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

Практическое пособие

для операторов-геологов станций ГТИ
и интерпретаторов КИП



Тверь

ООО НПК «Геоэлектроника сервис»

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

Практическое пособие

для операторов-геологов станций ГТИ

и интерпретаторов КИП

Тверь
2026

Аннотация

В пособии подробно изложено современное состояние технических, методических и программных средств для оперативных геолого-геохимических исследований в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Подробно описаны физические основы методов оперативного анализа проб бурового шлама и керна, промывочной жидкости и проб пластового флюида с учетом последних достижений в области аппаратно-методических и программных разработок.

На практических примерах показано решение ряда основных геологических задач: литолого-стратиграфического расчленения разреза в процессе бурения, выделения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений, выделение пластов-коллекторов, оценка характера их насыщения, особенности исследования наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Рассмотрены перспективы развития геолого-геохимических исследований нефтяных и газовых скважин.

Данное пособие предназначено для операторов-геологов станций ГТИ, интерпретаторов службы КИП, слушателей курсов ГТИ, студентов и аспирантов нефтегазового профиля.

Оглавление

Введение.
1. Основные задачи геолого-геохимических исследований.
2. Обязанности и права оператора-геолога станции ГТИ.
3. Технология проведения исследований бурового шлама и керна.
   3.1. Отбор и привязка проб бурового шлама к глубине.
   3.2. Подготовка проб бурового шлама и образцов керна к исследованиям.
   3.3. Факторы, влияющие на качество отбираемых проб бурового шлама.
4 Применяемые методы анализа и исследований проб бурового шлама и образцов керна.
   4.1. Фракционный анализ проб бурового шлама.
   4.2. Описание горных пород по шламу и керну.
   4.3. Фотодокументирование проб бурового шлама и керна.
   4.4. Определение карбонатности горных пород.
   4.5. Определение плотности и пористости горных пород по шламу и керну.
   4.6. Люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового шлама и керна.
   4.7. Экстракционно-дистилляционный метод исследования проб бурового шлама и керна.
   4.8. Газометрия горных пород по шламу и керну.
5. Перспективные методы исследования бурового шлама и керна.
   5.1. Инфракрасная спектрометрия горных пород.
   5.2. Пиролиз горных пород.
   5.3. ЭПР-спектроскопия горных пород.
   5.4. Рентгенодифракционный анализ горных пород.
   5.5. Рентгенофлуоресцентный анализ горных пород.
6. Оперативные исследования проб промывочной жидкости и пластового флюида.
   6.1. Отбор и привязка проб промывочной жидкости к глубине.
   6.2. Глубокая дегазация проб промывочной жидкости.
   6.3. Определение физико-химических свойств промывочной жидкости и пластового флюида.
   6.4. Отбор и анализ проб пластового флюида.
7 Газовый каротаж. Основные сведения.
   7.1. Состав газов нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.
   7.2. Природа газовых аномалий.
   7.3. Модификации газового каротажа. Регистрируемые и расчетные параметры.
   7.4. Аппаратура и оборудование газового каротажа.
8. Краткие сведения о параметрах режима бурения и промывки.
   8.1. Механическая скорость бурения.
   8.2. Расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины.
   8.3. Уровень и объем промывочной жидкости в приемных емкостях.
9. Оперативная интерпретация геолого-геохимической информации и технологической информации для решения геологических задач.
   9.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
   9.2. Выделение пластов с аномально высокими поровыми (АВПоД) и пластовыми (АВПД) давлениями.
      9.2.1. Аномально высокие поровые и пластовые давления. Сходство и различия.
      9.2.2. Давление в скважине.
      9.2.3. Выделение пластов с аномально высоким поровым давлением.
      9.2.4. Выделение пластов с аномально высоким пластовым давлением.
   9.3. Выделение пластов-коллекторов.
      9.3.1. Общие сведения о породах-коллекторах.

9.3.2. Прогнозирование и определение вскрытия кровли пласта-коллектора.
9.3.3. Выделение пластов-коллекторов.
9.4. Оценка характера насыщения пласта-коллектора.
9.4.1. Общие сведения о залежах нефти и газа.
9.4.2. Методы оценки характера насыщения пласта-коллектора.
10. Особенности проведения геолого-геохимических исследований при бурении горизонтальных скважин.
11. Выдача рекомендаций и заключений.
12. Схемы обмена геологической, геохимической, технологической, геофизической и гидродинамической информацией в процессе проводки скважины.
13. Оценка качества материалов геологических исследований.
14. Список литературы

Введение

Оперативные геологические исследования в процессе бурения опорно-параметрических, поисковых и разведочных скважин являются главнейшей составляющей промыслово-геофизических работ.

Это обусловлено рядом принципиальных факторов, основными из которых являются следующие:

- все исследования проб бурового шлама, промывочной жидкости и проб пластового флюида проводятся непосредственно в процессе бурения скважин;
- буровой шлам, керн, промывочная жидкость и пробы пластового флюида являются источниками прямой геологической информации об исследуемом разрезе.

Эти особенности придают особую важность и значимость оперативным геологическим исследованиям.

Ещё одной особенностью данного вида работ является то, что отбор проб бурового шлама и керна нельзя повторить с уже пробуренного интервала исследуемой скважины, что налагает особую ответственность на оператора-геолога станции ГТИ.

Оператор-геолог станции ГТИ при исследовании опорно-параметрических, поисковых и разведочных скважин должен быть главным действующим лицом на буровой, от грамотных решений которого во многом зависит решение геологических задач при проводке скважины.

Фактический разрез скважины и положение стратиграфических границ и потенциально продуктивных нефтегазоносных пластов практически всегда не совпадают с прогнозными по геолого-техническому наряду (ГТН) и при отсутствии достоверных знаний о реальном расположении границ пластов высока вероятность пропуска продуктивного пласта, с потерей возможности отбора керна, для дальнейшего его изучения и оценки промышленной продуктивности.

Особенно это характерно при бурении глубоких поисковых и разведочных скважин в работах со сложными горно-геологическими условиями.

Большое значение для решения поставленных задач при проведении оперативных геологических исследований имеют следующие факторы:

- правильный выбор технических, методических и программных средств оперативного контроля;
- правильный выбор интервалов отбора проб бурового шлама и промывочной жидкости;
- высокие эксплуатационные характеристики применяемого оборудования, аппаратуры и приборов;
- высокое профессиональное мастерство оператора-геолога станции ГТИ.

В связи с вышеизложенным в настоящих рекомендациях подробно рассмотрены основные технические характеристики применяемых и перспективных приборов для проведения оперативных геологических исследований, а также аппаратуры газового каротажа. Дана технология проведения работ по отбору и анализу проб бурового шлама и промывочной жидкости.

Рассмотрены способы решения основных задач оперативной интерпретации получаемой информации:

- литолого-стратиграфического расчленения разреза;
- выделения потенциально-перспективных на нефть и газ пластов в разрезе скважины;
- выделения интервалов с аномально высокими поровыми (АВПоД) и пластовыми (АВПД) давлениями;
- оценки характера насыщения выявленных пластов-коллекторов;
- раннего обнаружения и предупреждения внезапных выбросов нефти и газа.

Приведенные технологии и методики исследований и интерпретации базируются на использовании современных приборов, аппаратуры и оборудования, методических и программных средств, что позволяет на высоком уровне решать поставленные геологические задачи.

Методические рекомендации разработаны с учетом требований изложенных в ГОСТ Р 53375-2009. [1]

Данные рекомендации предназначены для операторов-геологов станций ГТИ и могут быть полезны для интерпретаторов службы КИП, студентов геологических факультетов ВУЗов и слушателей курсов ГТИ.

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 также газового каротажа. Геолого-геохимические исследования являются неотъемлемой частью комплекса методов ГТИ и поэтому должны проводиться совместно с использованием механического, фильтрационного, виброакустического, энергокаротажа, термометрии и резистивиметрии промывочной жидкости.

Отличительной особенностью геолого-геохимических исследований является то, что объекты исследования: керн, буровой шлам и промывочная жидкость служат источником 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 используемой 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 знаний (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.

2. Обязанности и права оператора-геолога станций ГТИ.

2.1. Обязанности оператора-геолога станций ГТИ:

- знать горно-геологические условия исследуемого района работ;
- изучить геолого-технический наряд на исследуемую скважину и технологическую карту проведения буровых работ;
- детально ознакомиться с техническим заданием на проведение геолого-технологических исследований;
- пройти практический курс обучения на аппаратуре, приборах и оборудовании, предназначенных для отбора и исследования керна, проб бурового шлама, промывочной жидкости и пластового флюида;

- изучить методическое и программное обеспечение, прилагаемое к техническим средствам, а также для решения геологических задач: литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины, выделения коллекторов, выделения зон АВПД и АВПоД, оценки характера насыщения пластов, комплексной интерпретации материалов ГТИ, ГИС, ИПТ;
- выполнять в полной мере весь объем работ по геологическим исследованиям, предусмотренный техническим заданием на скважину;
- знать и соблюдать правила техники безопасности при отборе проб шлама, промывочной жидкости, пластового флюида и образцов керна;
- строго придерживаться правил техники безопасности при работе и техническом обслуживании лабораторного оборудования, аппаратуры, приборов, химпосуды и химреагентов;
- все анализы, предусматривающие использование химреактивов, проводить в вытяжном шкафу, особенно, если это указано в руководстве по проведению геолого-технологических исследований;
- немедленно предупреждать бурового мастера, супервайзера и дежурного геолога при несовпадении реального разреза бурящейся скважины с прогнозным разрезом по ГТН;
- своевременно ставить в известность бурового мастера, супервайзера, технолога и дежурного геолога при первых признаках вскрытия пласта-коллектора, пластов с АВПоД и АВПД, а также при резкой смене литологического состава пород разбуриваемого разреза;
- ежесуточно передавать геологические сводки в геофизическую организацию и геологическую службу заказчика;
- постоянно поддерживать связь с оператором-технологом станции ГТИ, буровым мастером и супервайзером;
- участвовать в составлении сводных отчетов по скважине на каждом этапе перед передачей их заказчику.

2.2. Права оператора-геолога станций ГТИ.

Оператор-геолог станций ГТИ имеет право:

- иметь доступ для ознакомления с техническим проектом на строительство исследуемой скважины, а также иметь на станции копии ГТН на скважину и режимно-технологической карты;
- ознакомиться с техническим заданием на производство работ по ГТИ на исследуемой скважине;
- принимать участие в подборе оборудования, приборов и вспомогательных средств (химреактивов, лабораторной посуды, фильтровальной бумаги и т.д.);
- принимать участие в выборе методических и программных средств;
- участвовать в проводимых семинарах, совещаниях и курсах повышения квалификации;
- участвовать в комиссии при оценке качества сдаваемых материалов по геологическим исследованиям;
- давать предложения по совершенствованию технических, методических и программных средств геолого-геохимических исследований.

3. 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. 3.1.

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

Важным фактором является и продолжительность времени 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), 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 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.

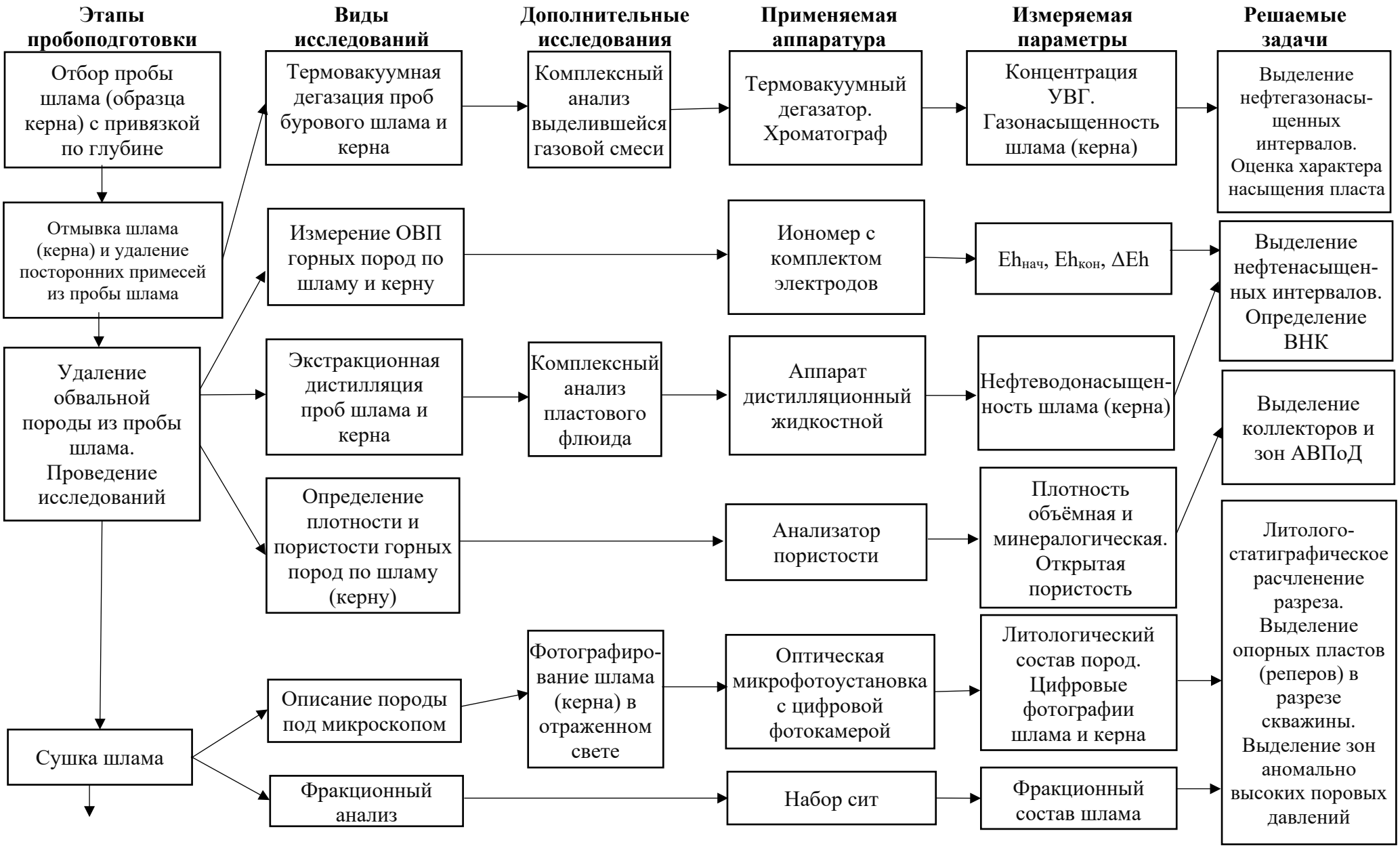


Рис. 3.1. Технологическая схема оперативных исследований проб бурового шлама и образцов керна.



