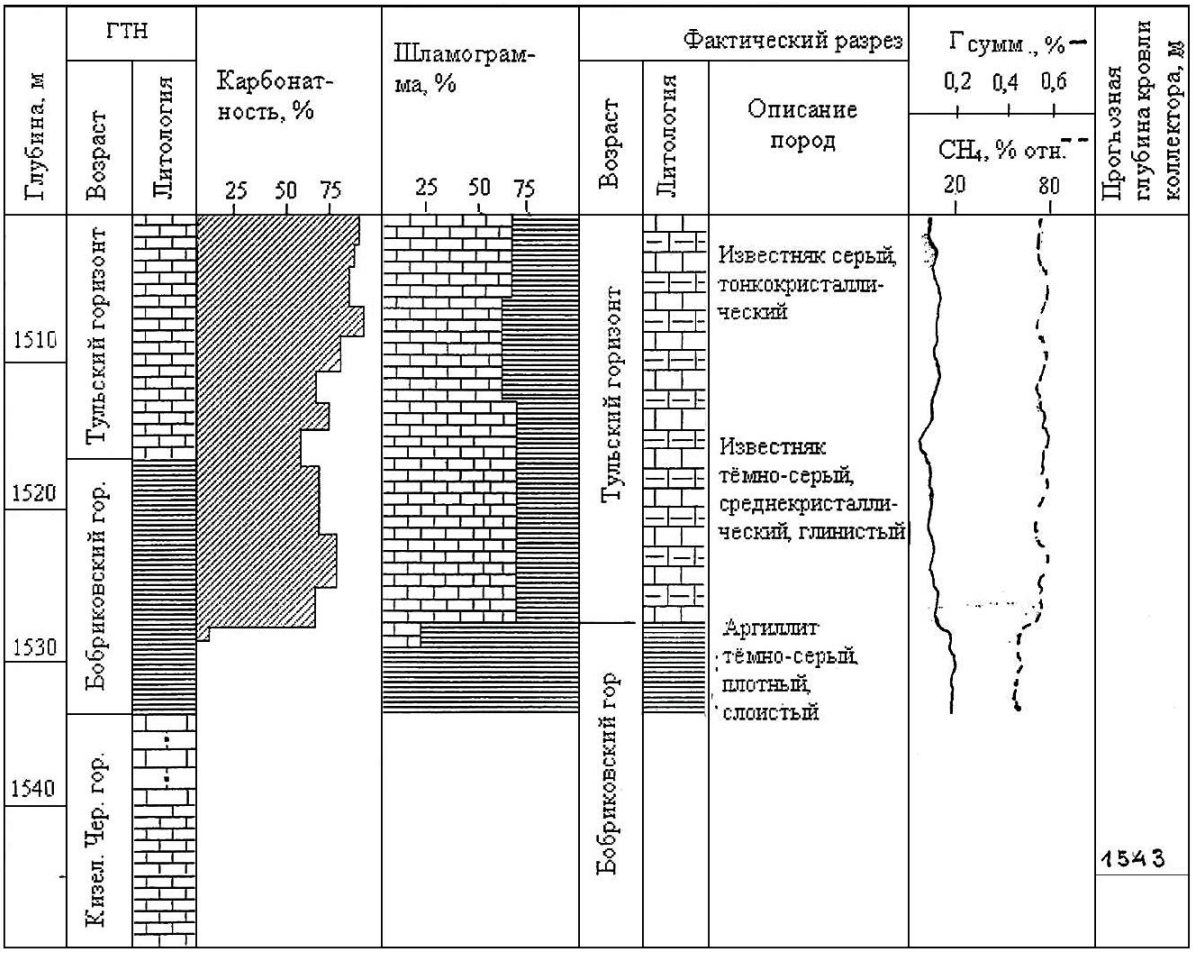


Рис. 10.11. Определение прогнозной глубины кровли коллектора по данным анализа проб бурового шлама.

Согласно геолого-техническому наряду на скважину кровля нефте-насыщенного 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.10.12).

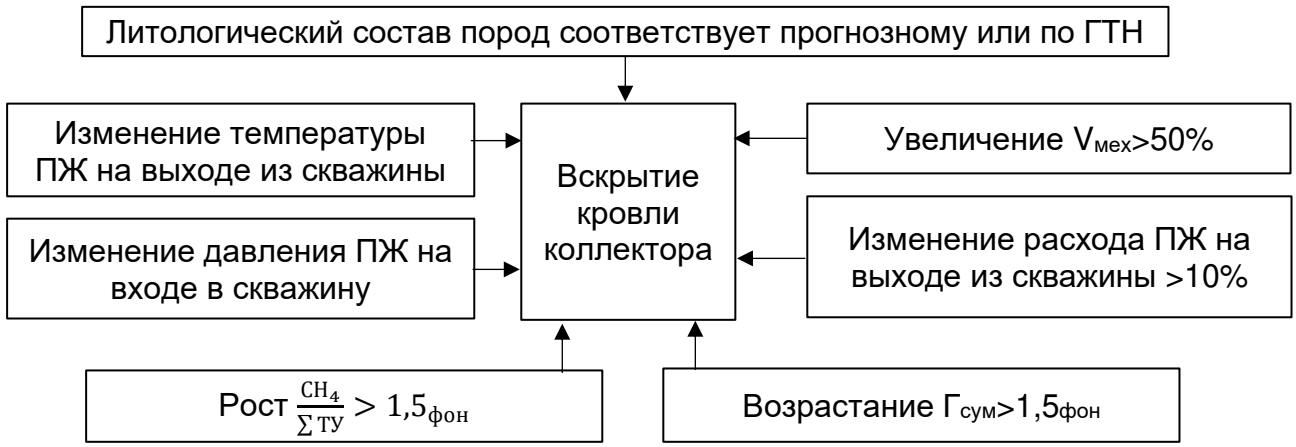


Рис.10.12. Признаки вскрытия кровли пласта-коллектора.

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 10.1 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 10.1.

Общая характеристика нефтеносных пластов.

Месторождение	**Возраст**	**Литология**	**Глубина кровли пласта, м**	**Общая мощность пласта, м**	**Открытая пористость, %**	**Проницаемость, мд**	**Газовый фактор нефти, м³/т**	**Пластовое давление, МПа**
Туймазинское	Кизеловский гор.	Карбо-наты	1070-1075	70-75	7	513	12	10,5
Новоузыбашевское	Пашийский гор.	Песча-ники	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	Старооскольский 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 $\boldsymbol{Г_{сум}}$, которые позволят уверенно зарегистрировать факт вскрытия пласта. [83]

Сделаем расчет ожидаемой газонасыщенности ПЖ, $\boldsymbol{Г_{сум}}$ и необходимой величины цикла одного анализа при вскрытии пласта со следующими характеристиками: мощность – 2 м, газовый фактор нефти – 12м³/м³, пористость – 20%, диаметр скважины 215,9 мм, механическая скорость бурения – 1 м/ч и расход промывочной жидкости 40 л/с. Расчет произведем по формуле:

$$q = \frac{К_ф \cdot V_п \cdot К_п \cdot К_н \cdot G}{3.6 \cdot 10^2 \cdot V_{мех} \cdot Q \cdot М_{пл}} - q_ф \; ; \qquad (10.5.)$$

где: $\boldsymbol{К_ф}$ – коэффициент опережающей фильтрации;

$\boldsymbol{V_п}$ – объем выбуренной породы, см³;

$\boldsymbol{К_п}$ – коэффициент пористости горных пород;

$\boldsymbol{К_н}$ – коэффициент нефтенасыщенности пород пласта;

$\boldsymbol{G}$ – газовый фактор нефти, м³/м³;

$\boldsymbol{V_{мех}}$– механическая скорость бурения, м/ч;

$\boldsymbol{Q}$ – расход промывочной жидкости, л/с;
$\boldsymbol{M_{пл}}$ – мощность пласта, м;
$\boldsymbol{q_ф}$ – газонасыщенность поступающей в скважину ПЖ, см^3/л.

Принимая наиболее благоприятный для газового каротажа вариант, т.е. $\boldsymbol{K_ф}$=1 и $\boldsymbol{K_п}$=1, получаем значение газонасыщенности 0,6 см^3/л (без учета величины $\boldsymbol{q_ф}$). 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 ($\boldsymbol{Г_{сум}}$), газонасыщенностью ($\boldsymbol{q}$) и коэффициентом дегазации $К_д$ выражается отношением:

$$q=К_д \cdot Г_{сум}, \qquad (10.6.)$$

где: $\boldsymbol{q}$ – газонасыщенность ПЖ, см^3/л,
$\boldsymbol{K_д}$ - коэффициент дегазации,
$\boldsymbol{Г_{сум}}$ – суммарные газопоказания, %.
При $\boldsymbol{K_д}$=10 получим значения $\boldsymbol{Г_{сум}}$ в пределах 0,02%.

Учитывая, что эта величина при регистрации $\boldsymbol{Г_{сум}}$ должна выделяться как положительная аномалия на кривой фоновых значений, чувствительность газоаналитической аппаратуры станции ГТИ должна быть не ниже $0{,}2\cdot10^{-3}$%.

Для условий Зап.Сибири, учитывая значение фактической газонасыщенности ≈30 см^3/л, чувствительность газоаналитической аппаратуры должна быть 0,1%, а при менее благополучных значениях $\boldsymbol{G}$ и $V_{мех}$ не хуже $1\cdot10^{-2}$%.

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.10.13.

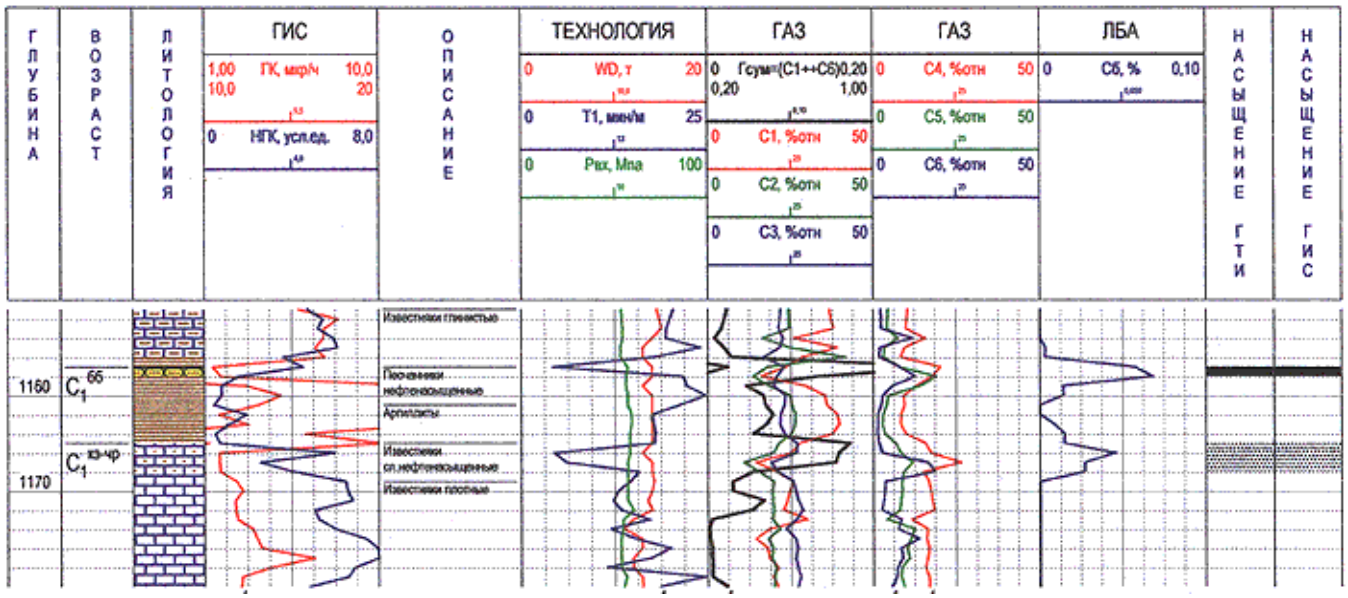


Рис.10.13. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов по данным ГТИ.

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.10.14.