Рис. 3.1. 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 имеет соблюдение определенных правил отбора проб бурового шлама и образцов керна и их пробоподготовка.

3.1 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 интервал отбора 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:

$$t_{\text{ш}} = \frac{H}{60(\upsilon_{\text{к.п}} - \alpha\upsilon_{\text{с.ш}})} \tag{3.1}$$

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

$$\upsilon_{\text{к.п}} = \frac{4Q\cdot 10^3}{\pi(D^2 - d_H^2)}, \tag{3.2}$$

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,

$$\upsilon_{\text{с.ш}} = 10^{-2}\text{к}_{\text{р}}\sqrt{l_{\text{ш}} \cdot \frac{\gamma_{\text{ш}} - \gamma_{\text{р}}}{\gamma_{\text{р}}}}, \tag{3.3}$$

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

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

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

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

$$t_{\text{ш}i} = \frac{l_i}{60(\upsilon_{\text{к.п}i} - \alpha\upsilon_{\text{с.ш}})}, \tag{3.4}$$

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

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

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

$$t_{ш} = \sum_{i=1}^{n} t_{шi} \ , \tag{3.5}$$

где n – количество секций.

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

$$t_{ш} = \frac{H+\Delta H}{60(\upsilon_{к.п} - \alpha\upsilon_{с.ш})} \tag{3.6}$$

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.

$$CaC_2+2H_2O \rightarrow C_2H_2+Ca(OH)_2 \tag{3.7}$$

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:

$$T_{ц}=T_{инд}-T_{н.ц.} \tag{3.8}$$

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:

$$T_{тр.} = \frac{H}{60(\upsilon_{тр} - \alpha\upsilon_{с.ш.})}. \tag{3.9}$$

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.

3.2 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

$$x = \frac{m_i}{m_ш} \cdot 100 \qquad (3.10)$$

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 3.2)

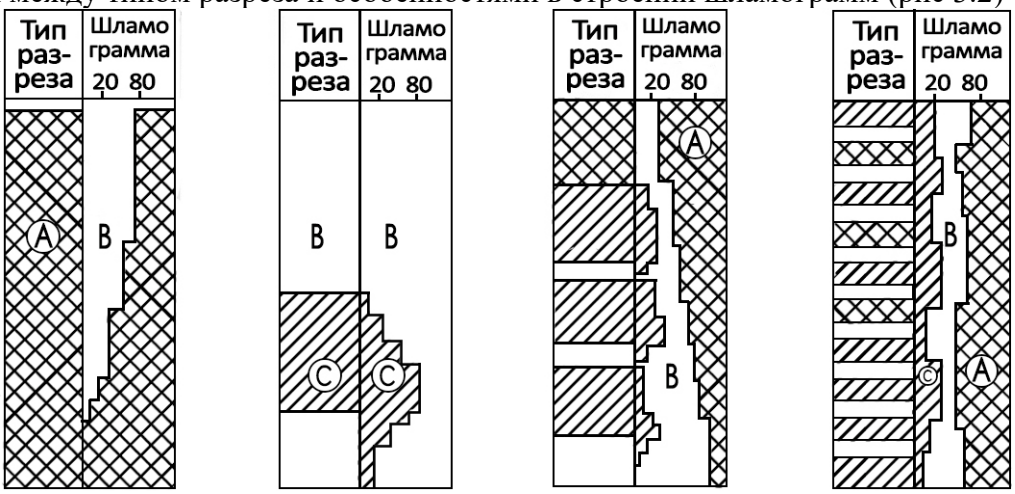


Рис. 3.2 Типы шламограмм в зависимости от типа разреза.

Различают четыре типа разреза.

1 тип (см. рис. 3.2, 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 снимается, а основной постепенно увеличивается до 80–100%.

2 тип (см. рис. 3.2, 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 3.2, 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.3.2, 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. [2]. 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 (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. 3.3.

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 $см^3$. 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 3.1.

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

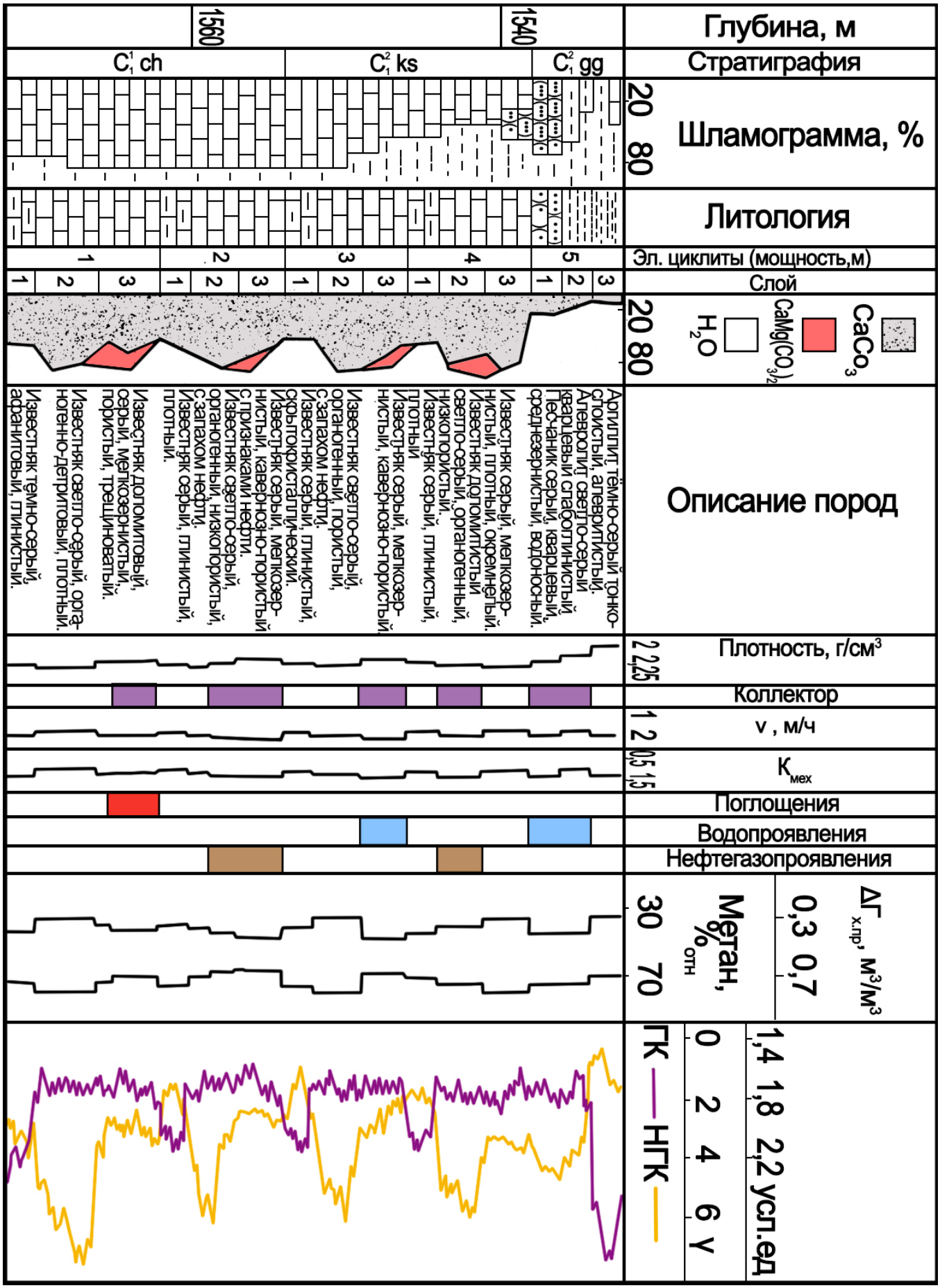


Рис. 3.3. Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза

3.3. Факторы, влияющие на качество отбираемых проб бурового шлама.

В ряде случаев отбор качественных проб бурового шлама затруднен, а иногда и невозможен. Это может связано с целым рядом причин, к основным из которых можно отнести следующие:

- особенности геологического строения разреза исследуемой площади или месторождения;
- применяемая технология бурения;
- нарушения технологического процесса и режимно-технологической карты;
- отбор бурового шлама затруднен или невозможен по техническим причинам.

При наличии в исследуемом разрезе соленосных пластов галита (NaCl), сильвина (KCl), бишофита ($MgCl_2$) и других, соли растворяются в промывочной жидкости до выхода их на поверхность. В данном случае отбор проб бурового шлама не представляется возможным. О вскрытии пласта представленного солями, можно судить по резкому росту механической скорости бурения и резкому падению удельного электрического сопротивления ПЖ на выходе из скважины.

При вскрытии пластов слабосцементированных песчаников также невозможно отобрать пробы бурового шлама, так как выносимые потоком ПЖ частицы песчаника не превышают 1 мм.

При вскрытии глинистых пластов, особенно большой мощности и в зонах аномально высоких поровых давлений (АВПоД), наблюдается увеличение выносимого объема шлама за счет интенсивного кавернообразования и после прохождения глинистого пласта, это приводит к появлению в отбираемых пробах бурового шлама большого количества обвальной породы (до 90%), что затрудняет определение литотипа горной породы основного состава.

При наличии в разрезе бурящейся скважины карстовых полостей, сильно-кавернозных и сильно-трещиноватых горных пород возможно интенсивное поглощение промывочной жидкости, что также может привести к невозможности отбора достаточных для анализа по объему образцов бурового шлама.

Интенсивные поглощения могут возникать при гидроразрыве пластов, когда давление промывочной жидкости на забое скважины значительно превышает пластовое давление.

О начале поглощения ПЖ и его интенсивности оператор-геолог может узнать по уменьшению расхода промывочной жидкости на выходе из скважины и снижению объема жидкости в приемных емкостях.

В последнее время очень часто при бурении используются долота истирающего типа, что приводит к измельчению разбуриваемой породы до частиц размером 1-2 мм. При отборе проб шлама шламоотборниками с размером ячеек 2х2 мм и более отбор шлама также не представляется возможным. Это относится и к случаю, когда шлам отбирается с вибросита.

Довольно часто пропуск интервала, иногда довольно значительного, бывает связан с несоблюдением технологического процесса, предусмотренного РТК, т.е. когда прекращается промывка скважины сразу после остановки процесса бурения и буровой шлам оседает на забой и не выносится на поверхность. При этом интервал пропуска может составлять от нескольких метров до десяти и более, в зависимости от глубины скважины, её конструкции и расхода промывочной жидкости.

Оператор-геолог станции ГТИ обязан требовать продолжения промывки скважины после прекращения долбления в течение времени, необходимого для выноса забойных порций бурового шлама на поверхность.

При добавках нефтепродуктов в промывочную жидкость, а также при использовании известково-битумных растворов (ИБР) затруднения возникают при подготовке шлама к анализам, т.е. при промывке шлама. Здесь наиболее целесообразно использовать синтетические моющие средства.

В некоторых случаях отбор проб шлама затруднен из-за конструктивных особенностей выходной желобной системы. В этих случаях пробы бурового шлама приходится отбирать непосредственно с вибросит, что снижает информативность и достоверность получаемой информации.

Перед началом работ на скважине оператор-геолог станции ГТИ должен детально ознакомиться с особенностями геологического строения разреза, применяемой технологии бурения, используемых промывочных жидкостей и химреагентов и внести коррективы в предполагаемую программу геологических исследований.

4. Применяемые методы анализа и исследований проб бурового шлама и образцов керна.

4.1. Фракционный анализ проб бурового шлама.

Данный вид анализа 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:

$$C_i = \frac{m_{\text{ш}i}}{m_{\text{ш}}} \cdot 100, \qquad (4.1)$$

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. 4.1., из которого видно, что фракционный состав шлама существенно изменяется в зависимости от литологии пород.



Рис. 4.1. 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 является 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 буровом растворе под действием гравитационных сил, причем скорость перемещения частиц шлама различных фракций неодинакова и прямо пропорциональна их габаритам.

4.2. Описание горных пород по шламу и керну.

Описание пород производится по схеме, представленной в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Схема описания пород

Признак	Характеристика или пример описания
Название породы	По табл. 4.2
Цвет (во влажном состоянии)	Серый, буровато-серый, тёмно-серый с зеленоватым оттенком и т.д.
Структура породы	По табл. 4.3
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 4.4
Тип коллектора	По таблице 4.5
Пористость и кавернозность	По таблице 4.6
Трещиноватость	По таблице 4.7
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 4.2

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	Разнокристаллические	$CaCO_3$ (кальцит) – 95-100%

Доломиты	–	$CaMg(CO_3)_2$ (доломит) – 95-100%
Мел	Менее 0,10	$CaCO_3$ – 95-100%
Мергели	–	$CaCO_3$ – 50-75%; глинистый материал – 25-50%
Известняки доломитистые	разнокристаллические	$CaCO_3$ – 75-95% $CaMg(CO_3)_2$ – 5-25%
Доломиты известковистые		$CaMg(CO_3)_2$ – 75-95%,$CaCO_3$ – 5-25%
Сульфатные (химические)		
Гипс	Разнокристаллические	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$
Ангидрит	–	$CaSO_4$
Каменная соль (галит)	–	NaCl
Кремнистые, фосфатные (химические)		
Кремни	Менее 0,01	SiO_2
Опоки	–	$SiO_2 \cdot H_2O$
Фосфаты	–	$Ca_{10}P_6O_{24}F_2$ и др.

Таблица 4.3

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 4.4

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	Зёрна 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	Зёрна 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 4.5

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 4.6

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 4.7

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.

Очень часто отбор керна производится изолированным способом, когда керн в процессе бурения поступает в пластиковые (фибергласовые), реже в алюминиевые трубы. В данном случае, оператор-геолог не имеет возможности провести описание всего поднятого керна, а может только сделать описание срезов керна и сфотографировать эти срезы после того, как поднятый изолированный керн будет разрезан на отрезки по 1 п.м.

Иногда, при вскрытии пластов, особенно коллекторов, со сложным строением, при наличии зон тектонических нарушений для точного определения элементов залегания отбирают азимутально ориентированный керн с помощью специального оборудования. Это позволяет получить качественный керн с сохранением его свойств, при минимальном искажающем воздействии промывочной жидкости.

В этом случае оператор-геолог станции ГТИ проводит описание и фотографирование только срезов керна, а образцы керна на анализ не отбираются.

4.3. Фотодокументирование проб бурового шлама и керна.

Фотодокументирование проб бурового шлама, образцов керна и поднятого керна является обязательным элементом технологической цепочки оперативного исследования каменного материала.

Фотодокументирование шлама и керна позволяет существенно повысить объективность и достоверность представляемого первичного материала, а также решать ряд других важных задач:

- оперативно пополнять и формировать базу данных о литологии горных пород разреза скважины;
- в экспресс-режиме просматривать различные участки разреза скважины;
- при необходимости составлять более подробное описание разреза с привлечением высококвалифицированных геологов.

Фотографирование проб бурового шлама и керна проводится с использованием различных микрофотоустановок и цифровых фотокамер с высоким разрешением.

В станциях ГТИ «Разрез-2» и «Разрез-2В» геологические модули для фотографирования проб бурового шлама и керна оснащаются стереомикроскопами Альтами СМ0745-Т с цифровой окулярной USB видеокамерой. Внешний вид установки показан на рис.4.2.



Рис.4.2. Стереомикроскоп Альтами с видеокамерой.

Данная установка позволяет:

- проводить фотографирование проб шлама и образцов керна с увеличением от 7 до 45 крат без дополнительной оптики и до 270 крат с дополнительной оптикой.
- с помощью цифровой камеры передавать получаемое изображение на монитор компьютера.

Установка поставляется с программным обеспечением.

Программа Altami Video Kit поддерживает работу с цифровой видеокамерой, и позволяет использовать экран монитора ПК для просмотра изображения и сохранять изображение на жестком диске компьютера.



Рис. 4.3. Бинокулярный комбинированный цифровой светодиодный стереомикроскоп AmScope с USB-камерой.

Подробные характеристики стереомикроскопа Альтами и цифровой видеокамеры приводятся в руководстве по эксплуатации.

На рис.4.3. представлена цифровая микрофотоустановка AmScope с USB камерой.

Технические характеристики:

Увеличение: 3,5 – 90 х;
Оптическая система: Widefield;
Освещение: кольцевой светодиодный осветитель;
Мощность увеличения зумма: 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.

Примеры фотоизображений пробы шлама при различном увеличении показаны на рис. 4.4. и 4.5.

а б

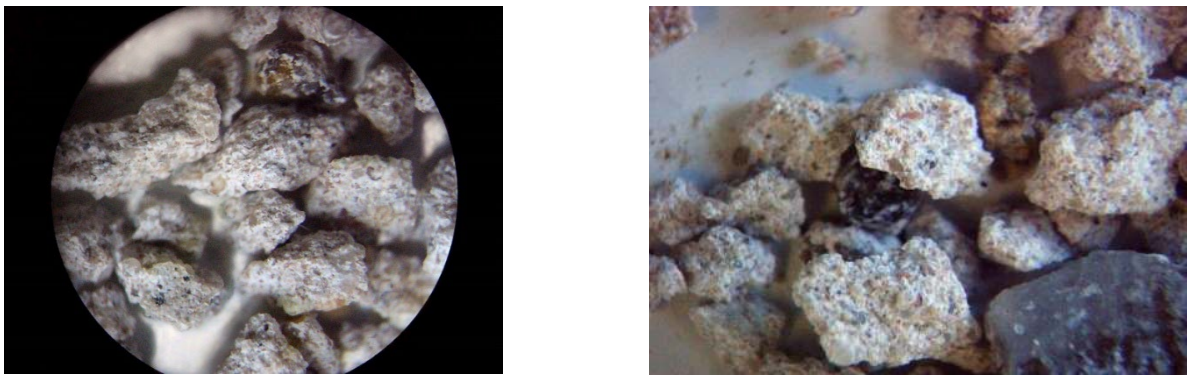


Рис. 4.4. Фотографии шлама в обычном освещении

а – снимок сделан при 12^x увеличении; б – снимок сделан при 20^x увеличении.

Фотографии проб шлама сопровождаются необходимыми пояснениями (наименование площади, месторождения, куста, номера скважины, глубины отбора пробы, а также литологическое описание пород с указанием признаков наличия углеводородов).

а



б



в



г



д



е

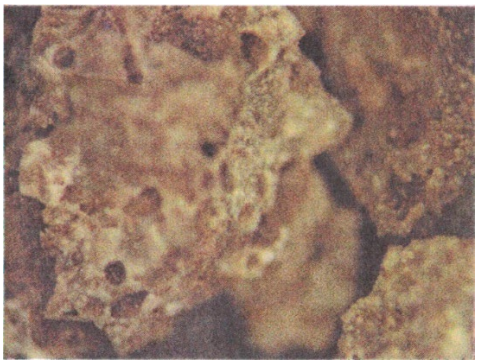


Рис.4.5. Фотографии бурового шлама, представленные аргиллитом и песчаником, при различном увеличении:

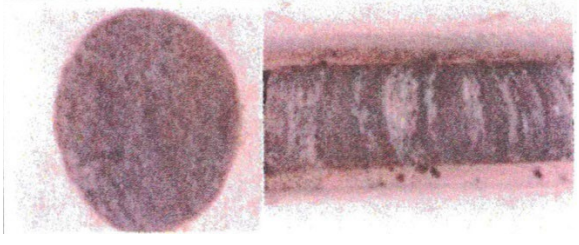
а,б – аргиллит при 8-кратном увеличении; *д – аргиллит при 16-кратном увеличении;*
в,г – песчаник при 8-кратном увеличении; *е – песчаник при 16-кратном увеличении.*

При фотографировании проб шлама необходимо делать несколько снимков:

- снимок пробы бурового шлама с обвальной породой;
- снимок бурового шлама, представленный основной породой.

Фотографирование проб шлама производится, когда шлам находится во влажном состоянии.

Описание образцов керна производится в той же последовательности, что описание проб бурового шлама. Одной из особенностей при описании образцов керна является необходимость точной его привязки к глубине скважины, что при неполном выносе керна является сложной задачей. Пример фотографирования и описания образцов керна показан на рис.4.6.

Описание	ЛБА	
1553,55 – 1555м (1,45м) Песчаник коричневато-серый, темно-серый, плотный, мелко-, среднезернистый, слабой и средней крепости, нефтенасыщенный, запах УВ, с пропластками аргиллита серого, темно-серого до черного, плотного, среднекрепкого.	4 ТК САБ	

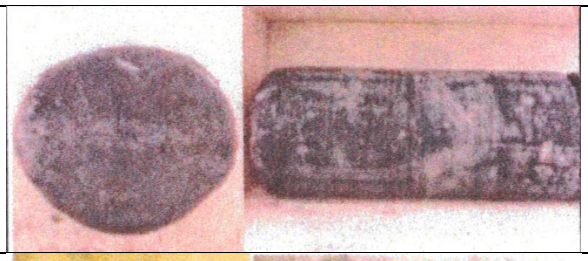
1555м – 1558,8(3,8м) Аргиллит серый, темно-серый до черного, плотный, крепкий и среднекрепкий, частично угликислый	3 ГЖ МБ	
1564,55 – 1565(0,45м) Песчаник серый, светло-серый, плотный, среднекрепкий, мелкозернистый с включениями аргиллита темно-серого до черного. Без признаков УВ.	3 БГ ЛБ	
1565-1565,85 (0,85м) Песчаник серый, коричневато-серый, плотный, мелко-, среднезернистый, слабой и средней крепости, с легким запахом УВ.	4 ТК САБ	
1565,85-1567(1,15м) Песчаник серый, светло-серый, плотный, крепкий, мелкозернистый, с пропластками аргиллита темно-серого до черного, плотного, углистого, хрупкого.	4 ОК СБА	
1571,8-1572,5 (0,7м) Аргиллит серый, темно-серый, до черного, плотный, среднекрепкий с пропластками песчаника серого, коричневато-серого, плотного, среднекрепкого, мелко-, среднезернистый. На пропластках песчаника редкие выпоты нефти.	3 ОК СБА	
1574,1-1574,6 (0,5м) Песчаник серый, коричневато-серый, плотный, мелко-, среднезернистый, слабой и средней крепости, с легким запахом УВ, с редкими выпотами нефти.	4 ЗК САБ	

Рис.4.6. Пример описания и фото керна.[3]

На рисунке представлены описание и фото образцов керна, взятого в интервале 1553,55 м – 1574,6 м. Наряду с фотографиями керна и описанием даны результаты люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА).

По результатам описания пород по шламу и керну строится литологическая колонка. При этом построенный фактический разрез бурящейся скважины сравнивается с прогнозным разрезом по геолого-техническому наряду (ГТН) и при наличии расхождения между ними об этом сообщается буровому мастеру и супервайзеру с обязательным указанием величины расхождения в метрах выше или ниже проектной глубины.

При необходимости выдается рекомендация на бурение с отбором керна.

4.4 Определение карбонатности горных пород

Карбонатометрия 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, основан 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.

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:

$$CaCO_3+2HCl\rightarrow CaCl_2+CO_2\uparrow+H_2O \quad (4.1)$$

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

$$CaMg(CO_3)_2+4HCl\rightarrow CaCl_2+MgCl_2+2CO_2\uparrow+2H_2O \quad (4.2)$$

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

$$FeCO_3+2HCl\rightarrow FeCl_2+CO_2\uparrow+H_2O \quad (4.3)$$

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

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

Для диагностирования карбонатных пород следует придерживаться классификаций, приведённых в табл. 4.8 – 4.11.

Таблица 4.8

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

Порода	Содержание, %		
	Глинистый материал	$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$
Глинистый известняк	30–10	35–90	0–45
Слабоглинистый доломитовый известняк	5–10	90–45	5–45
Слабоглинистый известняк	5–10	95–85	0–5
Известняк	0–5	100–90	0–5
Слабодоломитовый известняк	0–5	95–80	5–20
Доломитовый известняк	0–5	80–65	15–35
Сильнодоломитовый известняк	0–5	65–45	30–50

Таблица 4.9

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 4.10

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 4.11

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. 4.7.

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

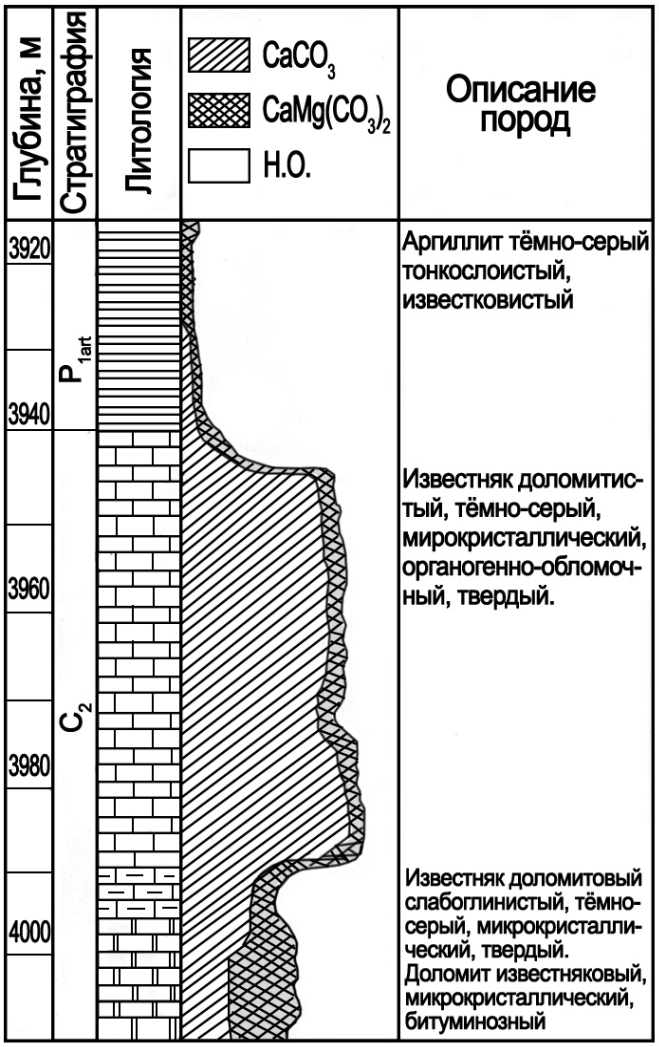


Рис.4.7. Пример литологического расчленения разреза по результатам определения карбонатности

Важное значение, при проведении карбонатометрии имеет 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 и оказывает существенное влияние на показания ряда методов ГИС и особенно нейтронных [4, 5].

В таблице 4.12 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 4.12

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.

На рис.4.8. показан карбонатомер КУМ-2, разработанный в ООО НПК «Геоэлектроника сервис».