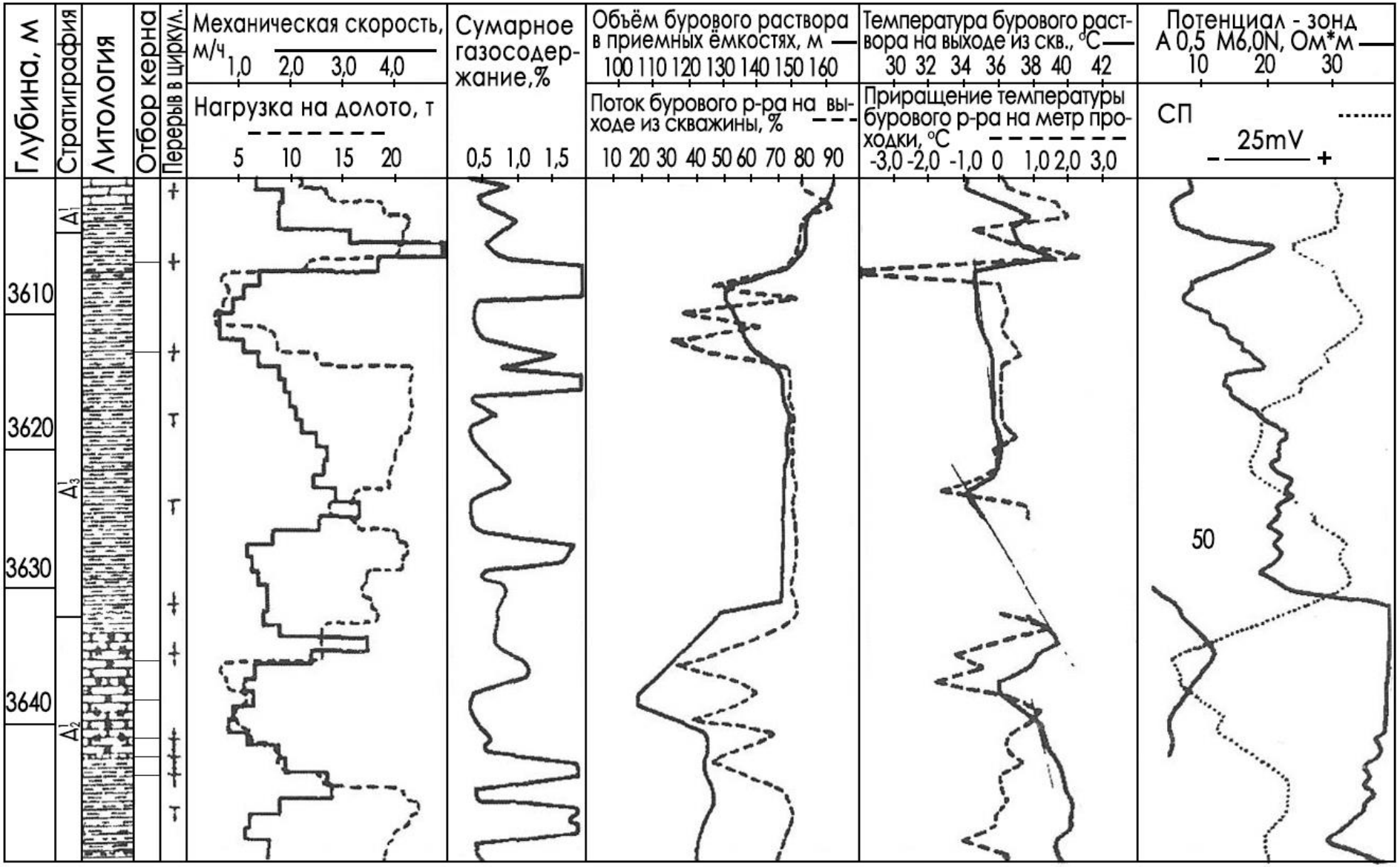


Рис.10.14. Пример определения момента вскрытия коллекторов по данным ГТИ (Возейская площадь Республика Коми).

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.

10.2.3. 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 10.2. [81]

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 10.2

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.10.15).

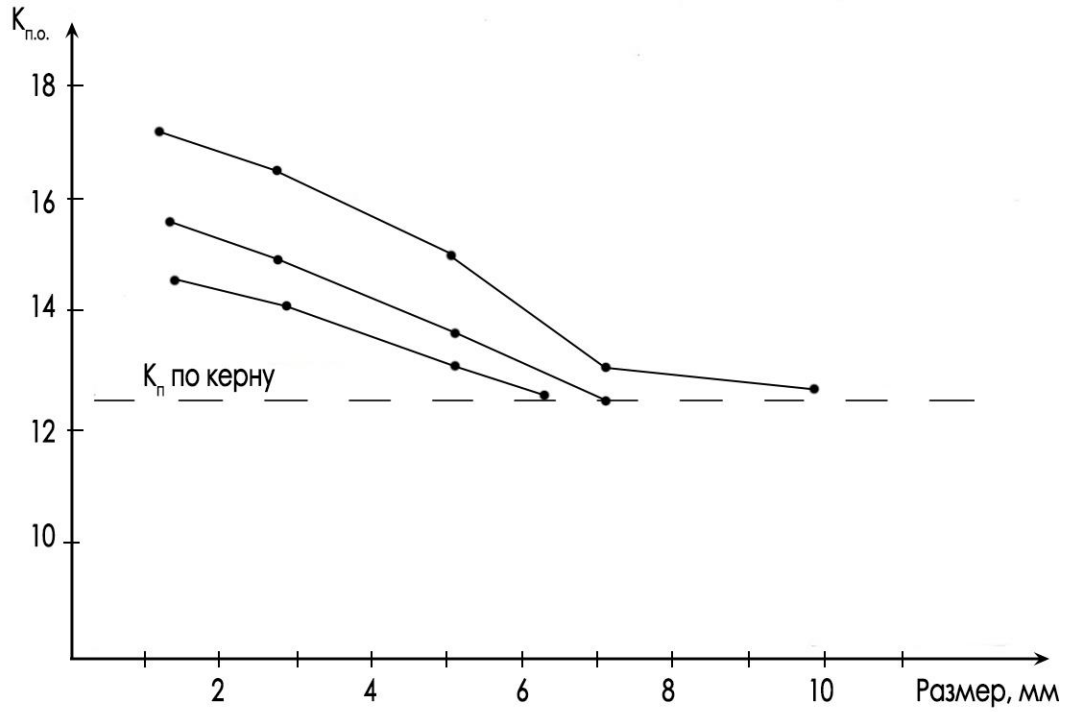


Рис.10.15. Изменение открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама в пробе песчаника.

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 [82], представленная в таблице 10.3.

Таблица 10.3.

Классификация песчано-алевролитовых коллекторов по А.А.Ханину, 1969

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 [81] дана в таблице 10.4.

Таблица 10.4.

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, эффективная пористость менее 5%	VI	50-25	Известняки оолитовые, мелко детритовые, биоморфные, инкрустированные
	VII	25-10	
	VIII	10-1	

Коллекторы делятся на 3 группы, включающих 8 классов. К первой группе относятся коллекторы с эффективной пористостью более 15% и проницаемостью от $300\cdot10^{-15}$м^2 до $>1000\cdot10^{-15}$м^2. Ко второй группе относятся коллекторы с эффективной пористостью от 5 до15% и проницаемостью от $50\cdot10^{-15}$м^2 до $300\cdot10^{-15}$м^2. К третьей - коллекторы с эффективной пористостью мене 5% и проницаемостью от $1\cdot10^{-15}$м^2 до $50\cdot10^{-15}$м^2.

В таблице 10.4 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.10.16.

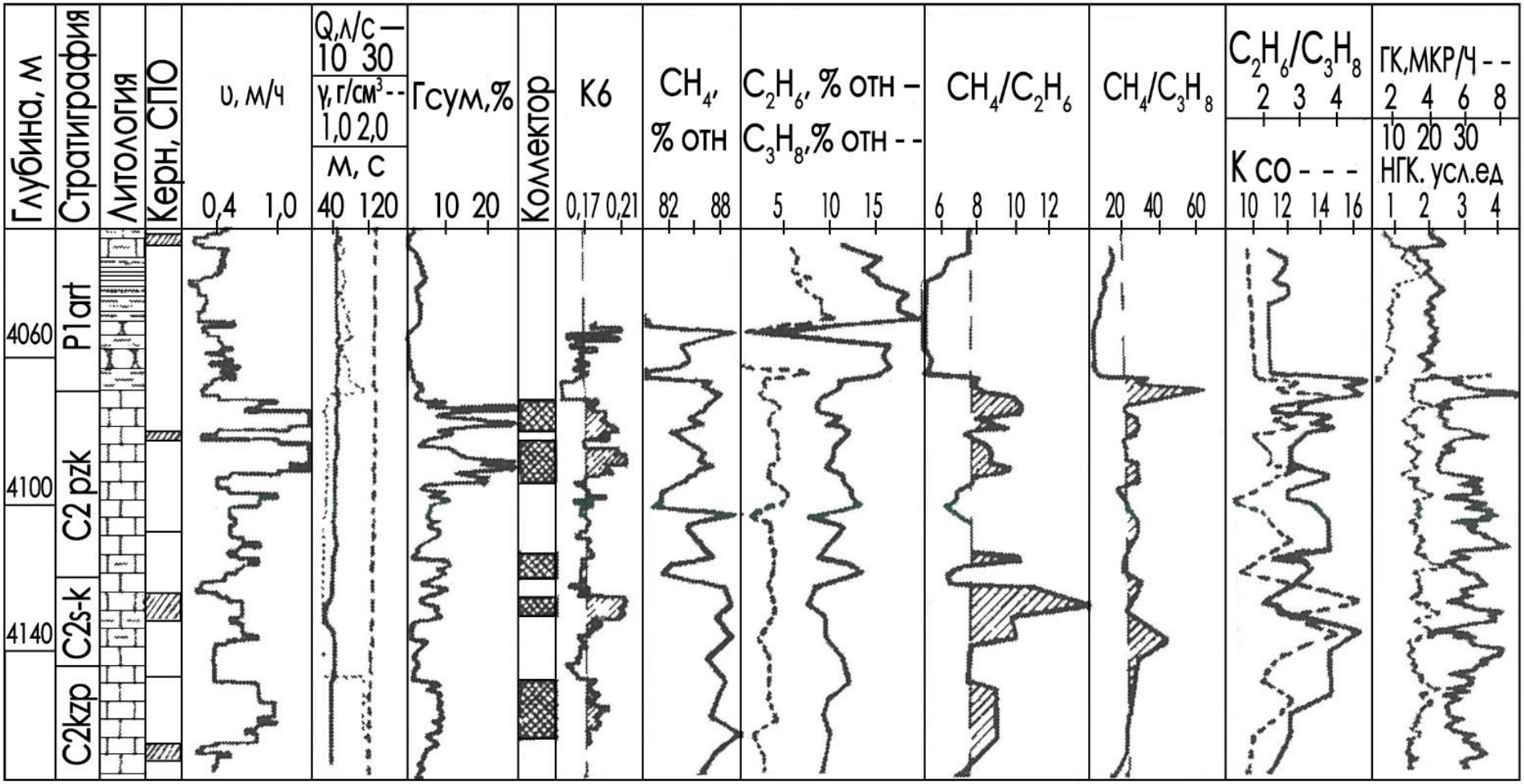


Рис.10.16.Выделение нефтенасыщенных коллекторов по показателю пористости K_{δ} в комплексе с газовым каротажем (площадь Тенгиз).

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.10.17).

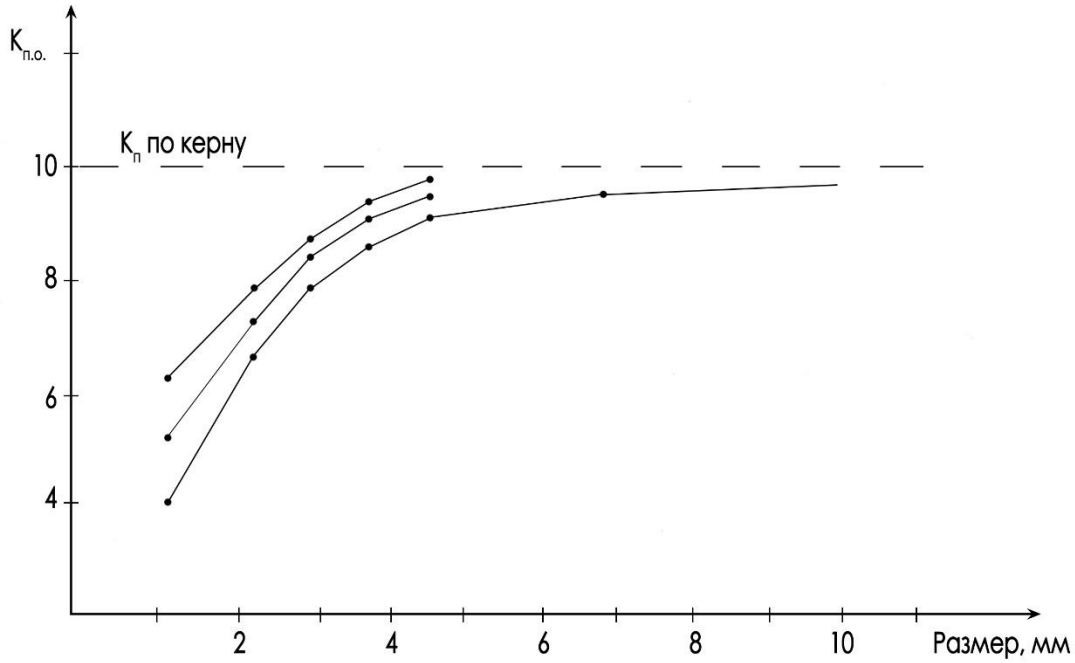


Рис.10.17. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама известняка.

Диагностические признаки пласта-коллектора по результатам анализа бурового шлама, газового каротажа и технологических параметров приведена в таблице 10.5.

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 10.5

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	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Переслаивание плотных пористых или трещиноватых известняка и песчаника
	Поглощений и проявлений нет	Возможный коллектор					
Незначительное увеличение	Поглощение и проявление	Возможный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Карбонатные или глинистые трещиноватые породы, окрепчёные песчаники

10.3. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов.

10.3.1. 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. [84]

На практике чаще всего встречаются пластовые сводовые залежи. Ловушка в таких залежах образована изгибом перекрывающей покрышки.

На рис.10.18 приводится схема пластовой сводовой залежи.