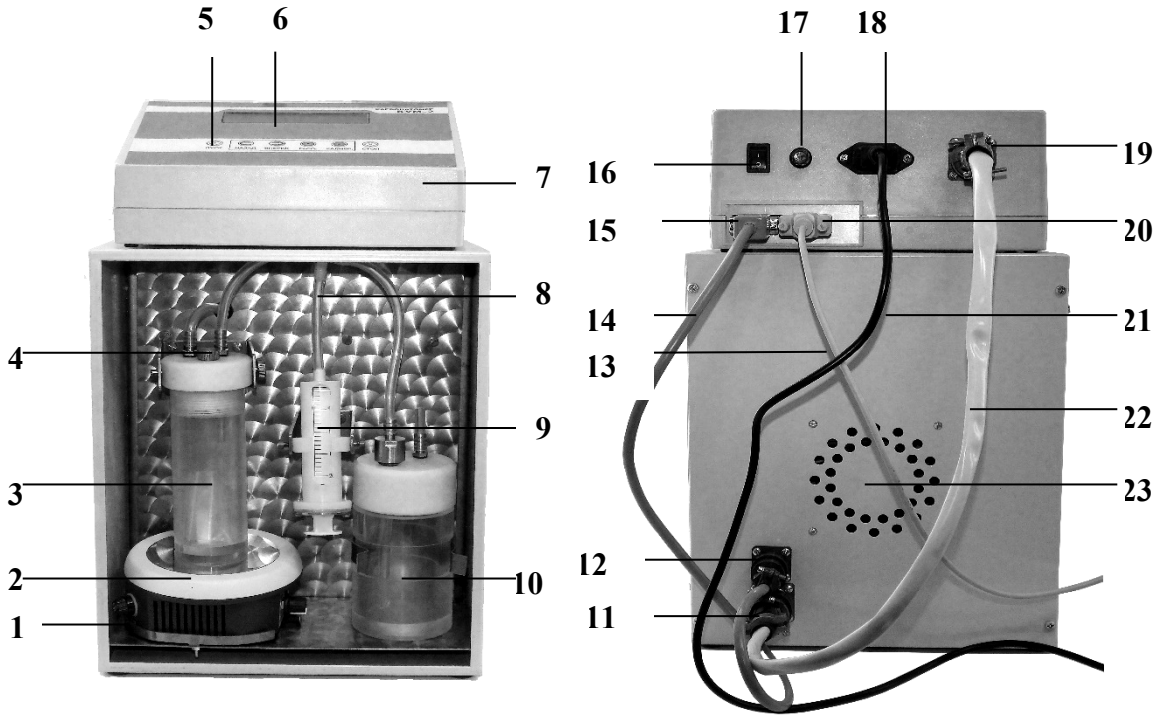


Рис.4.8. Общий вид карбонатомера КУМ-2:

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. 4.9.

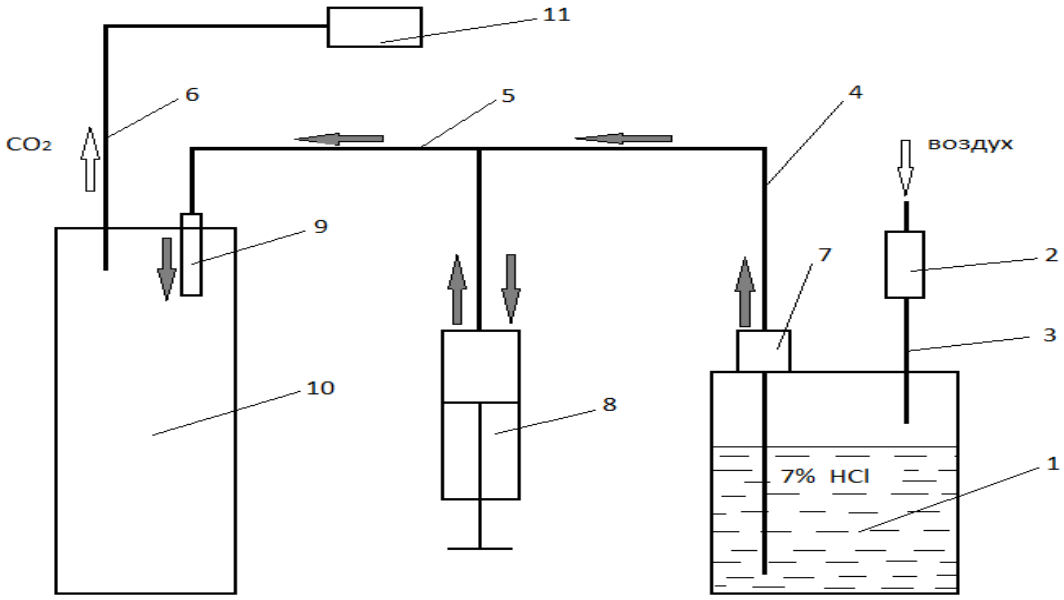


Рис. 4.9. Функциональная схема карбонатомера КУМ-2:

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

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

Преобразование сигналов с датчика давления осуществляется аналого-цифровым преобразователем (АЦП). Основным узлом электронного блока является микропроцессор. В соответствии с записанной в его постоянную память программой, микропроцессор принимает данные с АЦП, воспринимает нажатие кнопок на клавиатуре, выдаёт сообщение на жидкокристаллический индикатор, а также взаимодействует с ПК через соответствующую схему интерфейсов RS-232.

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

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

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

При измерении содержания кальцита и доломита в нефтенасыщенных породах необходимо предварительно проэкстрагировать анализируемый образец. Для этого на лист фильтровальной

бумаги наносится в виде конуса тонкоистёртая (0,25мм) порода в необходимом количестве (1*г*) и обрабатывается хлороформом. Через 10 *мин* породу переносят на чистый лист фильтровальной бумаги и операция повторяется. Разовый расход хлороформа – 20 капель. После проведения экстракции взвешивается навеска исследуемого шлама массой 0,5*г*. Приготовленный таким образом образец используется для проведения карбонатометрии.

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

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

Отображение результатов измерения производится в цифровой и графической форме на карбонатограмме (рис. 4.10).

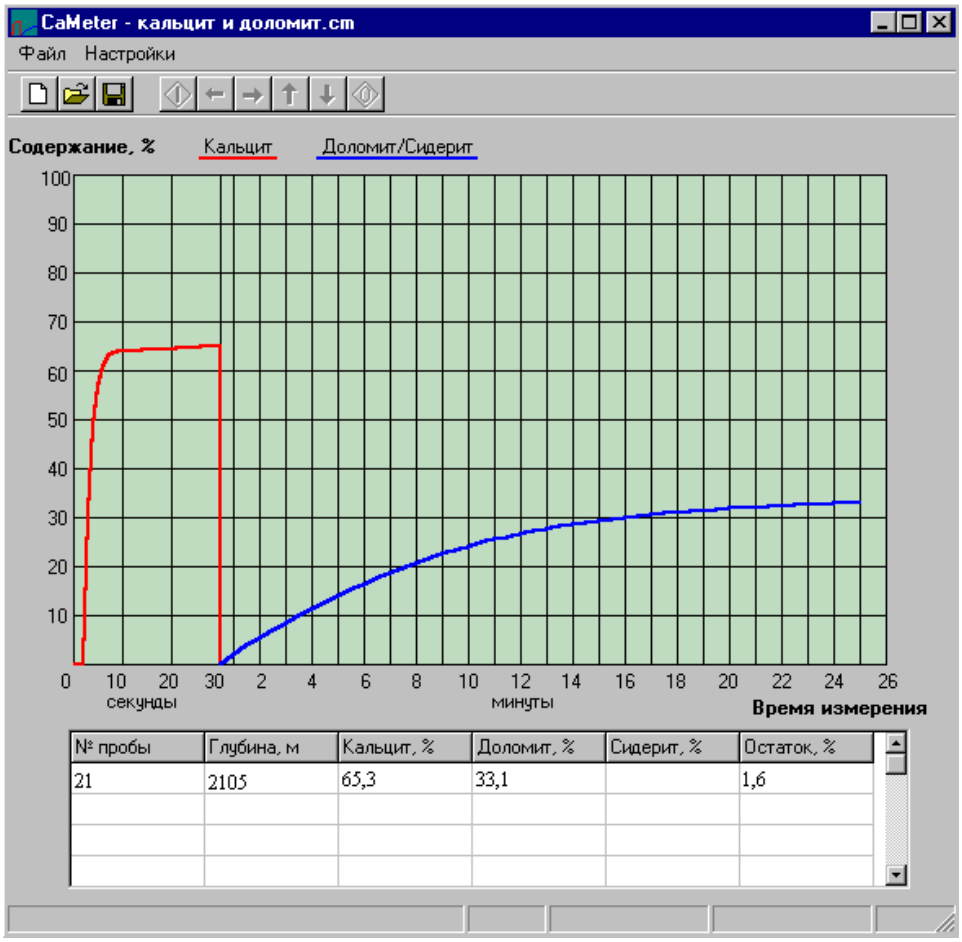


Рис. 4.10. Пример отображения карбонатометрии

К прибору прилагается программное обеспечение на компакт-диске.

Другие применяемые карбонатомеры используют также принцип измерения карбонатности по изменению давления CO_2 при реакции HCl с измельченной горной породой.

На рис 4.11 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. 4.11. Внешний вид карбонатомера КМ-04

Карбонатомер КМ-1А, разработанный в фирме ООО «Геотехсервис», показан на рис.4.12



Рис. 4.12. 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

4.5 Определение плотности и пористости горных пород по шламу и керну.

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

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

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

Пределы изменения плотности обломочных, глинистых и химических горных пород, наиболее часто встречающихся в практике оперативных геологических исследований, приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13

Плотность осадочных горных пород (г/см^3)

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

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

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

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

Объемная плотность горных пород определяется по формуле

$$\rho = \frac{m\rho_ж}{V} \quad (4.4)$$

где: m – масса образца (шлама, керна), г;

$\rho_ж$ – плотность жидкости, г/см^3;

V – объем образца, см^3.

В качестве жидкости, в которую помещают образец, обычно используют воду, плотность которой составляет 1,00 г/см^3.

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:

$$K_{\text{п.п.}} = \frac{V_{\text{п.п.}}}{V_{\text{обр}}} \quad (4.5)$$

Коэффициент открытой пористости равен:

$$K_{\text{о.п.}} = \frac{V_{\text{о.п.}}}{V_{\text{обр}}} \quad (4.6)$$

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 важным 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 объем 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. 4.13.



Рис. 4.13. 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°С с основным режимом нагрева 105°С.

Устройство для гидростатического взвешивания предназначено для определения объёма влажного образца, путём последовательного взвешивания образца в воздухе и в воде.

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.

Подробное изложение методики проведения измерений дается в руководстве по эксплуатации анализатора.

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 с уменьшением размера шламинок погрешность измерения пористости возрастает, причем для каждого литотипа пород эта зависимость различна (рис 4.14).

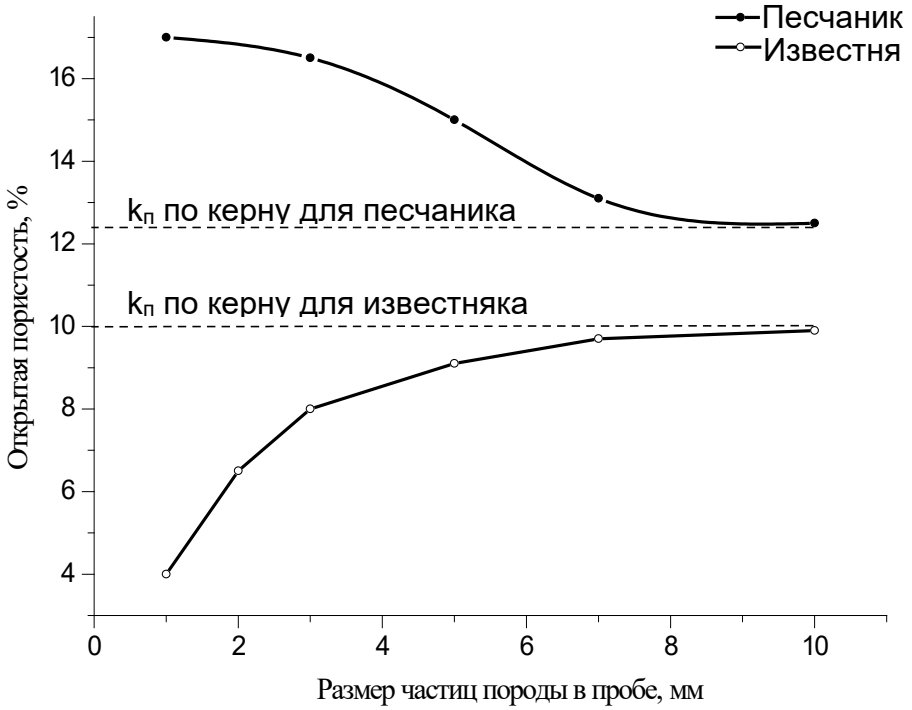


Рис. 4.14. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц в пробе песчаника и известняка

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 трещинноватости 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 (трещино-поровые, трещино-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.

4.6. Люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового шлама и керна.

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

Наибольший вклад по разработке методов ЛБА внесла Флоровская В.Н. [6].

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

- определение наличия и характера распределение битума и нефти в горных породах;
- диагностика нефтебитумосодержания 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 $\lambda = 365$ нм. Свечение, его активность и распределение можно наблюдать, изучать и фотографировать.

На рис. 4.15 представлены фотографии шлама и образцов керна, выполненные в УФ лучах.



Рис. 4.15. Фотографии проб бурового шлама и керна в УФ-лучах

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

Метод визуальной диагностики с использованием макро- и микрофотосъемки особенно эффективен при насыщении породы газоконденсатом и легкой нефтью, так как полуколичественные методы ЛБА часто не дают достоверной информации о характере насыщения пласта.

Методы, основанные на изучении люминесценции вследствие взаимодействия анализируемого вещества с различными реактивами, детально исследованы В.Н. Флоровской [6].

Методы ЛБА различны и различаются как техникой выполнения работ, так и характером решаемых задач.

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 месторождению.

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.

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 4.14 показаны основные типы битумов, выделяемых по капиллярным вытяжкам.

Таблица 4.14.

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.

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 рабочей 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.

Примеры фотоснимков капиллярных вытяжек чистой нефти и нефти, экстрагированной из проб бурового шлама, в ультрафиолетовых лучах при проведении ЛБА показаны на рис.4.16.

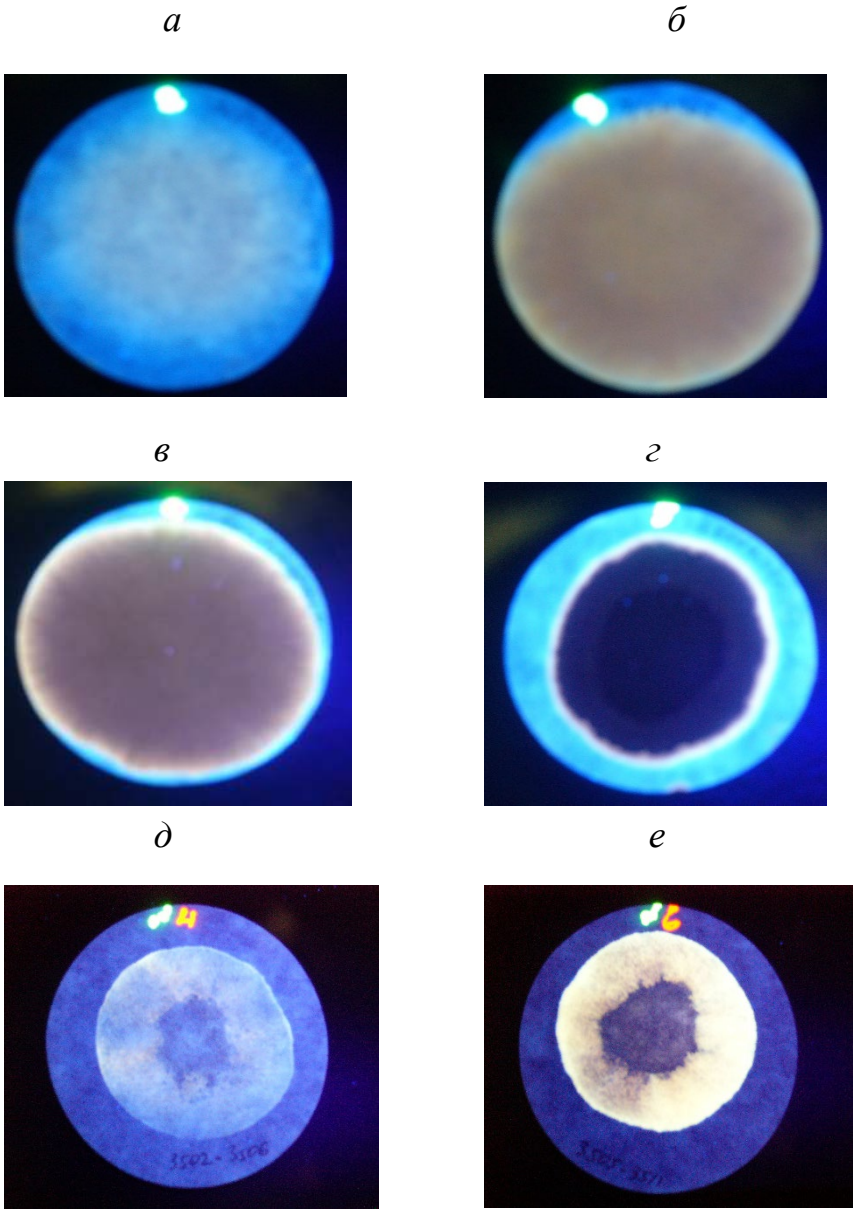


Рис.4.16. Фотоснимки капиллярных вытяжек нефти и нефти из бурового шлама в ультрафиолетовых лучах:
а – газовый конденсат; *г – тяжелая нефть;*
б – легкая нефть; *д, е – буровой шлам с различной*
в – нефть; *нефтенасыщенностью.*

Недостаточная эффективность метода при изучении газоконденсатных залежей компенсируется предварительной визуальной диагностикой шлама и керна в УФ-лучах перед процессом их измельчения и экстракцией.

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 31 – 4 мин) порошок с бумаги удаляется и в УФ-лучах оценивается интенсивность свечения и цвет люминесценции (см. табл. 4.15).

Таблица 4.15

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 нелюминесцирующих крупинок, серы – по появлению тёмных нелюминесцирующих 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. 4.16.).

Таблица 4.16

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

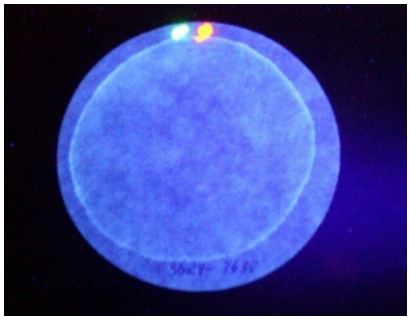
К отрицательным факторам, влияющим на снижение информативности люминесцентно-битуминологического анализа, относятся добавки в буровой раствор нефти и бурение с применением известково-битумных растворов (ИБР).

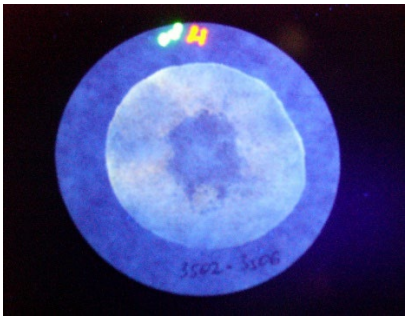
При добавках в буровой раствор нефти необходимо провести её люминесцентный анализ. Чистой стеклянной палочкой капля нефти наносится на фильтровальную бумагу (удобнее круглый фильтр). После просыхания капли фильтрованная бумага просматривается в ультрафиолетовых лучах люминоскопа, при этом отмечаются 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.

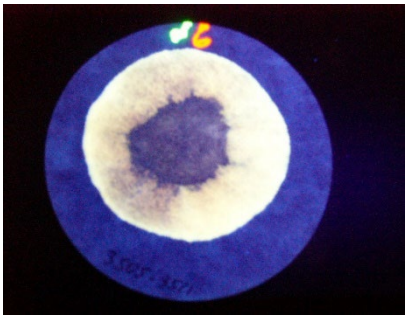
Примеры фотографий капиллярных вытяжек с различным содержанием битумоидов показаны на рис. 4.17.

а *б*





в *г*



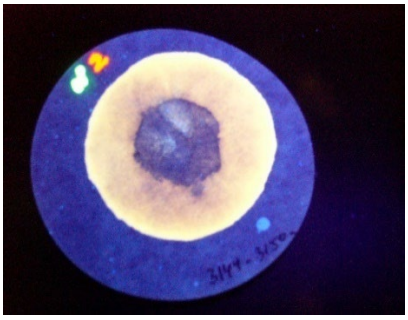


Рис.4.17. Фотографии капиллярных вытяжек:

а – низкое содержание битумоида (2 балла);

б – среднее содержание битумоида (3 балла);

в, г – высокое содержание битумоида (4 балла).

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

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

На рисунке 4.18 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. 4.18. Внешний вид люминоскопа «Луч-2Ф» с фотоприставкой

1 – выдвижной столик;

2 – выключатели УФ-источника и вентилятора;

3 – бленда с фотонасадкой;

4 – цифровая фотокамера;

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.

Методика проведения работ с люминоскопом «ЛУЧ-2Ф» подробно изложена в руководстве по эксплуатации.

Пример выделения по данным ЛБА нефтенасыщенного коллектора в карбонатных отложениях нижнего карбона по одной из скважин Старо-Ахуновской площади (Республика Башкортостан) показан на рис. 4.19.

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



Рис. 4.19. Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по люминесцентно-битуминологическому анализу.

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

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

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

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

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

Для реализации метода используются аппараты дистилляционные жидкостные (АДЖ) различной конструкции. На рис.4.20. показан аппарат ДЖ-7М, разработанный в ООО НПК "Геоэлектроника сервис" (г. Тверь).



Рис. 4.20. Аппарат ДЖ-7М с автономной системой охлаждения

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:

$$K_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н.}}}{V_{\text{о.п.}}} \tag{4.7}$$

где: $V_{\text{н}}$ – объем выделившейся из образца нефти, см^3;
$V_{\text{о.п.}}$ – объем отрытых пор образца.

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

Открытую пористость рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{о.п.}} = \frac{(m_{\text{н}} - m_c)\rho_{\text{в}}}{V} \tag{4.8}$$

где: $m_{\text{н}}$ – масса насыщенного образца, г;
m_c – масса сухого образца, г;
$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, г/см^3;
V – объем влажного образца, см^3.

Объем влажного образца рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{m_{\text{н}} - m_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} \tag{4.9}$$

где: $m_{\text{в}}$ – масса насыщенного образца в воде, г.

Опытно-методические и опытно-производственные работы, проведенные в ОАО "ЗСК "Тюменьпромгеофизика" [7], показали достаточную эффективность применения метода ЭДМ.

В таблице 4.17 приведены результаты применения метода ЭДМ при исследовании на одной из скважин Нижневартовского месторождения (Западная Сибирь) [7].

Таблица 4.17

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).

4.8. 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:

$$q_{ш.i}=\frac{C_{ai}\cdot V_{г.ш}\cdot \eta_{ш.о}}{10V_{ш}}, \quad (4.10)$$

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;

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

$V_{ш.}$ – объем шлама, см^3.

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

$$q_{ш} = \sum_{i=1}^{i=n} q_{ш i} \quad (4.11)$$

где: n – количество углеводородных компонентов.

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

$$q_{\delta i} =\frac{10^2\cdot q_{ш i}}{q_{ш}} \quad (4.12)$$

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 в виду, 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 $q_о$ и закрытых $q_з$ пор, отношения $q_о/q_з$, 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.4.21.

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

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

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

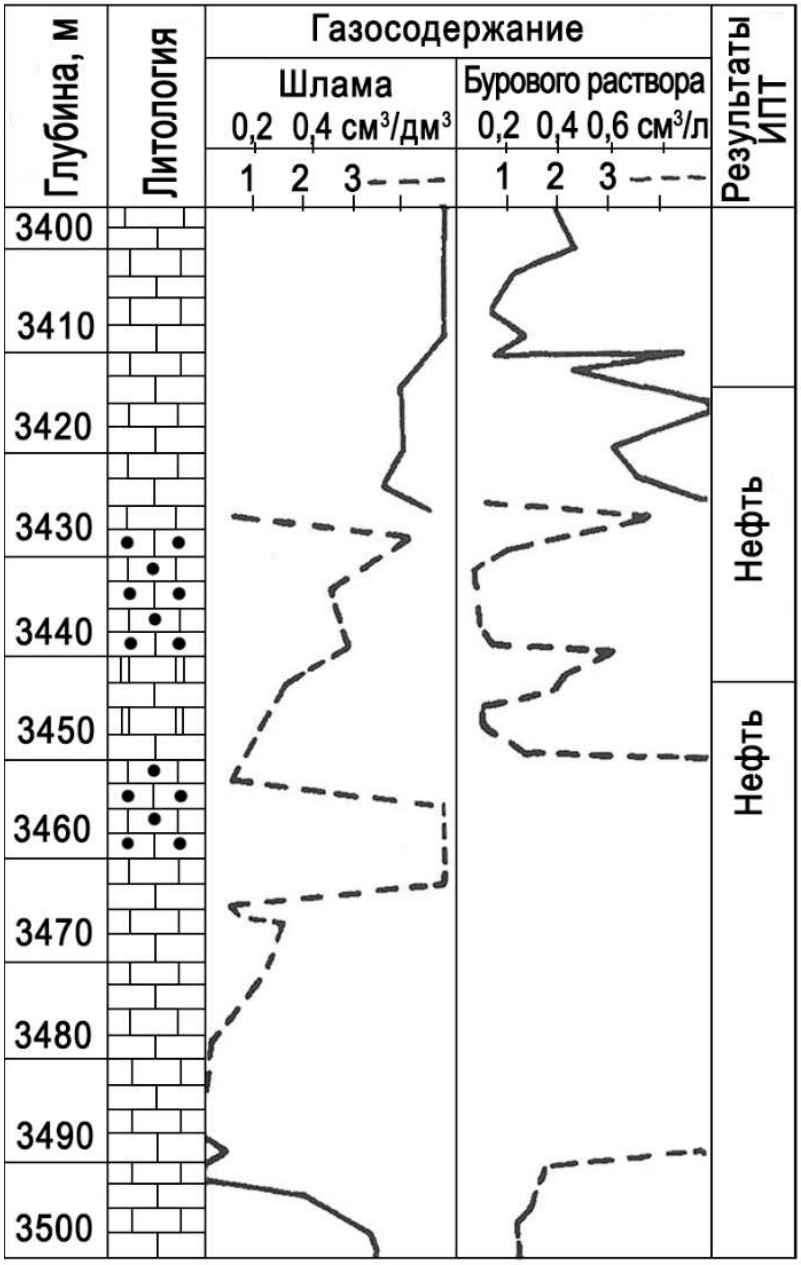


Рис.4.21. Выделение нефтенасыщенного пласта по данным газометрии пород.

5. Перспективные методы исследования бурового шлама и керна.

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

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

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

Использование при бурении скважин долот истирающего типа привело к резкому уменьшению размера выносимых шламинок бурового шлама (≈1 мм) и к сложности отбора проб шлама в объемах,

достаточных для проведения обязательного комплекса исследований, что также диктует необходимость перехода к новым технико-методическим средствам оперативных геологических исследований.

Наиболее перспективными, исходя из зарубежного опыта [8], экспериментальных и опытно-методических работ, проведенных в России [9], представляются следующие методы:

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

5.1. Инфракрасная спектрометрия горных пород.

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

Количественный спектральный анализ основан на законе Бугера-Ламберта-Бера, свидетельствующем о том, что если среда однородна и её слой перпендикулярен монохроматическому световому потоку интенсивностью J, то интенсивность прошедшего света будет описана как:

$$J_n = J_o \cdot l^{-al} \tag{5.1}$$

где: $J_п$ – интенсивность прошедшего света;

J_o – интенсивность падающего светового потока;

a – коэффициент поглощения среды

l – толщина слоя вещества.

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

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

$$a = кc \tag{5.2}$$

где к – коэффициент светопоглощения.

ИК-спектрометрия широко используется для определения концентрации нефтепродуктов в воде и почве, при экологическом мониторинге окружающей среды [10].

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

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

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

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

$$S = J_{раб}/J_{опор} \tag{5.3}$$

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

$$N = ln\frac{S_1}{S_2} \cdot 1000 \tag{5.4}$$

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 [11].

Внешний вид анализатора АН-2 показан на рисунке 5.1.



Рис. 5.1. 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:

$$m_э = C \cdot V, \tag{5.5}$$

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:

$$m_{п_1} = \frac{m_э}{m_п}, \tag{5.6}$$

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

Определяется концентрация нефти в 1 см^3 горной породы:

$$m_{п_2} = m_{п_1} \cdot \rho_п \tag{5.7}$$

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

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

$$V_н = \frac{m_{п_2}}{\rho_н}, \tag{5.8}$$

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

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

$$k_н = \frac{10 \cdot V_н}{k_п}. \quad (5.9)$$

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. 5.2.