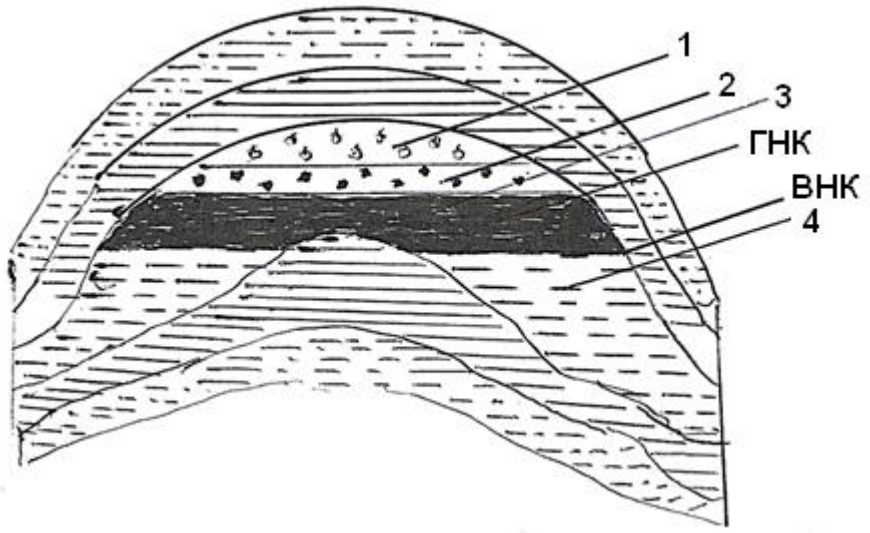


Рис.10.18. Схема пластовой сводовой залежи:
1 – газ, 2 – газоконденсат, 3 – нефть, 4 – вода (все это в порах пласта-коллектора),
ВНК – водонефтяной контакт – граница между нефтью и водой;
ГНК – газонефтяной контакт – граница между газом и нефтью.

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.10.19. показаны пластовые залежи, экранированные литологически и тектонически.

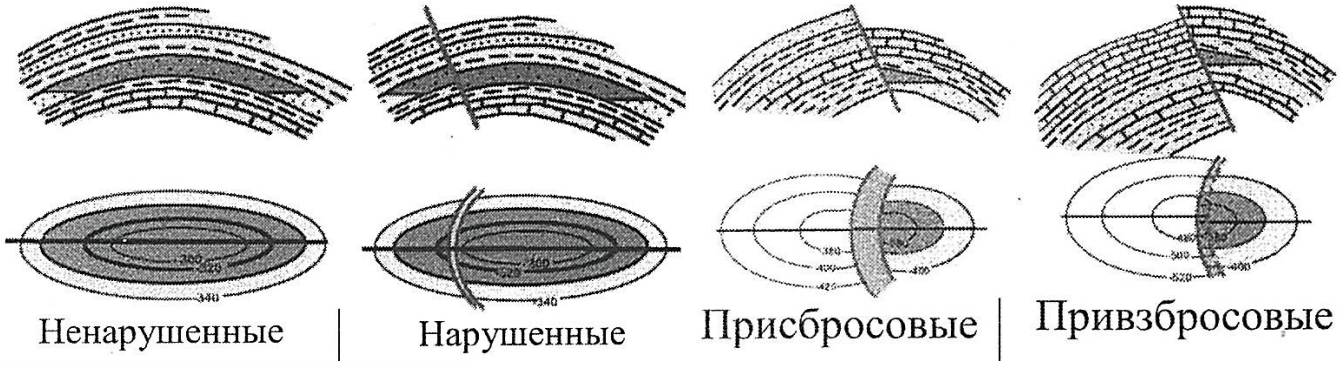


Рис.10.19. Пластовые залежи.

На рис.10.20 показаны залежи, литологически ограниченные со всех сторон.

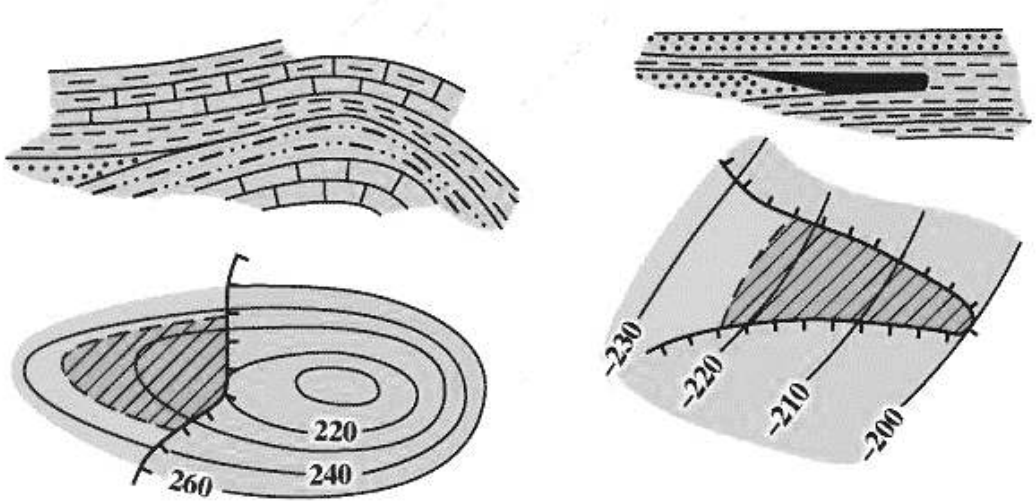


Рис.10.20. Залежи, литологически ограниченные.

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.10.21).

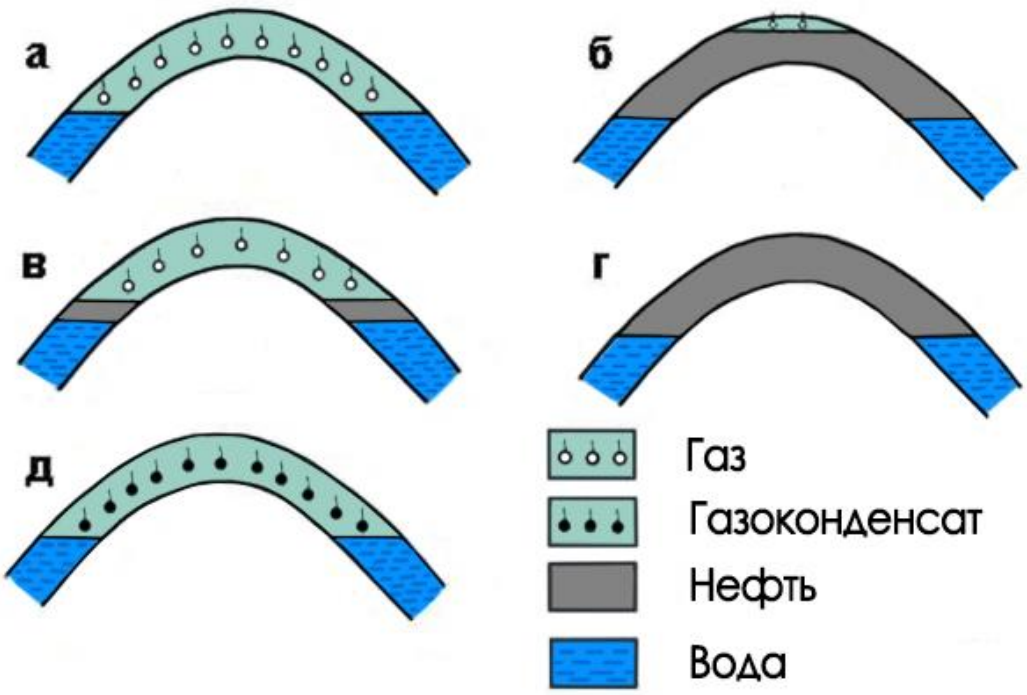


Рис.10.21. Типы залежей по составу пластового флюида:

а – газовая;
б – газонефтяная;
в – нефтегазовая (нефтяная часть составляет <50% от объема);
г – нефтяная;
д – газоконденсатная.

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. [84]

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 10.6. [55]

Таблица 10.6.

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 10.7.

Таблица 10.7.

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 10.8. [51]

Таблица 10.8.

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 10.9.

Таблица 10.9.

Состав газа газовых месторождений

Месторождение	**CH_4**	**C_2H_6**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**$C_5H_{12+в}$**	**CO_2**	**H_2S**	**N_2**
Уренгойское	96,0	0,09	0,01	0	0,01	0,49	-	3,40
Медвежье	99,2	0,08	0,01	0,07	0,02	0,06	-	0,57
Ямбургское	95,2	0,04	0,01	0	0,01	0,30	-	4,00
Газлинское	92,7	3,20	0,90	0,47	0,13	0,10	-	2,50

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.

10.3.2. 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:

$$Г_{пр}=10^{-3}\Delta qE, \quad м^3/м^3 \tag{10.7.}$$

где: Δq – приращение газонасыщенности, $см^3/л$;
E – коэффициент разбавления, $м^3/м^3$.

Для скважин диаметром ($D_с$) 215,9 мм:

$$\text{Е} = 1{,}64 \cdot Q_{\text{вых}} \cdot \text{Т} = \frac{98{,}4 \cdot Q_{\text{вых}}}{V_{\text{мех}}} \tag{10.8.}$$

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:

$$\Delta q=\frac{Q_{\text{гвс}}}{К_{\text{р.г.}} \cdot К_{\text{р.д.}} \cdot С \cdot Q_{\text{д}}} \cdot Г_{\text{сум}};\ \frac{\text{см}^3}{\text{л}} \tag{10.9.}$$

где: $Q_{гвс}$ – расход ГВС через суммарный газоанализатор, $см^3/мин$;
$К_{р.г.}$ – 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]

$$К_д = \frac{q_{ср}}{Г_{сум.п}}, \quad см^3/л\ \% \qquad (10.10.)$$

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:

$$Г_{пр} = 10^{-3} \cdot К_q \cdot Г_{сум.х.} \cdot Е \qquad (10.11.)$$

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]

$$F_г = \frac{0{,}037 Г_{пр} \cdot Т_{пл} \cdot Z}{Р_{пл}} \qquad (10.12.)$$

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:

$$Р_{п.кр.} = Р_{кр.1} \cdot Q_1 + Р_{кр.2} \cdot Q_2 + \ldots + Р_{кр.n} \cdot Q_n\,, \qquad (10.13.)$$

$$Т_{п.кр} = Т_{кр.1} \cdot Q_1 + Т_{кр.2} \cdot Q_2 + \ldots + Т_{кр.n} \cdot Q_n, \qquad (10.14.)$$

где: $Q_1, Q_2, \ldots Q_n$ – доля компонентов в смеси газа;

$Р_{кр.1}, Р_{кр.2}, \ldots, Р_{кр.n}$ – критические значения давления отдельных компонентов, МПа;

$Т_{кр.1}, Т_{кр.2}, \ldots, Т_{кр.n}$ – критические значения температуры отдельных компонентов, ºК.

Приведенные давление и температура рассчитываются по формулам: [68]

$$P_{пр}=\frac{P_{пл}}{P_{п.кр}} \quad (10.15.)$$

$$T_{пр}=\frac{T_{пл}}{T_{п.кр}} \quad (10.16.)$$

По вычисленным значениям приведенных давления и температуры по графику (рис.10.22) находится коэффициент сжимаемости газа.

Если при вскрытии пласта наблюдается поглощение или проявление, рассчитывается их интенсивность по формуле:

$$q_ф=\frac{\Delta V}{\Delta t\left(\pi D\cdot m+\frac{\pi D^2}{4}\right)}, \quad (10.17.)$$

где: $_{\Delta}V$ – уменьшение или увеличение объема ПЖ в приемной емкости за время наблюдения, *л/мин*;

$_{\Delta}t$ – время наблюдения, *мин*;

m – мощность пласта, *м*. (Определяется по механическому каротажу и по результатам анализа шлама).

При поглощении с интенсивностью более 10 *л/мин/м²* расчет $F_г$ производится по формуле:

$$F_г=\frac{0{,}037Г_{х.пр}\cdot T_{пл}\cdot Z}{P_{пл}\cdot К_ф} \quad (10.18.)$$

где: $К_ф$ – коэффициент, учитывающий влияние поглощения на изменение величины остаточного газосодержания.

При наличии промысловых данных о фактической газонасыщенности горных пород $F_{г.ф.}$ и изменении $Г_{х.пр.}$ в зависимости от величины $q_ф$ коэффициент $К_ф$ находится опытным путем для различных пластов с учетом $F_{г.ф.}$ и $q_ф$.

При отсутствии достаточного количества промыслового материала коэффициент $К_ф$ определяется по формуле:

$$К_ф=1-0{,}1\sqrt{q_ф}. \quad (10.19.)$$

Если интенсивность фильтрации более 70-80 л/мин/м², величина остаточного газосодержания не рассчитывается.