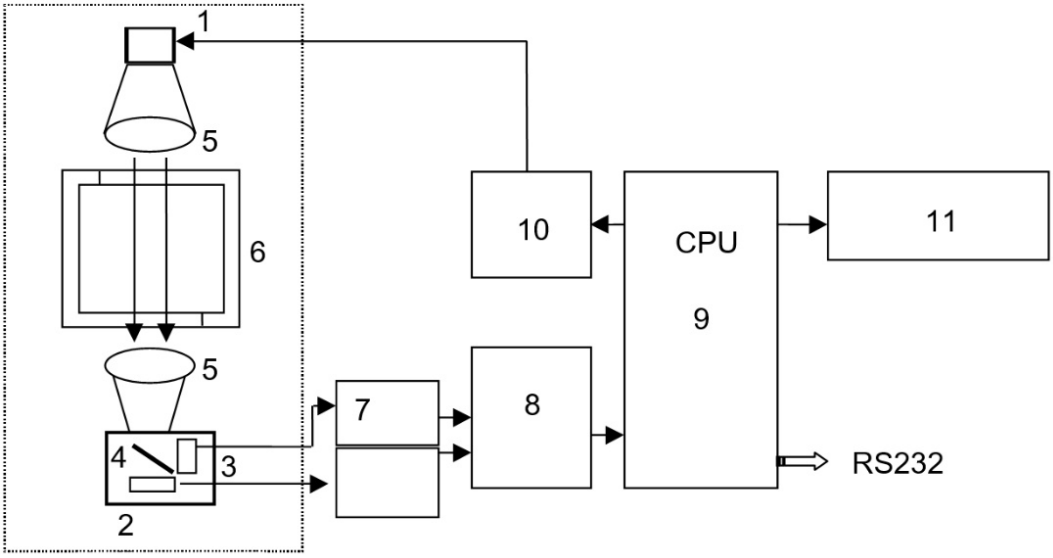


Рис. 5.2. Функциональная схема ИК – концентратомера

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.

Результаты анализов образцов керна и проб бурового шлама методом инфракрасной спектрометрии и ЛБА анализов приведены в таблице 5.1.

Видно, что повышенное значение концентрации нефти приурочено к интервалу глубин 3506-3510 м. В этом интервале наблюдается и повышенное содержание битумоидов по результатам люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА).

Таблица 5.1.

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

№	Глубина	Литология пород	Тип образца	Масса навески, г	ЛУЧ-2Ф			Анализатор АН-2		$k_п$, %
					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

5.2. Пиролиз горных пород.

Наиболее широкое применение в практике геолого-геохимических исследований в процессе бурения нашел 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.

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.5.3.

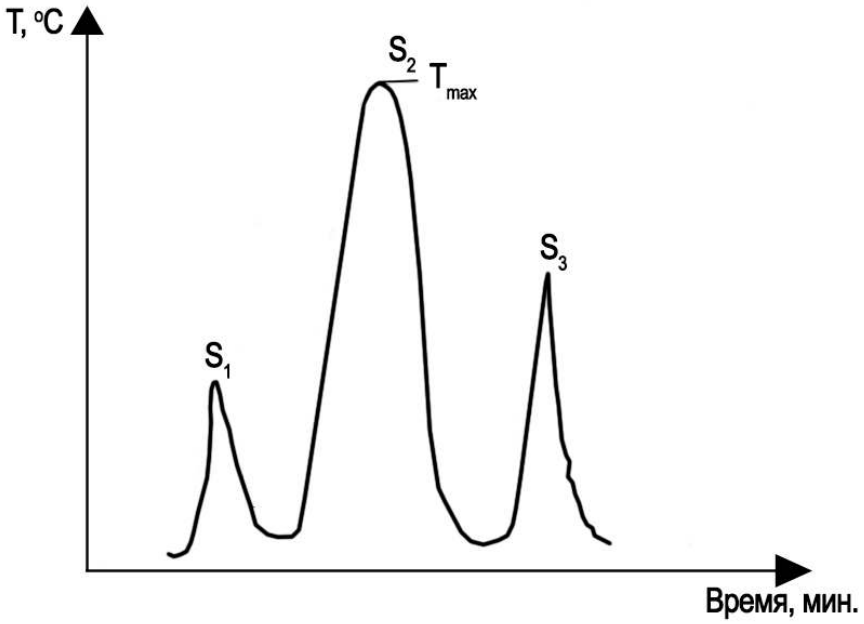


Рис.5.3. Типовая пирограмма при пиролизе горных пород.

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, ароматических углеводородов и др.

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

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

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

По результатам анализа определяются и рассчитываются следующие показатели:

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

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

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

T_{max} определяет степень зрелости органического вещества.

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

Определение класса нефтегазоматеринских пород приводится в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

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)	ІН, 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). [9]

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 породы (шлам или керн), отобранный в процессе бурения через 1–3 м проходки, тщательно отмывался от бурового раствора, с помощью фильтровальной бумаги удалялась видимая влага, истирался до фракции 0,5-0,25 мм и бралась навеска 100 мг. При высоком содержании УВ и ОВ в породе навеска уменьшалась до 50 мг.

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

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

Результаты применения метода пиролиза показаны на рис. 5.4. 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.

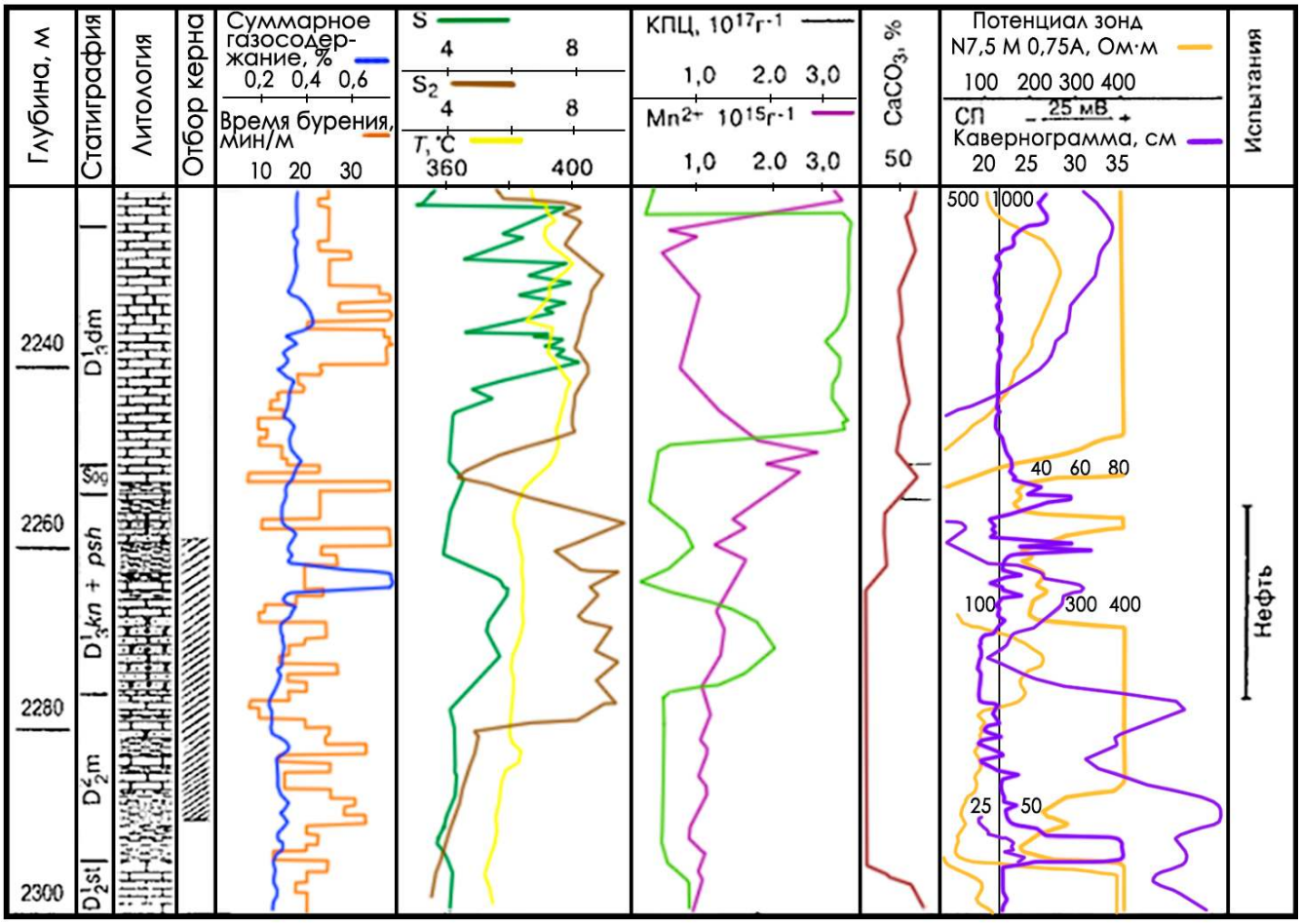


Рис.5.4. Выделение нефтенасыщенного коллектора методом пиролиза на разведочной скважине Южно-Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан).

В настоящее время все исследования в России проводятся в стационарных (петрофизических) лабораториях с применением зарубежных пиролитических анализаторов. [12]

На рис.5.5. показан пиролизатор Rock-Eval 6, разработанный во французском институте нефти (Франция).



Рис.5.5. 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.

5.3. 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. [9]

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. [13] Блок-схема ЭПР-спектрометра показана на рис.5.6.

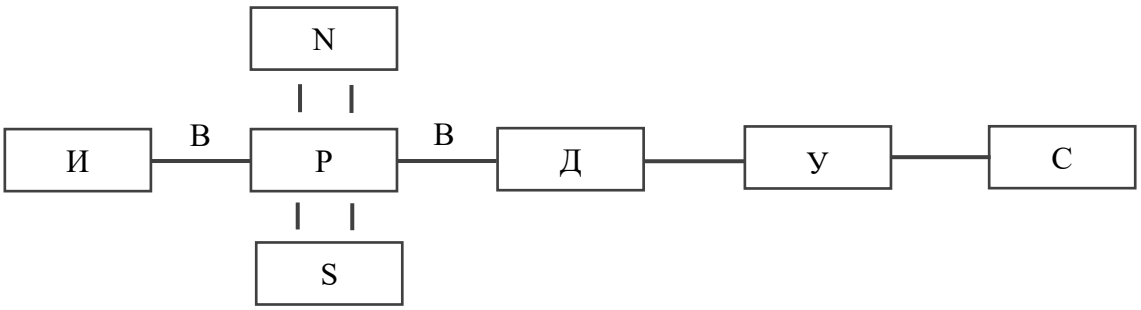


Рис. 5.6. Блок-схема ЭПР-спектрометра:

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: [9, 14]

- 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. 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.5.7. показан пример выделения опорных пластов методом ЭПР-спектроскопии по скважинам Южно-Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан).

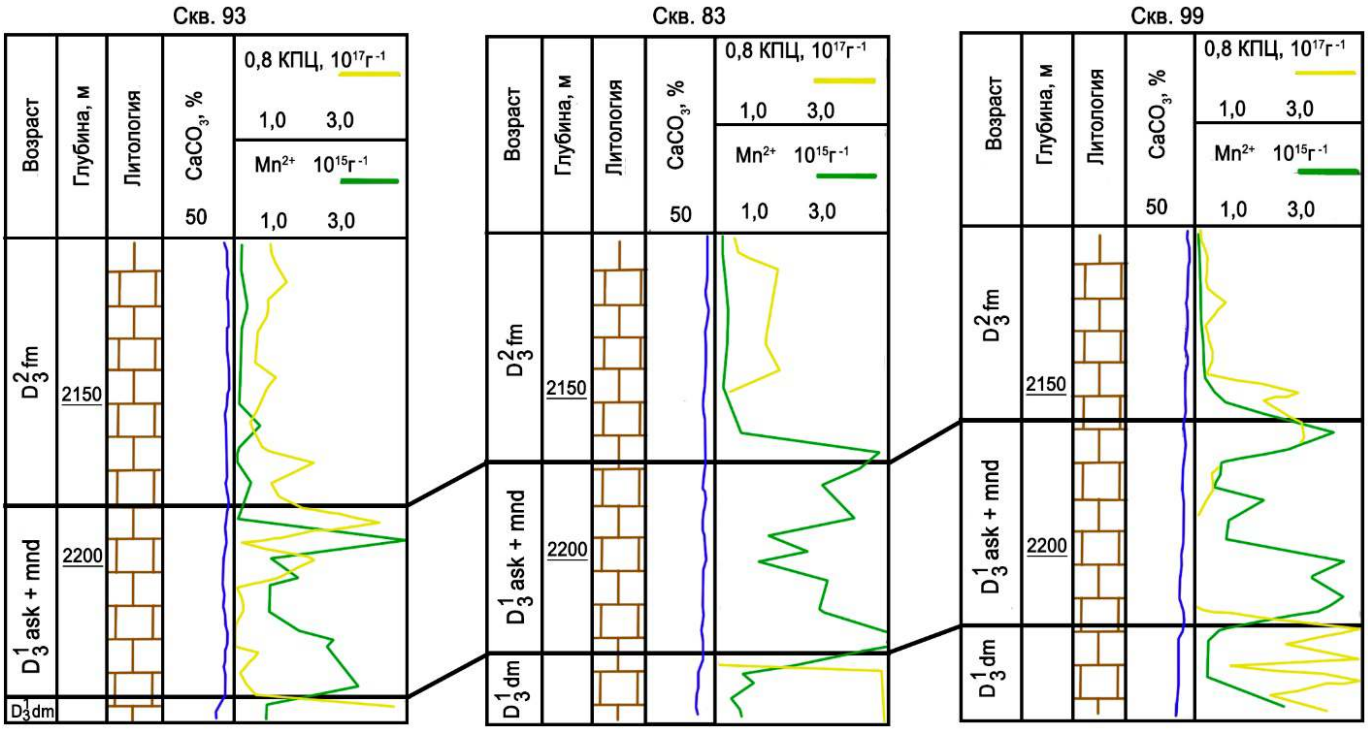


Рис.5.7. Выделение опорных пластов в разрезе методом ЭПР, Южно-Сергеевская площадь.

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.5.8.).