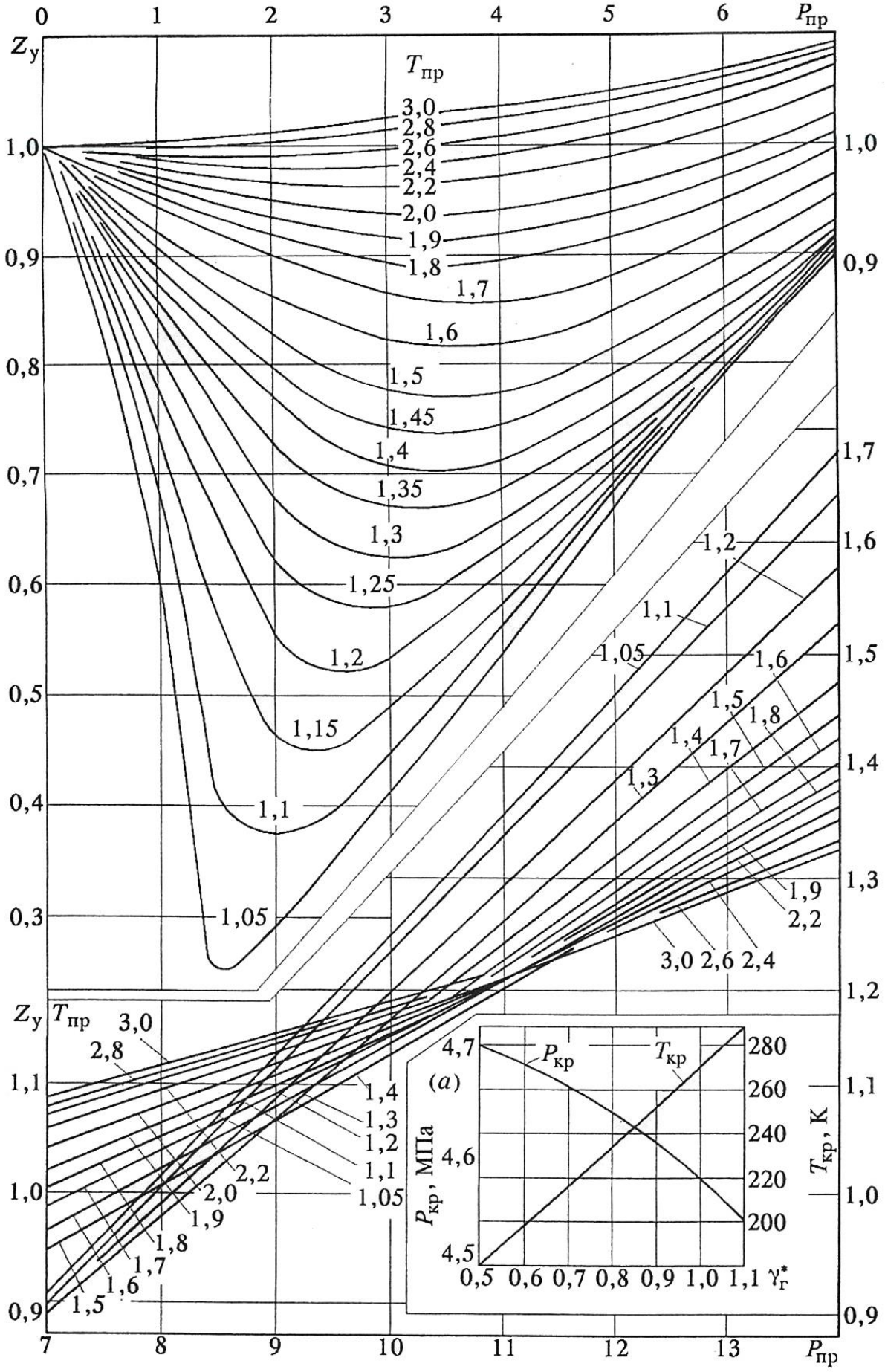


Рис.10.22. График для определения коэффициента сжимаемости углеводородного газа.

Для нефтенасыщенных пластов нефтесодержание $F_{нг}$ рассчитывается по формуле: [69]

$$F_{нг}=10^2\frac{Г_{пр}}{G}(1{,}05+1{,}66\cdot10^{-4}Z) \quad (10.20.)$$

где: G – газовый фактор нефти, *м³/м³*;

Для районов с неизвестным газовым фактором, минимальную величину G рекомендуется определять по формуле Арпса: [68]

$$G=\frac{Z}{16.8} \quad (10.21.)$$

и тогда:

$$F_{нг}=(\frac{1760}{Z}+0.28)\cdot Г_{пр} \quad (10.22.)$$

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 (10-15м^3/м^3).

Во ВНИИнефтепромгеофизики и БашНИПИ нефти была разработана методика определения характера насыщения коллектора по величине газонасыщенности флюида пласта. [87]

Величину остаточной газонасыщенности флюида пласта определяют по формуле:

$$G_ф=\frac{Г_{пр}}{К_п-\frac{\rho_{сф}}{r_{гф}}*Г_{пр}} \quad (10.23.)$$

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). [87]

Относительная ошибка в определении $G_ф$ определяется по формуле:

$$\delta G_ф=\frac{\Delta G_ф}{G_ф} \quad (10.24.)$$

где: Δ - символ абсолютной ошибки.

Расчет, приведенный при условиях:

$0{,}05 \leq К_п \leq 0{,}3$, $\delta К_п \leq 20\%$, $Г_{пр}=0{,}1 \div 10 м^3/м^3$, $\delta Г_{пр}=0{,}5$ 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. [87]

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). [88]

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 из значения в относительных процентах (рис.10.23) и выделялись газоносные, нефтеносные и водоносные пласты.

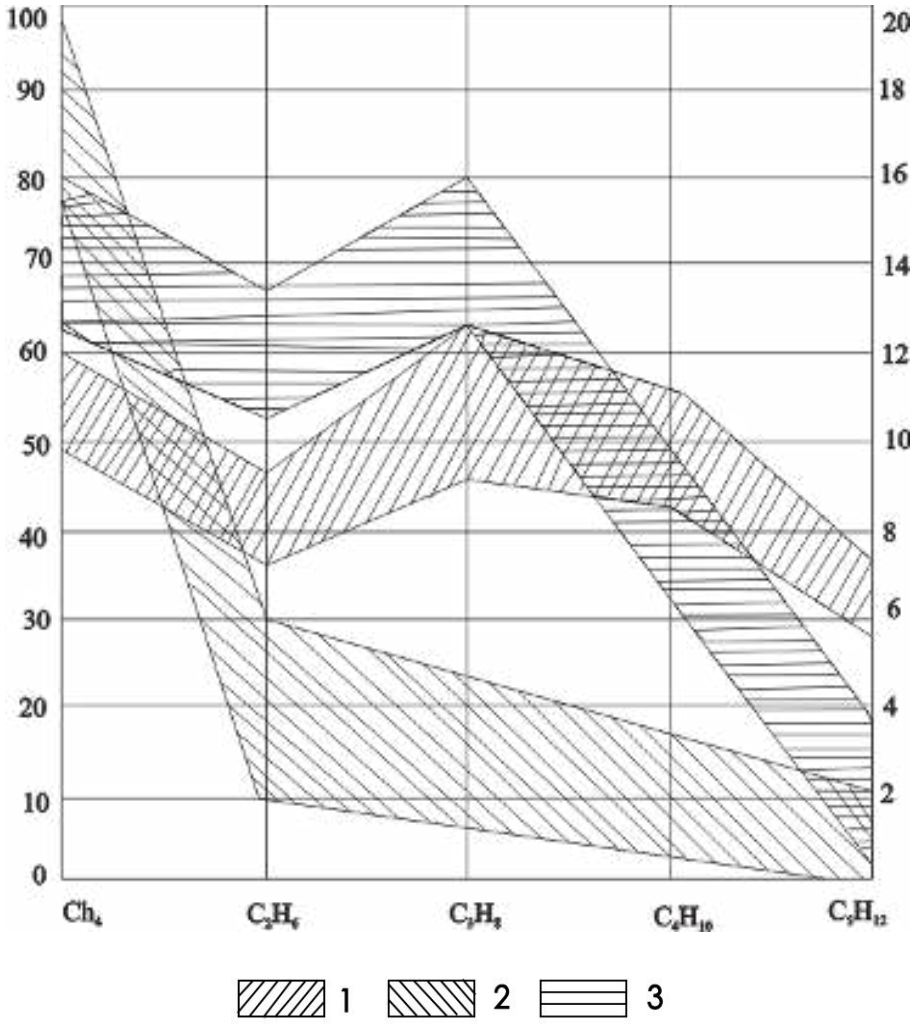


Рис.10.23. Палетка раздельного анализа газа (РАГ).

1 – нефтеносные пласты;

2 – газоносные пласты;

3 – водоносные пласты.

Опробование палеток РАГ в условиях Саратовского Поволжья дали хорошие результаты. [62, 88]

Начальником тематической партии А.И. Чижом в тресте «Пермнефтегеофизика» было проведено опробование метода оценки характера насыщения пластов фирмы «Geoservices», с помощью базовых треугольников. [89] Сущность метода состояла в следующем.

На координатной сетке строится треугольник флюидных коэффициентов путем проведения линий, соответствующих значениям $\frac{C_2H_6}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{\text{р.п}}}$; $\frac{C_3H_8}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{\text{р.п}}}$; $\frac{C_4H_{10}}{\sum_{n=1}^{n=4} C_{\text{р.п}}}$ 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.

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.10.24.

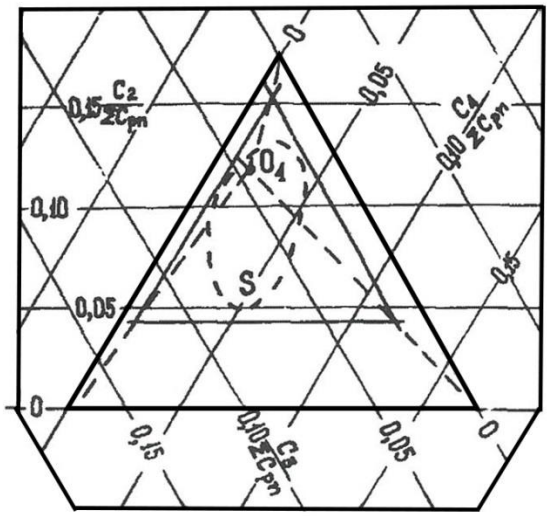


Рис.10.24. Определение характера насыщения пласта с помощью базового треугольника.

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. [89] 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.10.25. 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}.

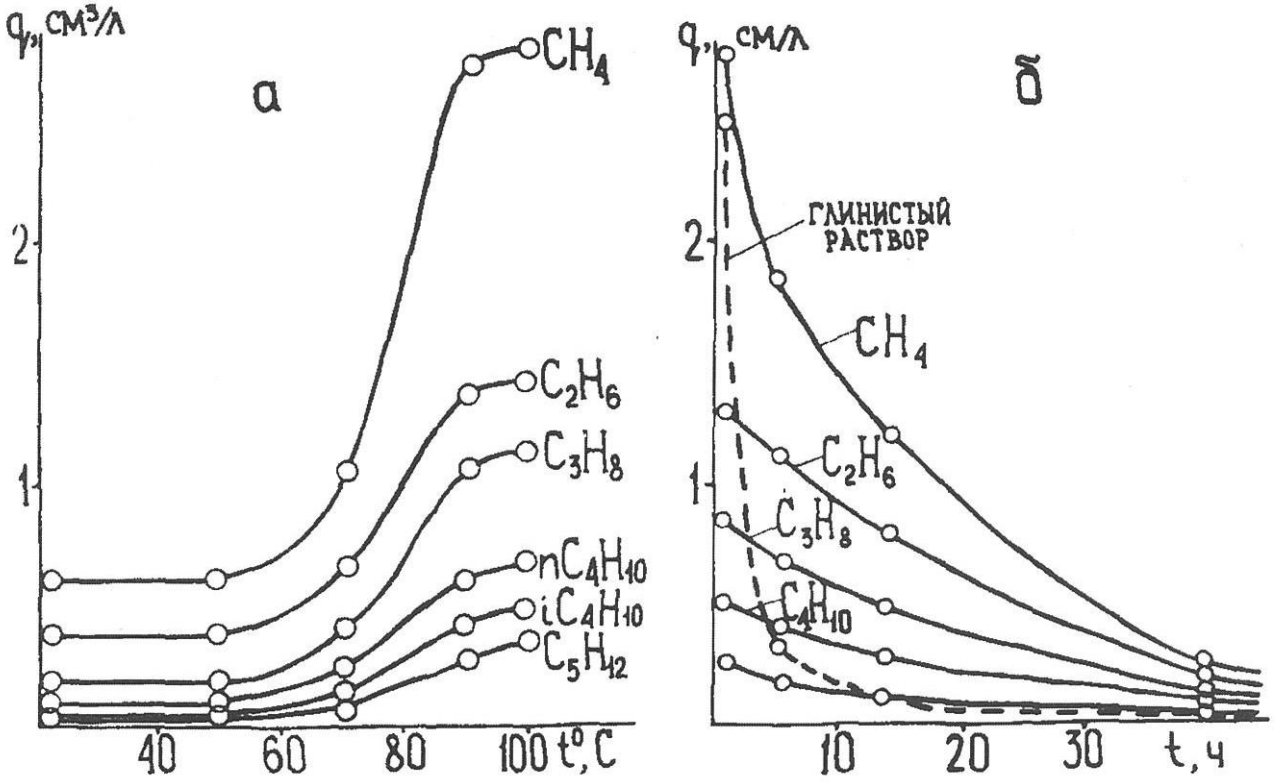


Рис.10.25 Изменение газонасыщенности бурового раствора при различных режимах дегазации.