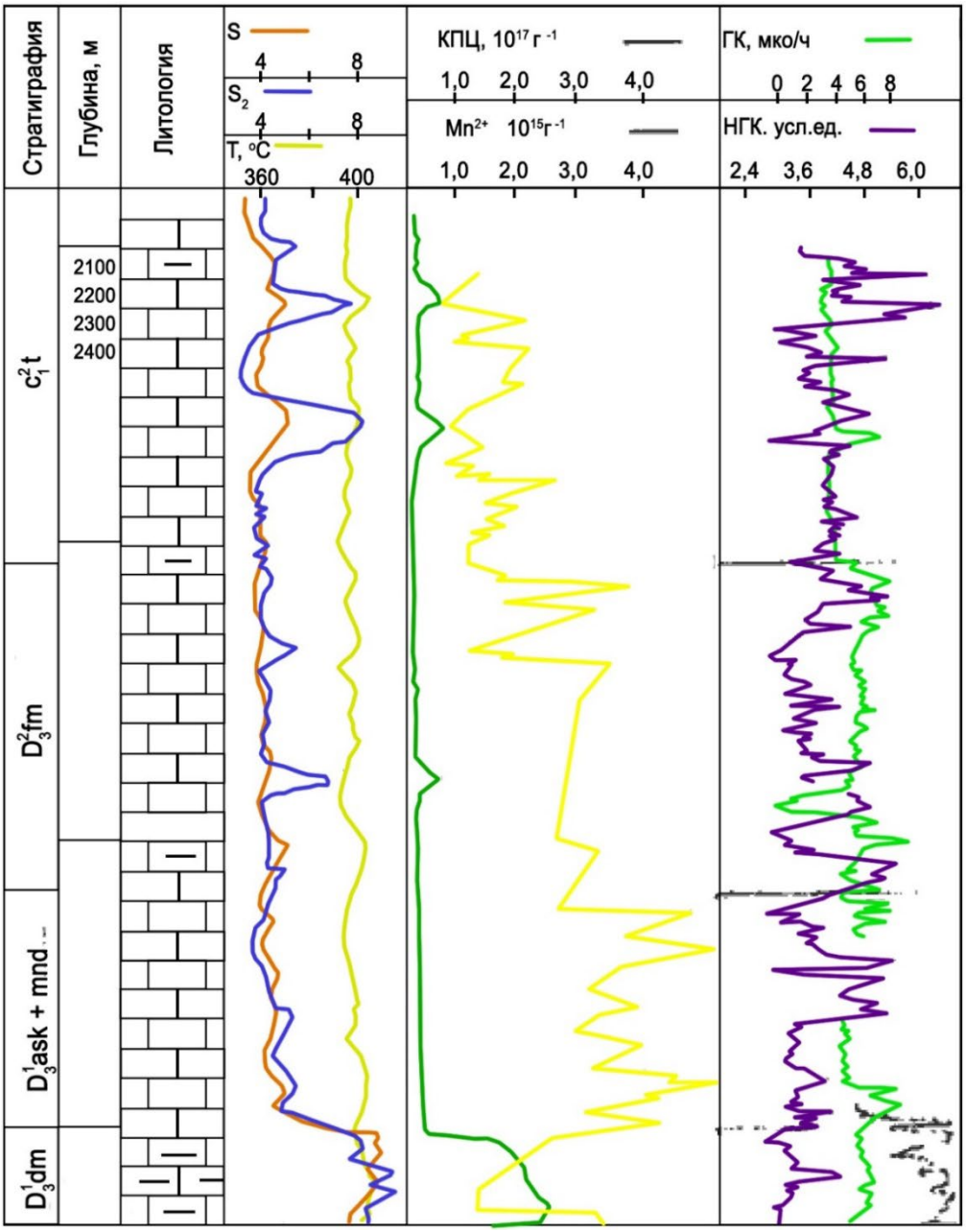


Рис.5.8. Решение геологических задач методами ЭПР-спектроскопии и пиролиза.

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 бурения 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.[15]

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.[14]

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 5.3.

Таблица 5.3.

№ образца	Литология пород	Коэффициент пористости $К_п$%		Погрешность $\Delta К_п$
		Метод насыщения гелием	Метод 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.5.9. показан малогабаритный ЭПР-спектрометр «ESR70-03 XD/2» выпускаемый предприятием УП СЭНС (г. Минск).

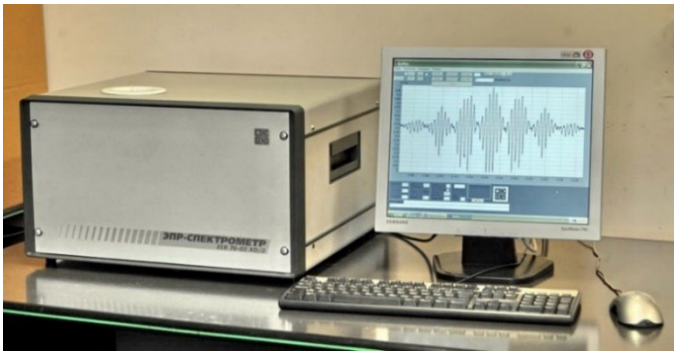


Рис.5.9. Малогабаритный автоматизированный ЭПР-спектрометр ESR70-03XD/2.

Основные технические характеристики ЭПР-спектрометров ESR70-03 XD/1 и ESR70-03 XD/2 приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4.

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)	$2{,}0\times10^{-4}$	$0{,}3\times10^{-4}$
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, мм	11	11
Интерфейс	RS-232	RS-232
Габаритные размеры, мм	300×450×460	300×460×460
Вес, кг	65	65
Потребляемая мощность, Вт не более	400	400

5.4. 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 Брэгга-Вульфа [16]

$$2d\cdot sinQ=n\lambda \qquad (5.10)$$

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.

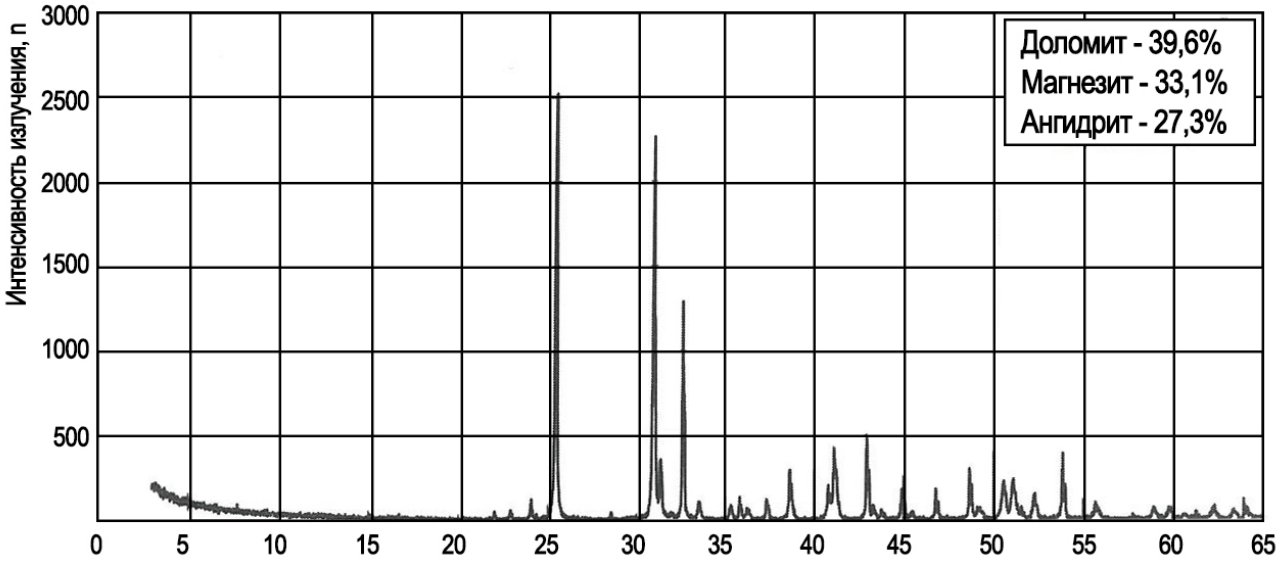
Вид дифракционной картины каждого индивидуального образца зависит от параметров элементарной ячейки, положения дифракционных максимумов, распределения атомов в ячейке и интенсивности максимумов дифракции. Ввиду этого, каждый образец будет обладать своей, только ему присущей дифрактограммой.

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

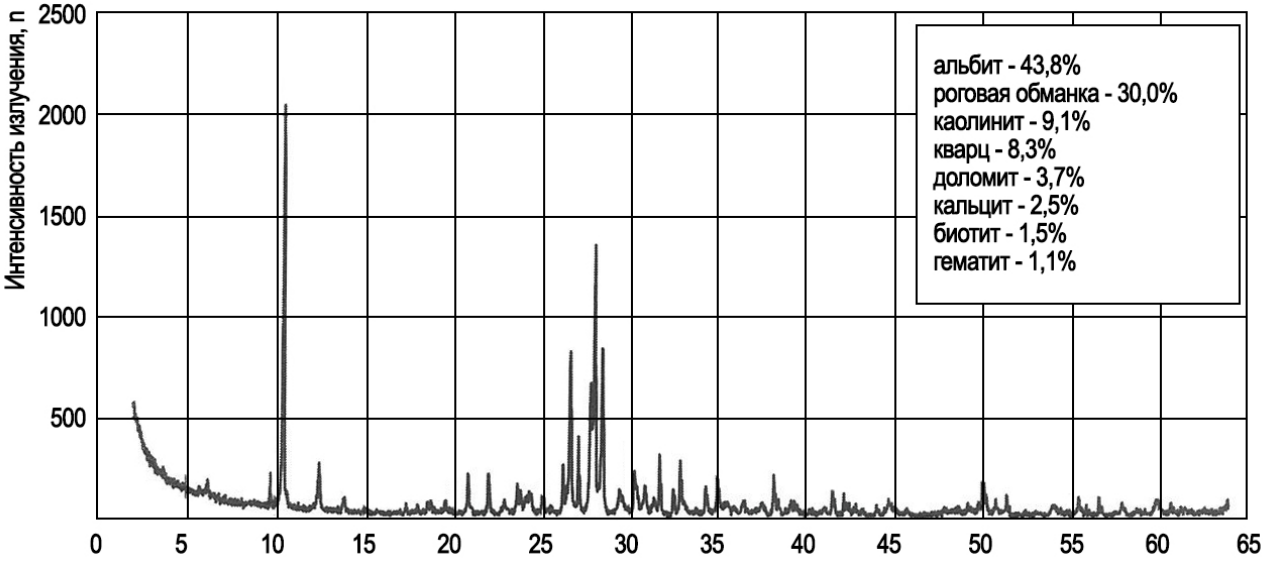
Библиотека дифрактограмм, которая содержит множество спектров минералов, позволяет по полученной картине дифракции определить тип минерала и его количество.

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.5.10. 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.5.10. 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".[17] Для определения минерального состава использовался рентгенодифракционный анализатор BTX-II фирмы Olympus (Япония).

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 BTX-II фирмы Olympus показан на рис.5.11.



Рис.5.11. 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.

5.5. 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 регистрируется 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. [18]

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

Положительные результаты применения метода РФА показали при проведении исследований в лабораториях и полевых условиях для определения литологического состава горных пород. [17]

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.5.12).[17]

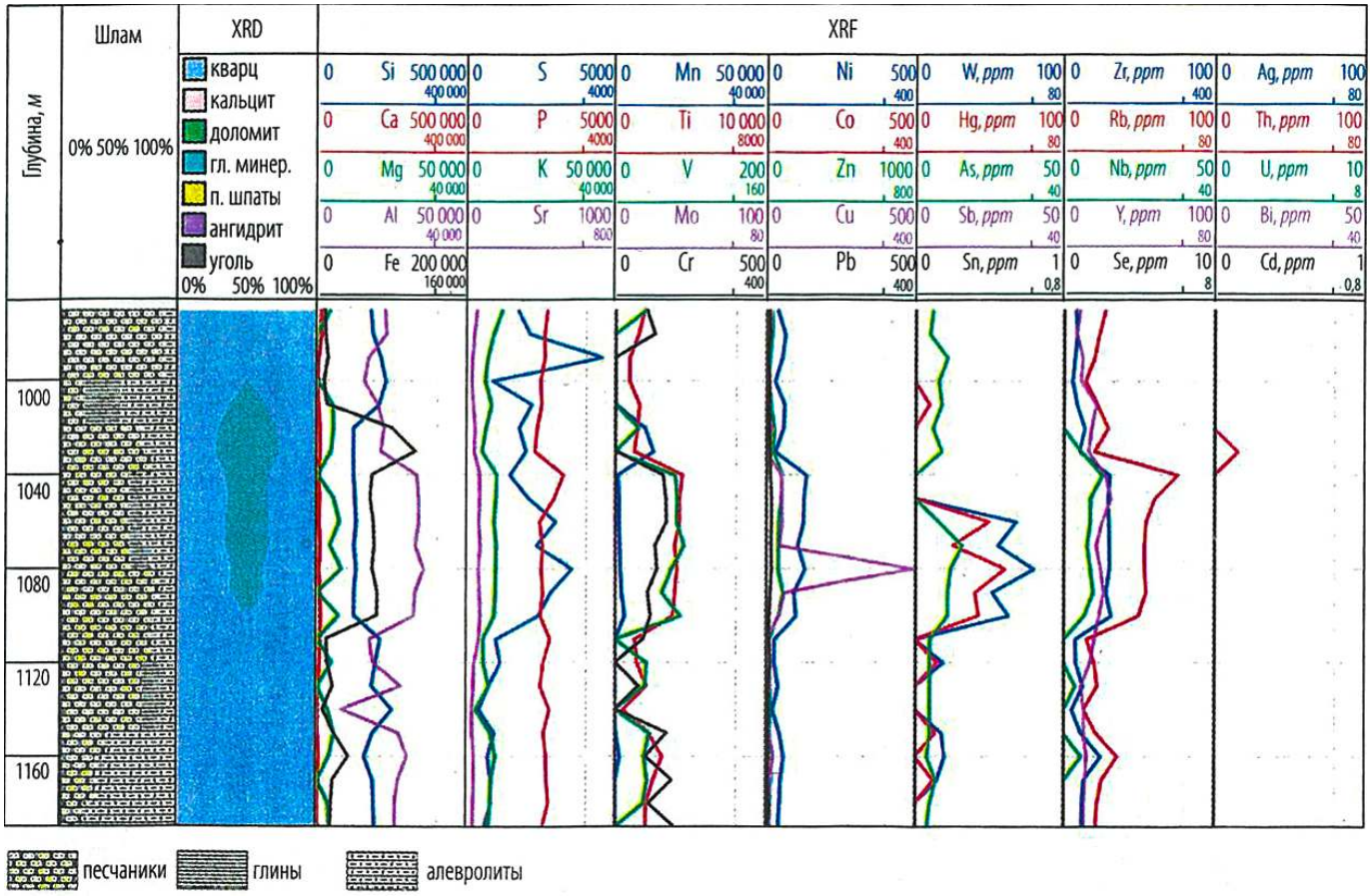


Рис.5.12. Использование элементов-индикаторов в качестве геохимических реперов.[17]

Также выявлено, что в нефтенасыщенных образцах наблюдаются аномально высокие концентрации ванадия, никеля и железа (таблица 5.4.).