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам. Из графиков изменения газонасыщенности *q* в зависимости от времени *t* естественной дегазации известково-битумного (ɤ=2,1

г/см^3, μ=48 с) и глинистого (ϰ=1,14 г/см^3, μ=40 с) растворов (рис.10.22 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.

$$Г_{сум.вх} = у \cdot Г_{сум.вых}. \quad (10.25)$$

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÷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.10.26 представлена палетка ГФК для месторождения Тенгиз. [11]

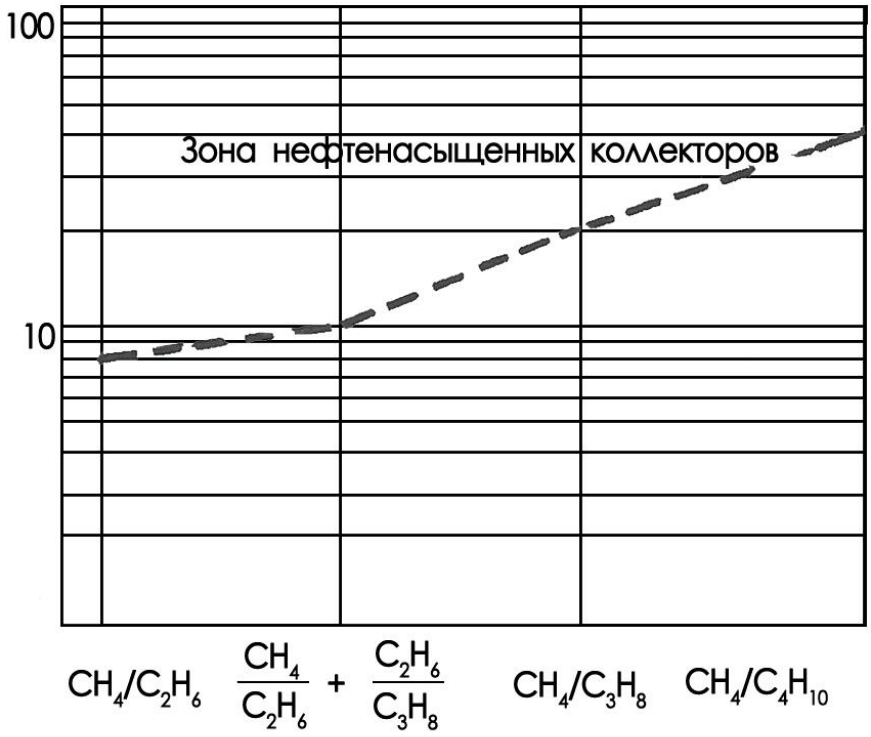


Рис.10.26. Палетка ГФК для каменноугольных отложений месторождения Тенгиз.

Для оценки характера насыщения пластов Э.Е. Лукьяновым было предложено использовать обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС). [69]

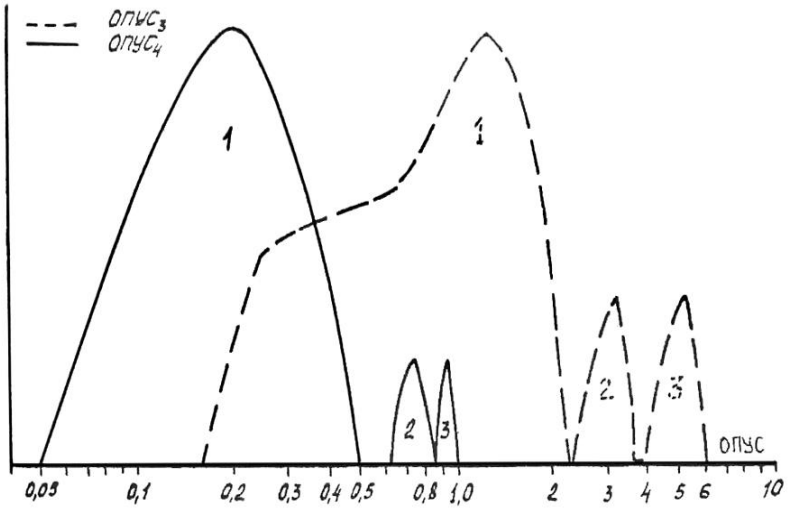
Для исключения добавок нефти в промывочную жидкость значения ОПУС предлагается определять по 4 или 3 первым компонентам (метан – C_1, этан – C_2, пропан – C_3, бутан – C_4). $ОПУС_3$ и $ОПУС_4$ рассчитываются по формулам:

$$ОПУС_3=\frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \qquad (10.26.)$$

$$ОПУС_4=\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \qquad (10.27.)$$

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.10.27 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.10.27. 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 10.10.

Таблица 10.10.

Границы флюидных коэффициентов для разнонасыщенных коллекторов на основе исправленных значений компонентов C_1, - C_3.

№№ п/п		ГФК	Граничные значения			
			Нефть	Нефть и газ	Газ	Вода с газом
1		2	3	4	5	6
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	

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. [90]

$$W_n = \frac{C_2 + C_3 + \cdots + C_5}{C_1 + C_2 + \cdots + C_5} \cdot 100 \qquad (10.28.)$$

$$B_n = \frac{C_1 + C_2}{C_1 + iC_4 + nC_n + C_5} \qquad (10.29.)$$

$$C_n = \frac{iC_4 + nC_4 + C_5}{C_3} \qquad (10.30.)$$

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. [90]

При оперативном определении характера насыщения пласта по данным газового каротажа необходимо комплексировать различные методики. [91]

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.10.28. [91]

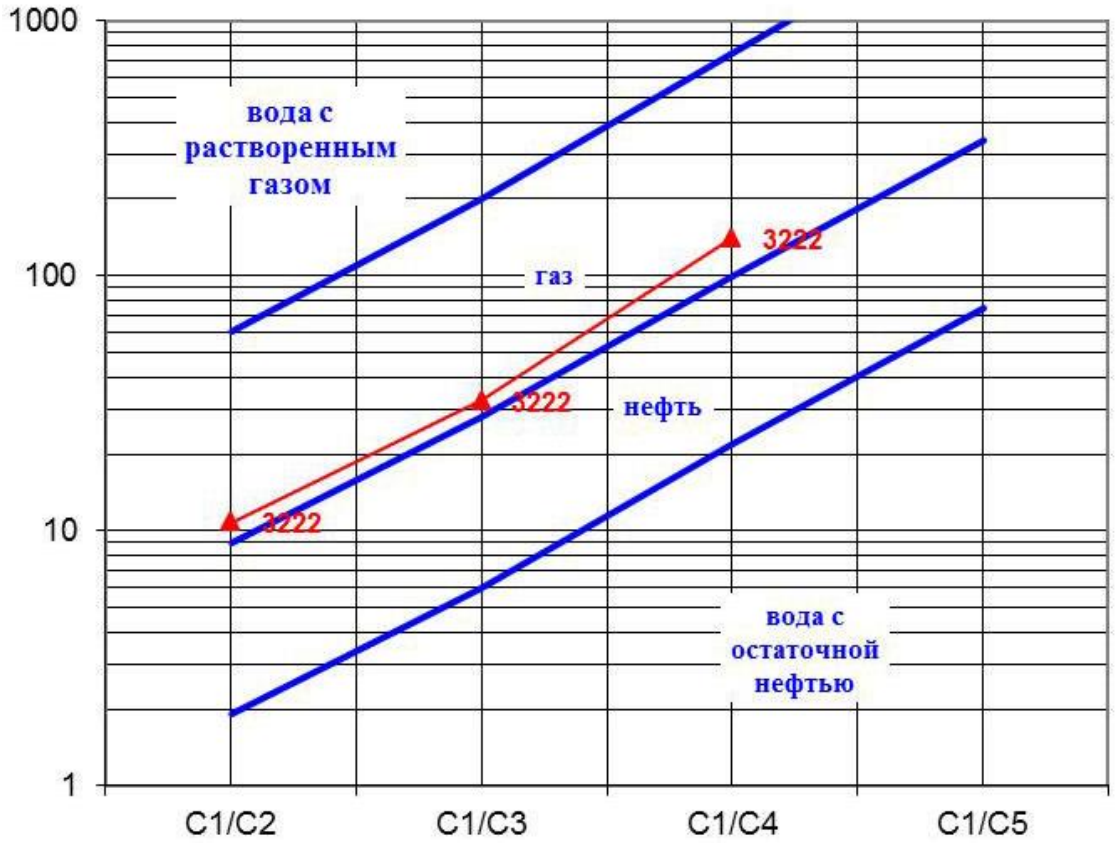


Рис.10.28. Пример графической оценки характера насыщения пласта по соотношениям Пикслера.

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.10.29.

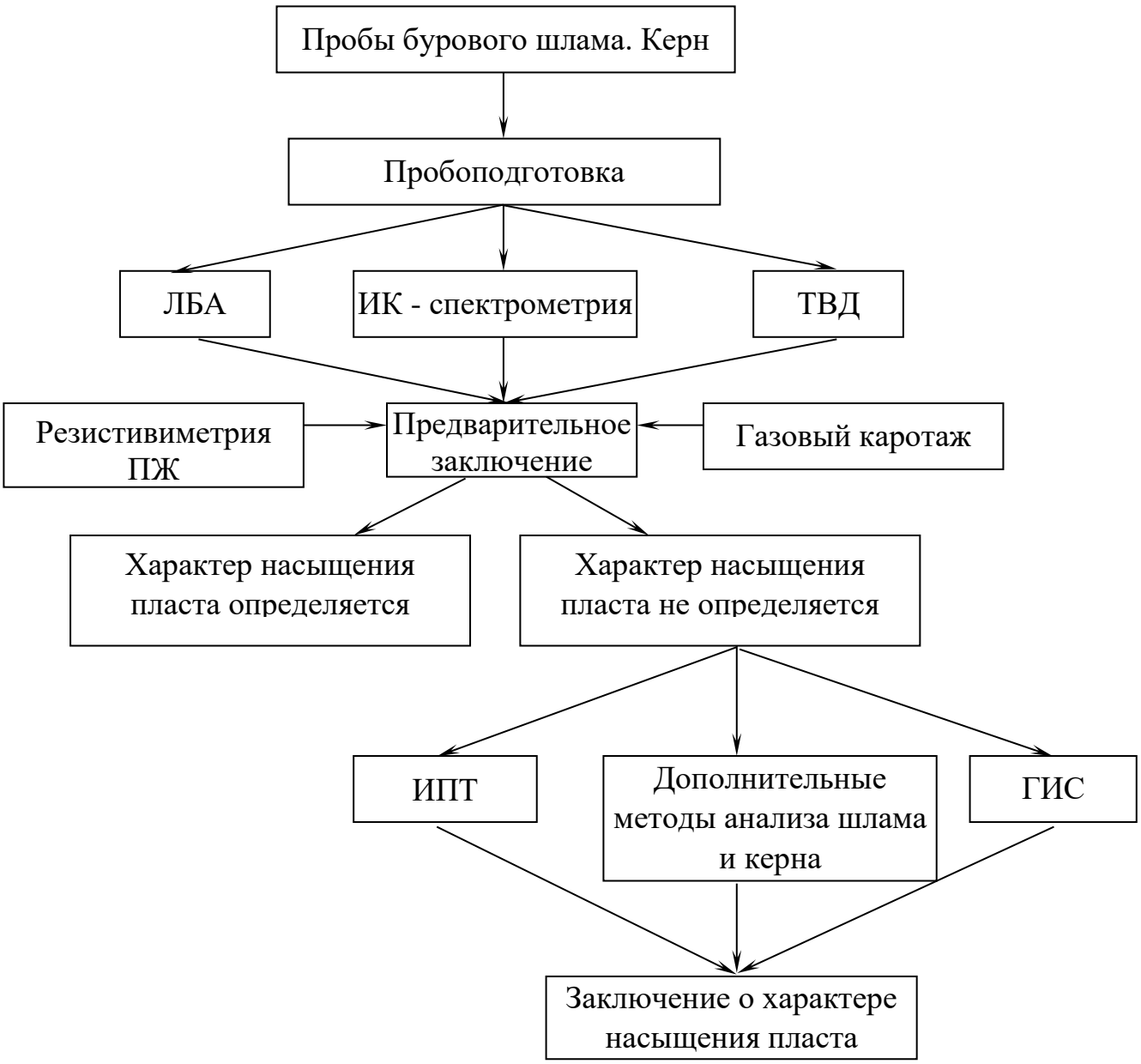


Рис.10.29. Технологическая схема определения характера насыщения пласта

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.10.30).

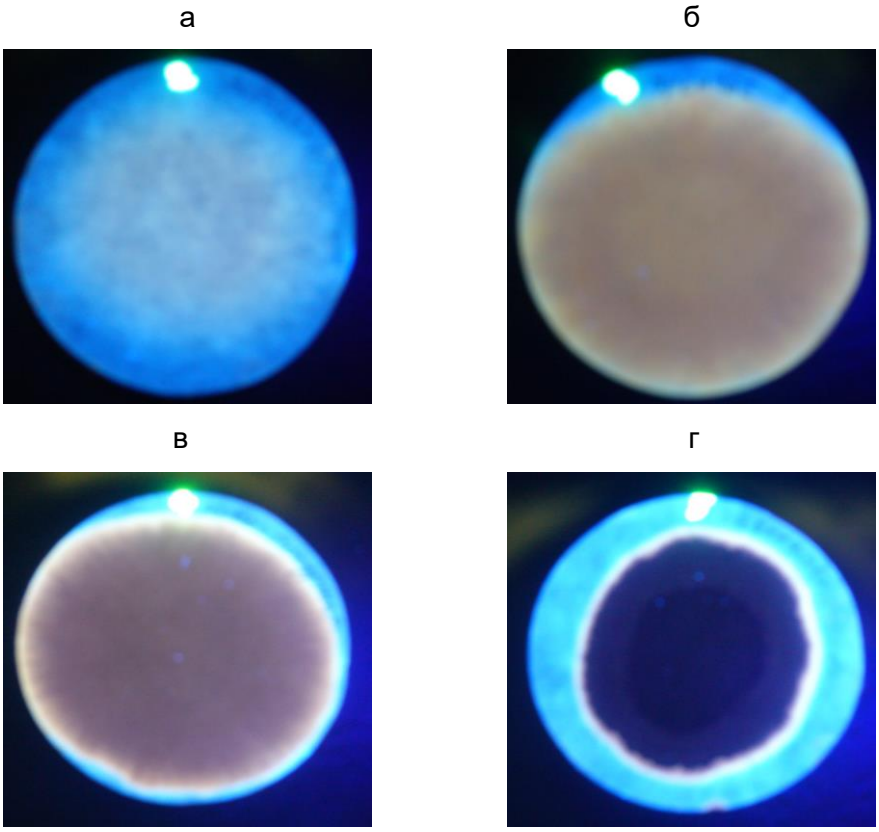


Рис.10.30. Фотоснимки капиллярных вытяжек газоконденсата и нефти в ультрафиолетовых лучах:
а - газовый конденсат; б – лёгкая нефть; в – нефть; г – тяжёлая нефть

Беловато-голубой цвет разной интенсивности свидетельствует о наличии в коллекторе газоконденсата или лёгкой нефти, не содержащей смол и асфальтенов (рис.10.30(а)). Беловато-жёлтый или голубовато-жёлтый цвета характерны для нефтей с незначительным содержанием смол и асфальтенов (рис.10.30 (б)). Жёлтые, светло-коричневые и коричневые цвета присущи нефти с повышенным содержанием масел и асфальтенов (рис.10.30 (в)), а тёмно-коричневые цвета с изменением до чёрного свидетельствуют о вскрытии пород с повышенным содержанием тяжёлой нефти или битума (рис.10.30 (г)).

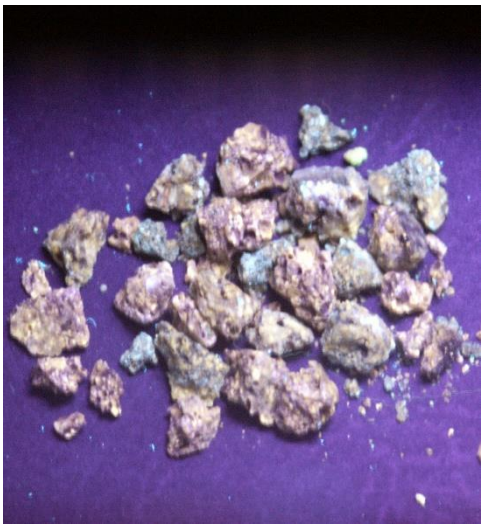
В зависимости от состава битумоида его тип изменяется от лёгкого (ЛБ) для газоконденсатных залежей, маслянистого (МБ) и маслянисто-смолистого (МСБ) для нефтенасыщенных пластов, до смолистого (СБ) и смолисто-асфальтенового (САБ) для тяжёлых нефтей и битумов.

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.

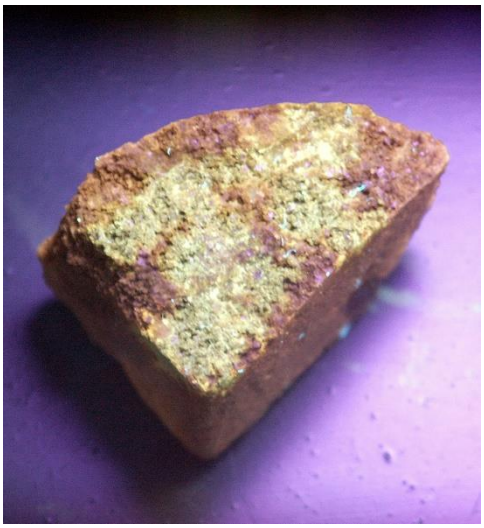
Хорошие результаты по оценке характера насыщения пород-коллекторов дает фотографирование бурового шлама и керна в ультрафиолетовых лучах с различным увеличением.

На фотографиях (рис.10.31) показаны пробы бурового шлама и образцы керна, сфотографированные в УФ-лучах.

а



г



б



д



в



е



Рис.10.31 Фотографии проб бурового шлама (а-в) и керна (г-е) в УФ-лучах

На фотографиях образцов керна (рис.10.31(г-е)) цвет люминесценции для песчаника известковистого (рис.10.31(г)) и известняка доломитистого (рис.10.31(е)) изменяется от светло-желтого до желто-коричневого, что характерно для маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов. На рис.10.31(г) хорошо видна неравномерная (пятнистая) пропитка образца песчаника нефтью. При съемке образца песчаника в УФ-лучах (рис.10.31(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.10.31 (а,б,в)) прекрасно подтверждают это. На рис.10.31(б) прекрасно виден характер насыщения породы легкой нефтью или газоконденсатом. На рис.10.31(в) характер насыщения – нефть, а на рис.10.31(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.10.32 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).

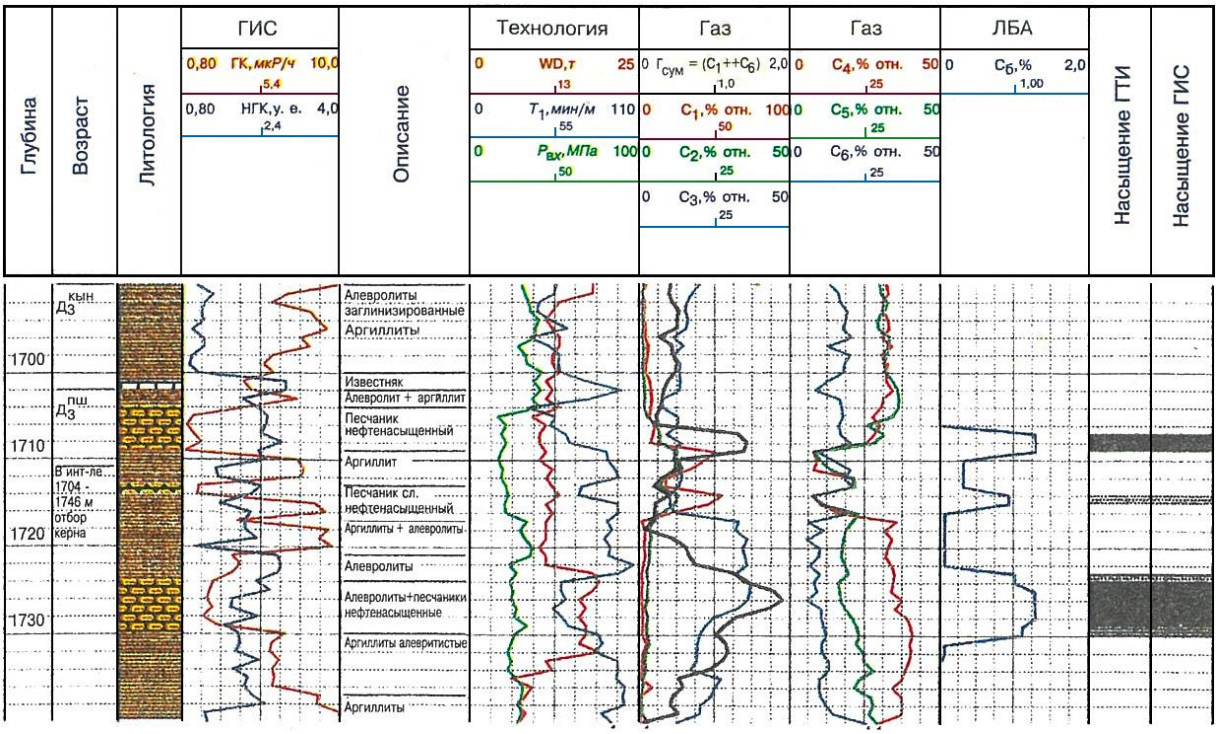


Рис.10.32. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов в процессе бурения.

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.10.33 показан пример использования метода ЭДМ со стандартными методами анализа шлама. [16]

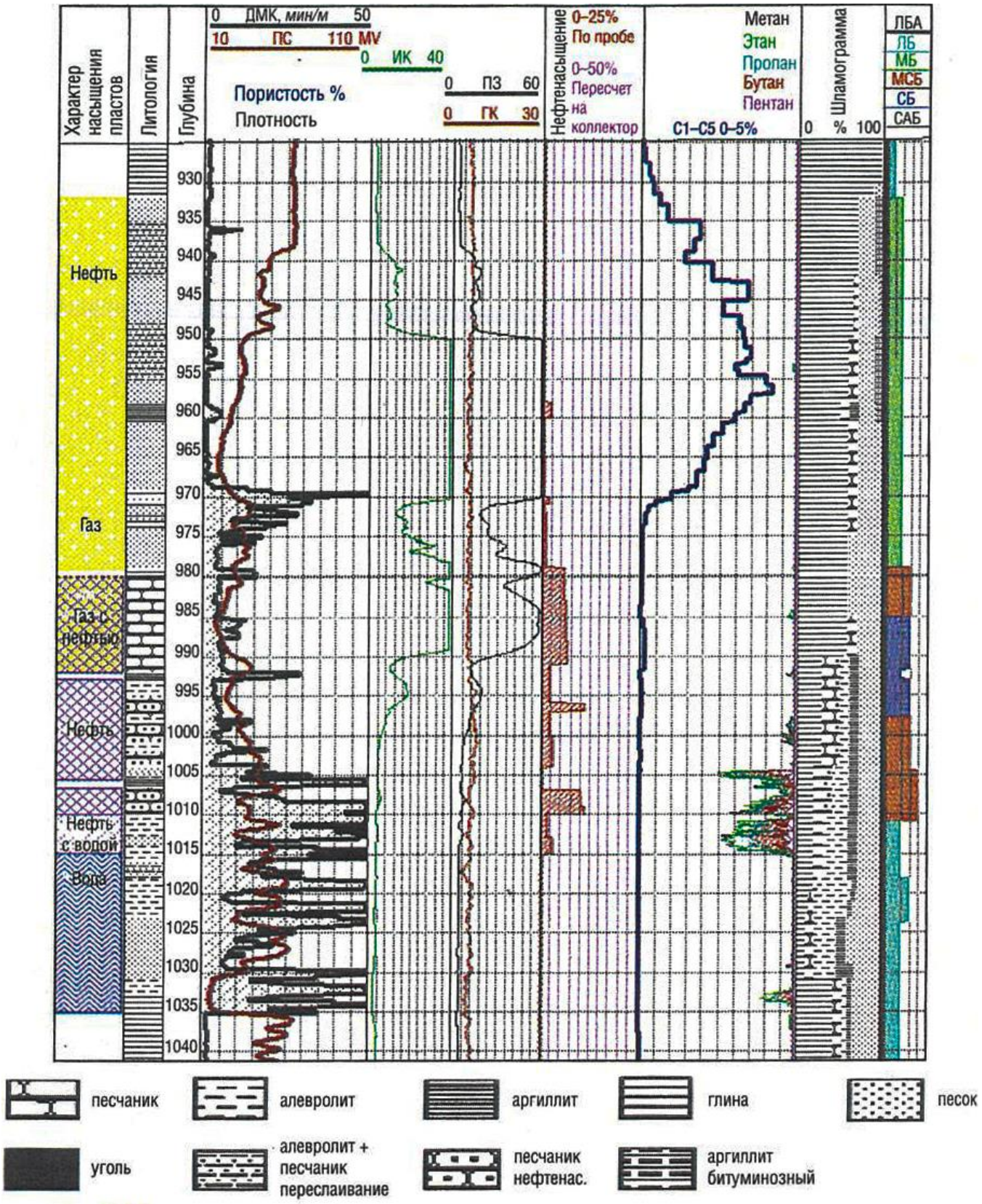


Рис.10.33. Скв.618. Газовая, газонефтяная и нефтяная залежи в пластах ПК-1-3.

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 10.11.

Таблица 10.11.

Оценка характера насыщения коллектора по данным анализа проб промывочной жидкости, бурового шлама и керна

Характер насыщения коллектора	**Газонасыщенность, $см^3/л$**	$\frac{CH_4}{\sum C_2 + в}$	**Люминесцентно-битуминологический анализ**			**Нефтебитумосодержание в породе, мг/г**	**Дополнительные признаки**
			Баллы	**Цвет люминесценции**	**Тип битумоида**		
Газ	50-300	45-80	-	-	-	-	Газирование ПЖ на выходе из скважины
Газоконденсат	50-200	20-45	2-5	Б-Г, Б	ЛБ	>5	Газирование ПЖ на выходе из скважины
Нефть	10-80	1-20	3-5	Г-Ж, Г, Ж, Ж-К, К	МБ, МСБ, СБ	>5	Запах нефти от шлама, керна, нефтяные пятна на поверхности ПЖ
Вода	1-10	15-30	≤2	Б-Г	ЛБ, МБ	5<	Повышение минерализации ПЖ. Снижение УЭС ПЖ

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.

11. 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. 11.1.

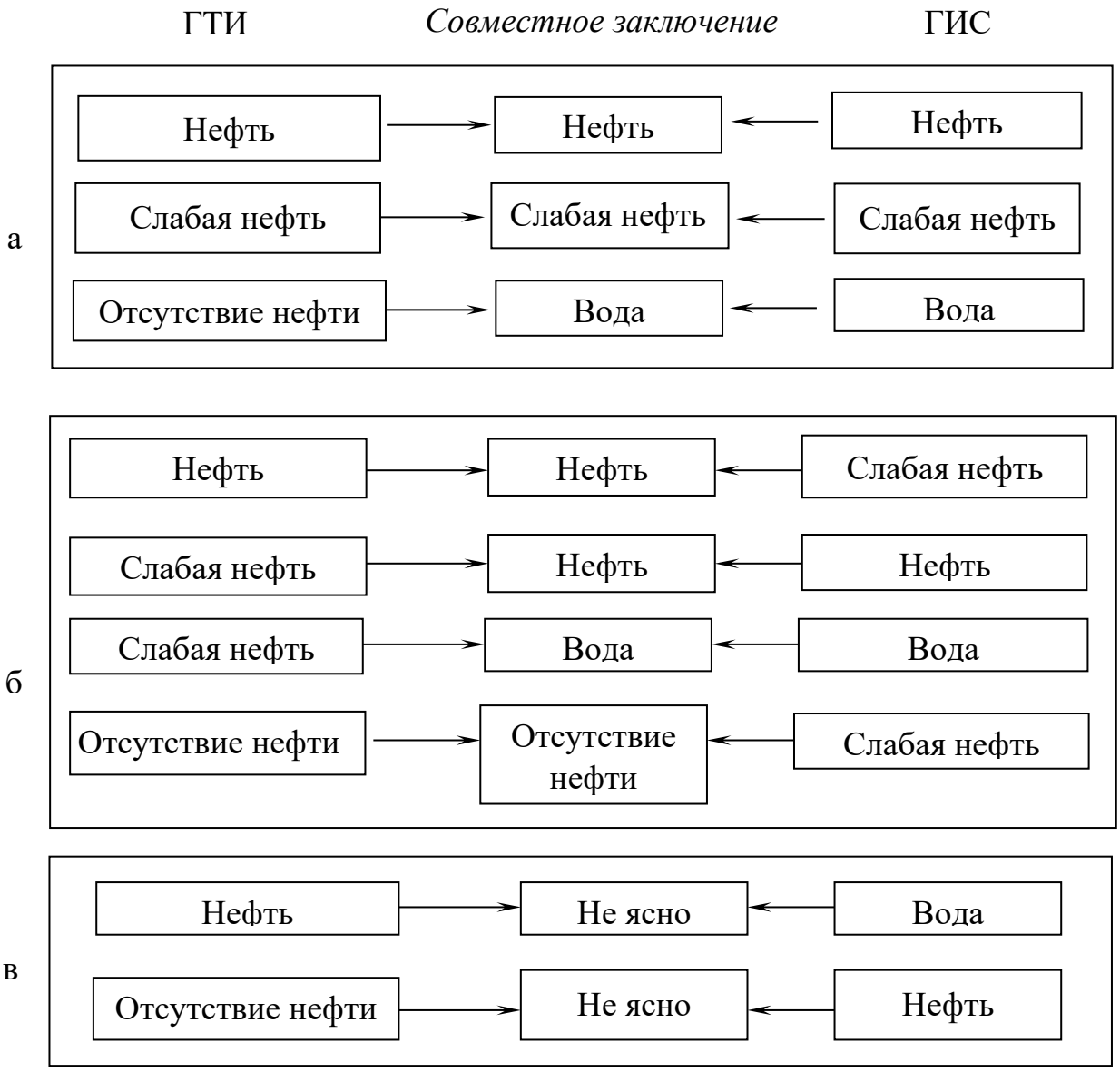


Рис. 11.1. Схема принятия решений для определения характера и степени насыщения пласта по данным ГИС-ГТИ

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 11.1. [11, 78]

Таблица 11.1

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.
	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
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.

12. 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 10.1. 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 [92]. 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.12.1 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 [95].

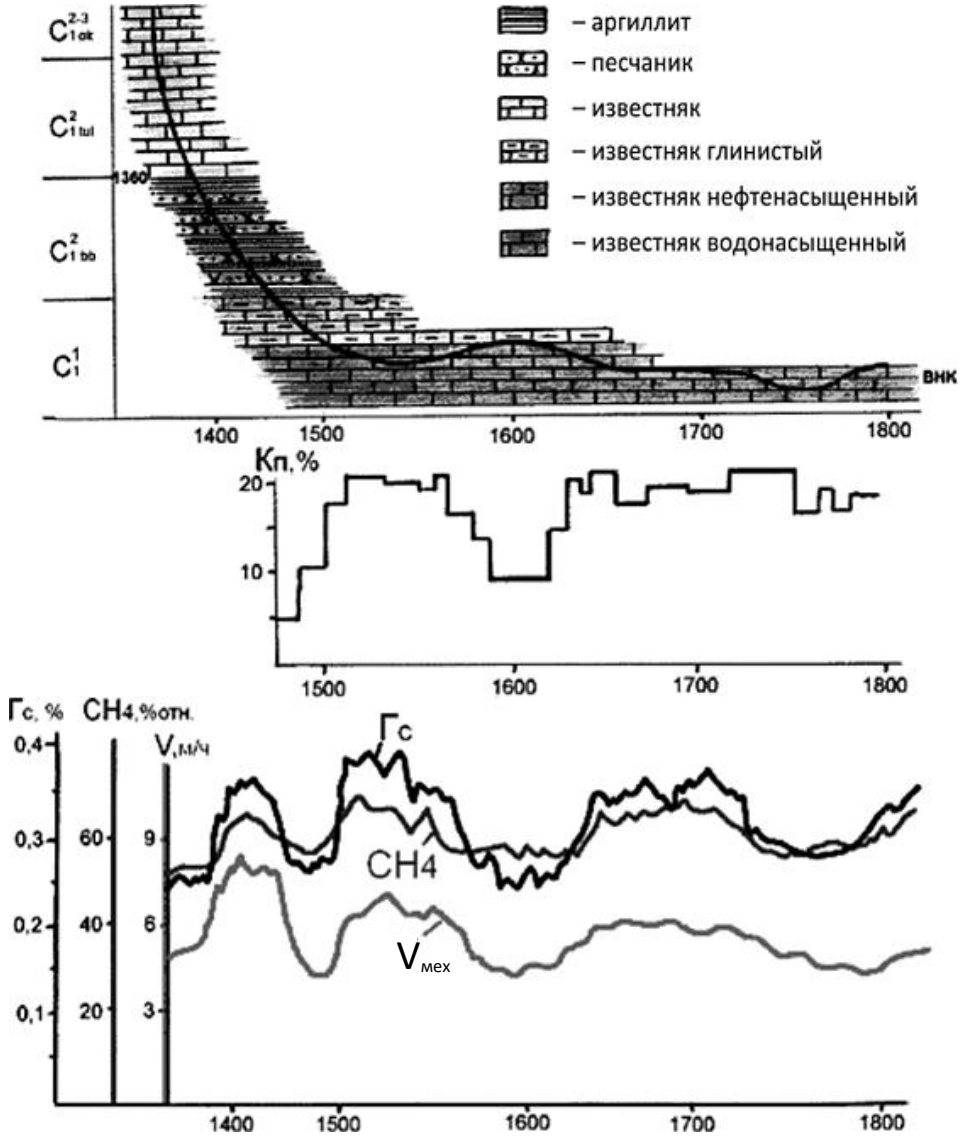


Рис. 12.1. Проведение геологических исследований в процессе бурения горизонтальной скважины на Татышлинской площади (Республика Башкортостан).

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.12.2. представлены соотношения содержания отдельных углеводородных газов в газоконденсатной залежи и покрышке на примере Варьеганско-Тагринского района Зап. Сибири.

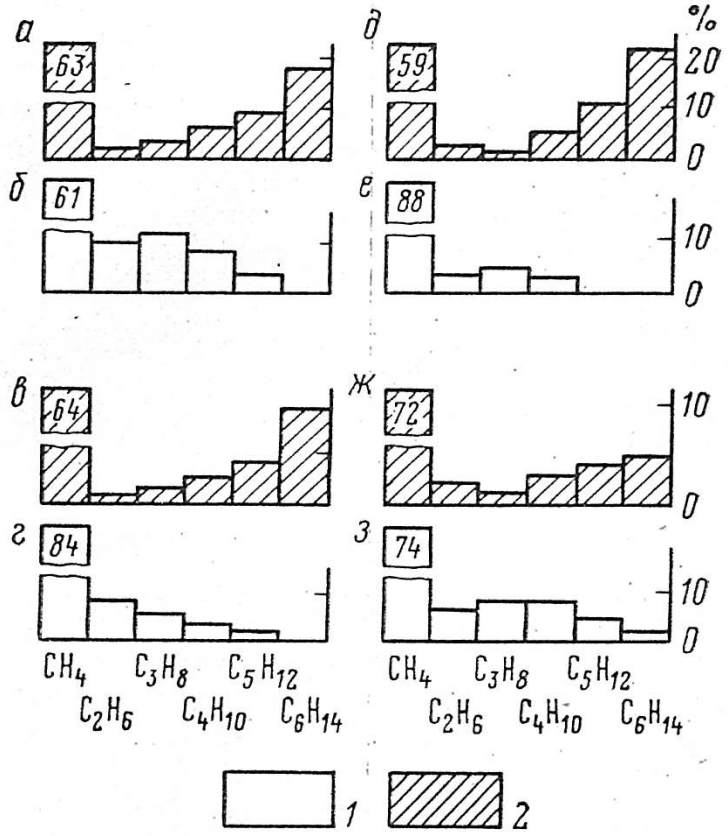


Рис.12.2. Соотношение содержаний (в %) отдельных углеводородных компонентов (C_1 – C_6) газов залежей (1) и глинистых покрышек (2) на примере Варьеганско-Тагринского района Западной Сибири (по И.С. Старобинцу, Е.А. Матюхину, М.В. Обуховой).

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.

На рис. 12.3. показано изменение относительного состава газа на границах раздела газ-нефть по одной из скважин Федоровского месторождения.

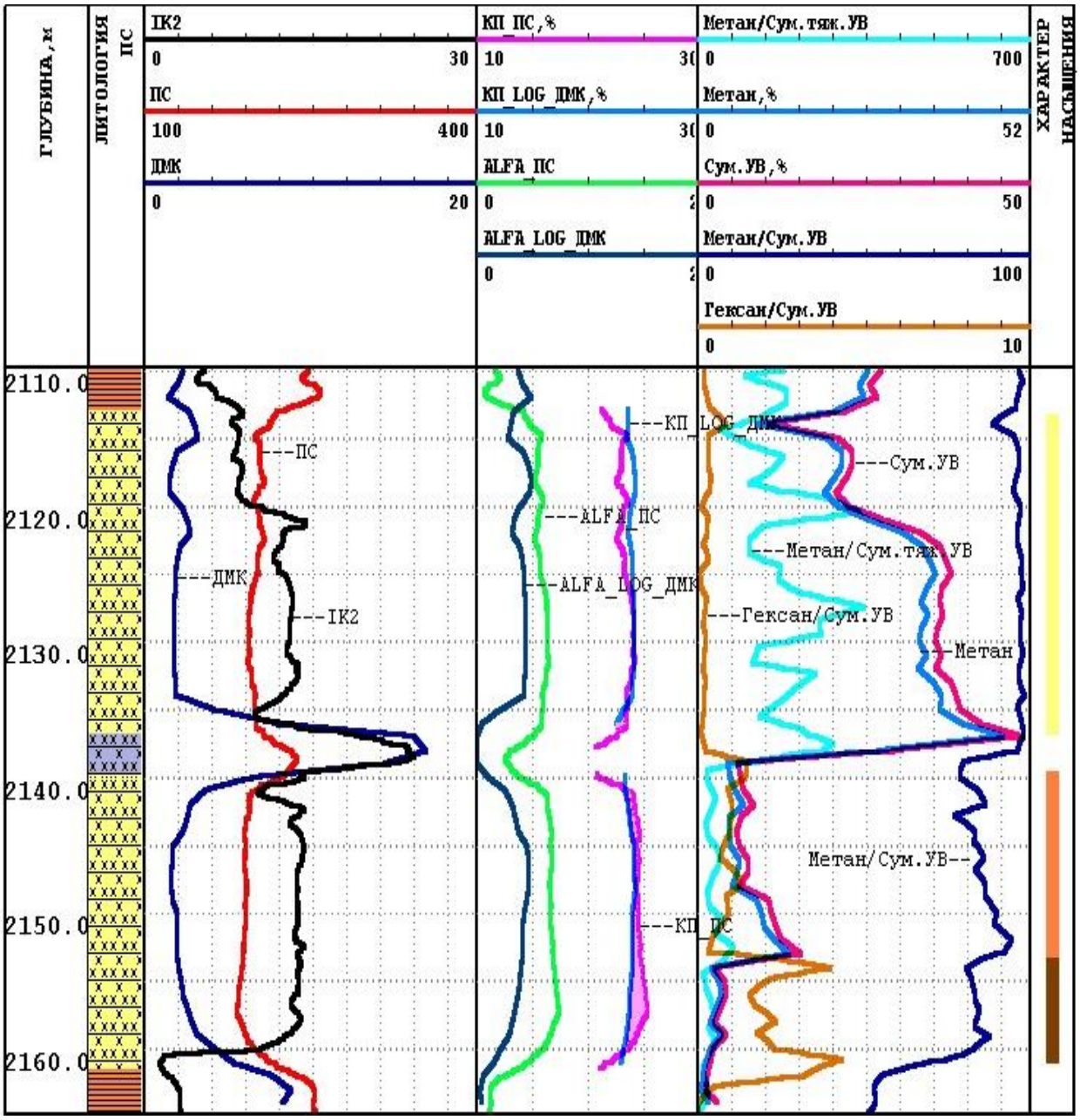


Рис. 12.3. Изменение относительного состава газа на границах раздела газ-нефть (скв.5185, Федоровское месторождение).

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 [94]. В разрезе баженовской свиты выделяют три типа коллекторов: порово-трещинный, развитый в битуминозных аргиллитах, трещинный и трещинно-кавернозный, развитый в карбонатных окремнелых породах [95]. 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.12.4.

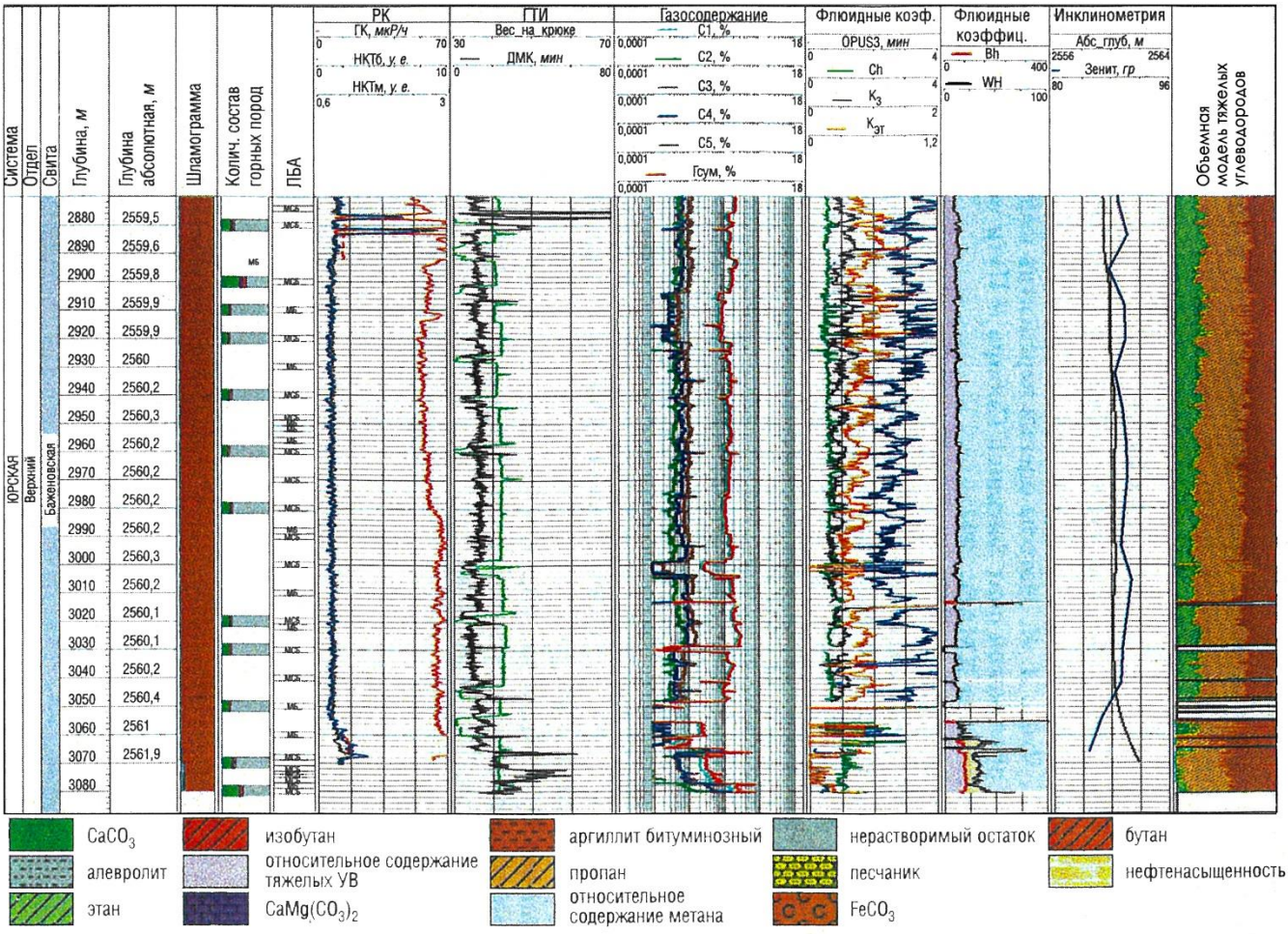


Рис.12.4. Геолого-геофизическая характеристика баженовских отложений в Галяновской скважине.

Изменение газонасыщенности ПЖ и относительного состава газа, люминесценции породах пласта-коллектора являются предпосылкой выделения по данным газового каротажа, ЛБА и ИК-спектрометрии проницаемых интервалов, содержащих подвижную нефть.

В таблице 12.1 показаны результаты анализа проб бурового шлама с использованием микроскопии, карбонатометрии, ЛБА и ИК-спектрометрии по одной из горизонтальных скважин, пробуренной в баженовской свите.

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.

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 водосном слое нефтяной залежи.[51]

Внедрение новых технических, методических и программных средств существенно повысит эффективность геолого-геохимических исследований при бурении горизонтальных скважин.

Таблица 12.1

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 экстрагента, $см^3$	Концентрация нефти, $мг/г_{породы}$	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, %	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

Заключение

Как показано в книге, геолого-геохимические исследования в процессе бурения, позволяют оперативно решать целый ряд важных геологических задач, включая детальное изучение разреза бурящихся скважин и выявление потенциально продуктивных на нефть и газ пластов.

Газовый каротаж позволяет по изменению газонасыщенности промывочной жидкости своевременно предупреждать аварийные ситуации, связанные с внезапными выбросами нефти и газа.

Грамотное и оперативное использование информации о физико-механических свойствах разбуриваемых пород позволяет своевременно вносить коррективы в применяемую технологию бурения, режимы первичного вскрытия продуктивных пластов и зон с аномально-высокими пластовыми и поровыми давлениями.

Совершенствование технических, методических и программных средств геолого-геохимических исследований позволит повысить качество работ и информативность получаемой информации.

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.

Список литературы

1. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 53375-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. М.: Стандартинформ. 2009.
2. *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.
3. *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.
4. *Чекалин Л.М., Моисеенко А.С., Шакиров А.Ф. и др*. «Геолого-технологические исследования скважин». М.: Недра. 1993. 240 с.
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. «Методические рекомендации по проведению оперативных геологических исследований разрезов нефтяных и газовых скважин», г. Тверь, 2012, С. 87.
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., Славнитский Б.Н.* «Автоматизация процесса оперативного изучения шлама и керна при проведении геолого-технологических исследований (ГТИ)». М, 1988, 7-я серия «Геология, геофизика, и разработка нефтяных месторождений», вып. 10, С. 12-14.
20. *Валитов Д.Б., Мельников А.А.* «Рентгенодифракционный и рентгенофлуоресцентный методы при геолого-технологических исследованиях». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. вып.№4(318). С. 25-36.
21. Pfau K., King R., Tonner D., etal. «Wellsite Geoscience Enhances Formation Evaluation while Drilling» World Oil. 2012. P. 51-59.
22. *Муравьев П.П., Сидорович С.Н.* «Методы оперативного изучения геологического разреза нефтегазовых скважин». Геофизика. Изд. ГЕРС», 2000. С. 82-85.
23. *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.
24. *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.
25. *Муравьев П.П.* «Применение метода электронного магнитного резонанса в процессе бурения разведочных скважин на нефть и газ». Всесоюзная конференция «Применение магнитного резонанса в народном хозяйстве». Часть 1. Казань. 1988. С. 159.
26. *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.
27. *Барташевич О.В.* «Нефтегазопоисковая битуминология». М.: Недра. 1984. 287 с.
28. *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.
29. *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).
30. *Ковба Л.И.* «Рентгенофазовый анализ». М.: МГУ. 1976. 232 с.
31. Рентгеновский дифрактометр ВТХ II. Руководство по эксплуатации / Пер. с англ. ВТХ II – X-Ray Diffraction Analyzer // User's Manual (DMTA-10031-01EN-Rev.B, February 2014) DMTA-10031-01RU. Версия А. Май 2014. 66 с.
32. *Пущаровский Д.Ю.* Рентгенография минералов. М.: Изд. Геоинформмарк, 2000. 292 с.

33. *Борходоев В.Я.* «Рентгенофлуоресцентный анализ горных пород способом фундаментальных параметров». Магадан. Изд. СВКНИИ ДВО РАН. 1999. 279 с.
34. 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 C. Апрель 2017.154 с.
35. «Руководство по определению коллекторских свойств горных пород и насыщающих их флюидов методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР)». РД 39-4-1070-84. М.: ВНИИЯГГ. 1984.
36. *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.
37. *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.
38. *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.
39. *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.
40. *Стрельченко В.В.* «Геофизические исследования скважин». М.: Недра. 2008. 551 с.
41. *Попов И.Ф., Рязанцев Н.Ф.* «Бурение скважин». Тверь. Изд. Триада. 2014. 126 с.
42. *Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В.* «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». М.: Изд. Нефть и газ. 1997. 679 с.
43. *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.
44. *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.
45. *Померанц Л.И.* «Газовый каротаж». М.: Недра. 1982. 240 с.
46. *Лукьянов Э.Е.* «Геомеханическое моделирование в процессе строительства скважин». Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири». 2018. 719 с.
47. *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.

48. *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.
49. *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.
50. *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.
51. *Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* «Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов». М.: Недра. 1984. 248 с.
52. «Геология и геохимия природных горючих газов». Справочник. Под ред. *И.В. Высоцкого.* М.: Недра. 1990. 315 с.
53. «Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов». Под ред. *И.С. Старобинца и М.К. Калинко.* М.: Недра. 1985. 239 с.
54. *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.
55. *Черемисинов О.А.* «Проблемы газометрии скважин». М.: Недра. 1973. 214 с.
56. *Истомин В.А., Якушев В.С.* «Газовые гидраты в природных условиях». М.: Недра. 1992. 236 с.
57. *Макогон Ю.Ф.* «Гидраты природных газов». М.: Недра. 1974. 208 с.
58. *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.
59. «Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах». Под ред. *С.Н. Симакова.* Л.: Недра. 1986. 248 с.
60. «Геология нефти и газа». М.: Недра. 1980. 245 с.
61. *Голубев И.Ф., Гвоздилов И.Я.* «Вязкость газовых смесей». М.: Стандарты. 1971. 340 с.
62. *Чекалин Л.М.* «Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов». М.: Недра. 1965.
63. *Старобинец И.С., Ломейко Н.Н.* «Извлечение и анализ рассеяных газов при геохимических поисках залежей углеводородов». М.: Недра. 1977. 239 с.
64. *Зорькин Л.М.* «Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов». М.: Недра. 1973.
65. *Салманов Ф.К.* «Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа». М.: Недра. 1974. 280 с.
66. *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.
67. *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.
68. *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.: ВНИИгеофизика. 1975. 90 с.
69. *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.
70. *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.
71. *Яшин Я.И., Яшин А.Я.* «Газовая хроматография». М.: Изд. «Транлит». 2009. 518 с.
72. *Лукьянов Э.Е., Цыглеев Л.Я., Бурханов О.Х.* «Полевой экспресс-хроматограф ГХ-П001». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС.2009. Вып.69. С. 97-104.
73. *Махмутов Ш.Я., Лугуманов М.Г.* «Аппаратурно-программные комплексы газового каротажа». //НТВ «Каротажник», Тверь. Изд. АИС. 2005. С. 86-95.
74. *Лебедев А.Т.* «Масс-спектрометрия для анализа объектов окружающей среды». М.: Техносфера. 2013. 633 с.
75. *Лукьянов Э.Е.* «Газовый каротаж: есть ли свет в конце туннеля». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2008. Вып.7. С. 3-49.
76. РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». ОАО НПО «Бурение». М. 2004.
77. «Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин». М.: Недра-бизнесцентр. 2005. 808 с.
78. *Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домащенко Г.М.* «Испытание скважин в процессе бурения». М.: Изд. «Физматкнига». 2009. 480 с.
79. *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.
80. *Недоливко И.М., Ежова А.В.* «Петрофизические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов». Томск. Изд. Томского политехнического университета. 2012. 172 с.
81. *Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е.* «Литология нефтегазоносных толщ». М.: Недра. 1991. 286 с.
82. *Ханин Л.А.* «Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение». М.: Недра. 1969. 368 с.
83. *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.
84. «Справочник по геологии нефти и газа» М.: Недра. 1984. 480 с.
85. *Воронов А.Н., Махмудов А.Х., Несмелова З.Н. и др.* «Природные газы осадочной толщи». М.: Недра. 1976. 232 с.
86. *Гриценко А.И., Петровский Т.Д., Юшкин В.В.* «Углеводородные конденсаты месторождений природных газов». М.: Недра. 1983. 263 с.

87. *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.
88. *Чекалин Л.М.* «Методические рекомендации по проведению газового каротажа и интерпретация его результатов». Саратов. 1970. 75 с.
89. *Чиж А.И.* «Результаты опробования палеток фирмы «GeoServices» 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.
90. Haworth I.H., Sallens M. “Whittaker/ Interpretation of hydrocarbon Shows using light ($C_1 – C_5$) hydrocarbon gases from mudlog data”. APG Bulletin – 1985. vol.69. h 8. p.1305-1310.
91. *Тарасова Е.В., Миникеев Р.Р.* «Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2015. Вып.6.
92. *Кожевников С.В., Стрельченко В.В., Орлов Н.М.* «Влияние особенностей процесса шламообразования при бурении горизонтальных скважин и на решение задачи литологического расчленения геологического разреза по данным геолого-технологических исследований». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. Вып.5. С.78-90.
93. *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.
94. *Фридман М.Я., Диева Э.В., Муравьев П.П., Глебочева Н.К., Ермакова С.А.* «Опыт использования ГТИ в комплексе геолого-геофизических исследований баженовской свиты Среднего Приобья». // НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2006. Вып.2-4. С.199-208.
95. *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.