Таблица 5.4.

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 Mineral Analyser 7000 (Рис.5.13.).



Рис.5.13. Портативный анализатор Mineral Analyser 7000.

6. Оперативные исследования проб промывочной жидкости и пластового флюида.

Отбор проб промывочной жидкости является обязательной операцией при проведении геолого-технологических исследований.

Отбор проб ПЖ обычно производит оператор-геолог станции ГТИ. Периодичность отбора проб ПЖ и интервалы отбора обычно указываются в техническом задании на производство работ.

Отбор проб ПЖ на определение физико-химических свойств (плотность, вязкость, водоотдача, газосодержание, температура, УЭП и др.) производится в большинстве случаев эпизодически работниками служб ЦНИЛ, а при наличии на буровой лаборатории по буровым растворам, сотрудниками лаборатории в соответствии с регламентом по контролю за параметрами промывочной жидкости.

В ряде случаев техническим заданием может быть предусмотрено измерение физико-химических свойств ПЖ оператором-геологом станции ГТИ. Поэтому ниже будет дано краткое описание применяемых для этих целей приборов и оборудования.

Также довольно часто отбор проб ПЖ производится для проведения люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА).

Применяемая аппаратура и методика измерений аналогична исследованию проб бурового шлама, которая подробно описана в разделе 4.6.

Основным видом исследований проб ПЖ при проведении ГТИ является определение газонасыщенности промывочной жидкости и состава углеводородного газа. Так как промывочная жидкость является источником прямой информации о нефтегазонасыщенности разбуриваемых горных пород, анализ ГВС, извлеченной из промывочной жидкости, даст ценные сведения о нефтегазонасыщенности горных пород разбуриваемого интервала разреза скважины.

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.6.1.

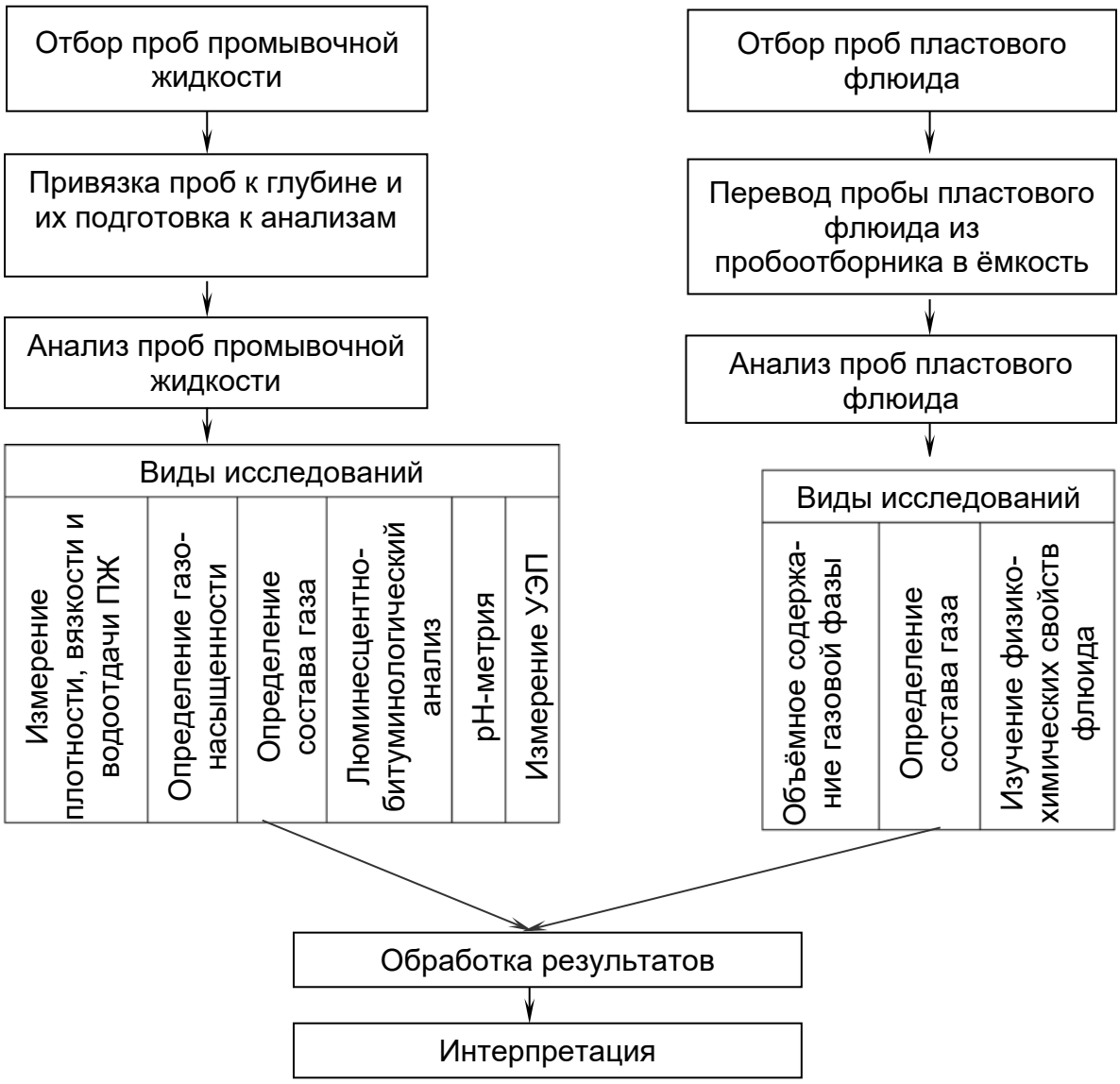


Рис. 6.1. Схема исследований проб промывочной жидкости и пластового флюида

Оперативным исследованием проб промывочной жидкости (ПЖ) и пластового флюида необходимо уделять самое пристальное внимание, а результаты анализов учитывать при интерпретации результатов исследования бурового шлама и керна.

В настоящее время наиболее широко распространенным методом исследования проб ПЖ является их термовакуумная дегазация с последующим раздельным анализом извлечённого из пробы газа, что позволяет определить истинную газонасыщенность промывочной жидкости на выходе из скважины и рассчитать коэффициент дегазации применяемого желобного дегазатора. Несмотря на трудоёмкость данного метода, равноценной замены ему, к сожалению, в настоящей момент нет, поэтому качественному выполнению работ по ТВД, если они указаны в техническом задании на скважину, необходимо уделять самое пристальное внимание.

Исследование проб промывочной жидкости проводится по классической схеме: отбор проб – привязка проб по глубине – пробоподготовка – анализ.

Исследование проб пластового флюида поводится по почти аналогичной схеме: отбор пластового флюида – получение пробы – пробоподготовка – анализ.

6.1. 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:

$$t_{от}=\frac{3{,}14\cdot 10^{-3}(D^2-d_н^2)\cdot H}{4Q_{\text{вых.п}}}, \qquad (6.1.)$$

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:

$$Q_{вых.п}=(1-К_г)\cdot Q_{вых.}, \qquad (6.2.)$$

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:

$$К_г = \frac{V_г}{V_ж}, \qquad (6.3.)$$

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.

6.2. 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.

Внешний вид термовакуумного дегазатора ДТМ-2, серийно выпускаемого в ООО НПК «Геоэлектроника сервис», показан на рис.6.2.

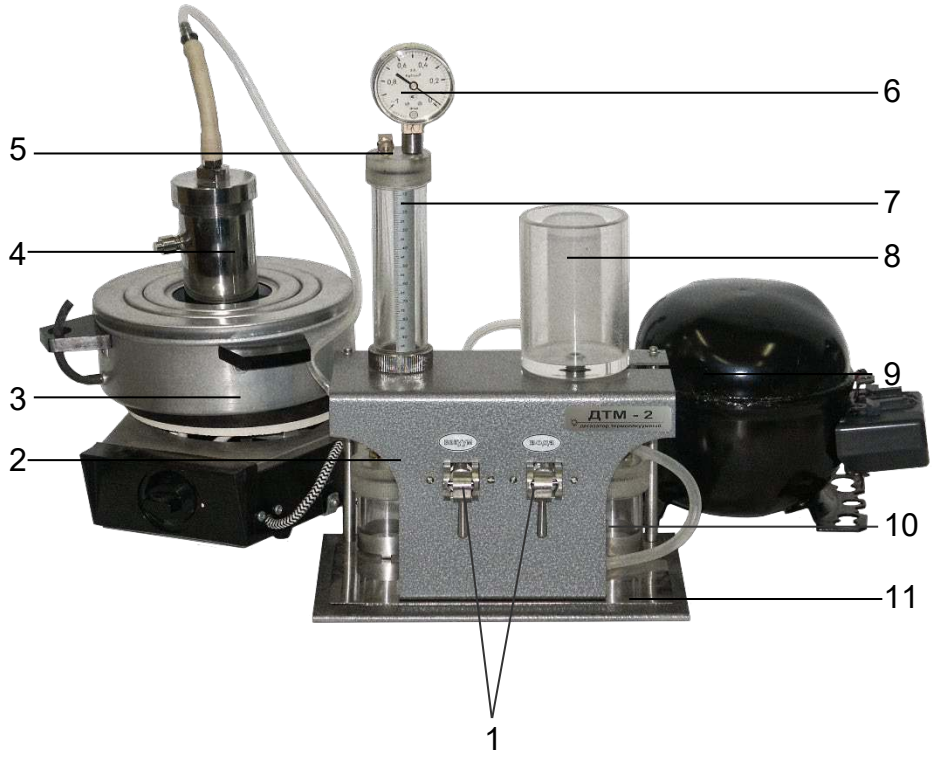


Рис.6.2. Внешний вид дегазатора ДТМ-2:

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.6.3.

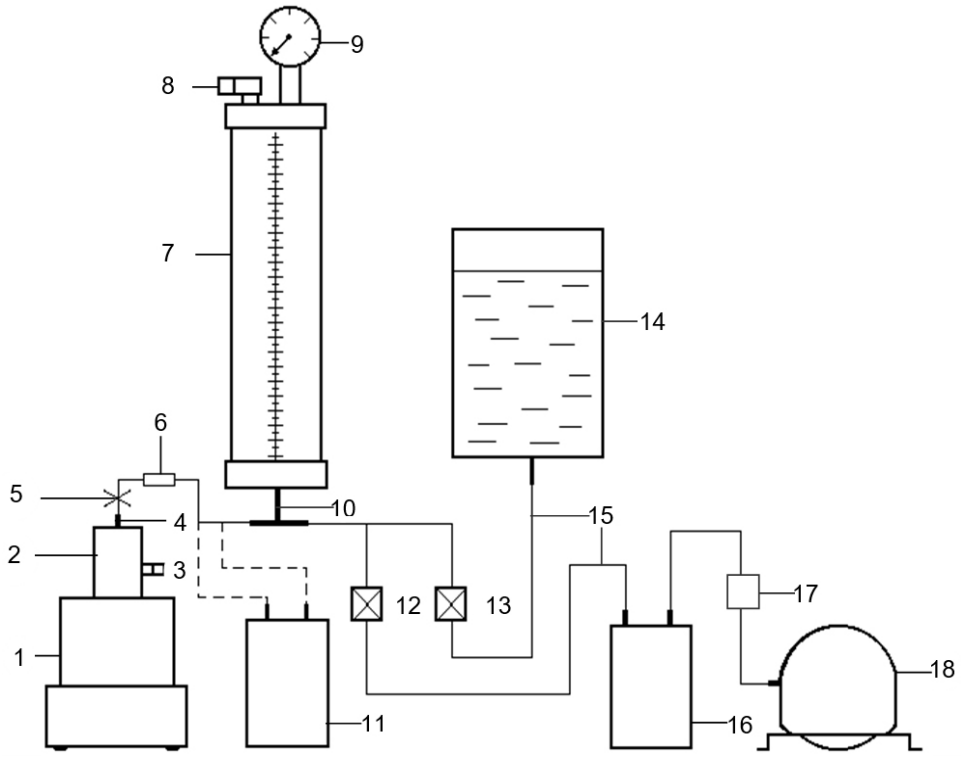


Рис.6.3. Функциональная схема дегазатора:

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:

$$V_{общ}=4\cdot V_г, \tag{6.4}$$

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:

$$C_{ж_i} = \frac{V_г \cdot C_i}{V_ж}, \tag{6.5.}$$

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

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

$$\Gamma_{\text{сум}_\text{ж}} = C_i + C_2 + \cdots + C_i. \quad (6.6.)$$

Газонасыщенность пробы углеводородными газами рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{1 \cdot 10^{-2} \cdot V_\text{г} \cdot \Gamma_{\text{сум}_\text{ж}}}{V_\text{ж}}. \quad (6.7.)$$

Коэффициент дегазации желобного дегазатора определяется по формуле:

$$\text{К}_\text{д} = \frac{\Gamma_{\text{сум}_\text{г}}}{\Gamma_{\text{сум}_\text{ж}} \cdot Q_\text{д}}, \quad (6.8.)$$

где: $\Gamma_{\text{сум}_\text{г}}$ – суммарное содержание УВГ в газовоздушной смеси по суммарному газоанализатору в момент отбора пробы промывочной жидкости, %;

$Q_\text{д}$ – 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 дегазацией должно быть минимальным на протяжении всего времени исследования заданного интервала скважины.

Периодичность или интервалы отбора и дегазации проб промывочной жидкости указываются в техническом задании на проведение ГТИ.

Обязателен отбор и дегазация проб ПЖ при резком изменении параметров ПЖ (плотность, вязкость, водоотдача), при резком увеличении суммарных газопоказаний (в 1,5 и более раз), при замене желобного дегазатора на дегазатор другой конструкции, при переносе желобного дегазатора на другое место.

Пробы пластовой жидкости, при проведении испытаний пластов на трубах (ИПТ), отбираются в пробоотборники, входящие в комплект ДТМ-2, объёмом 250 см^3, на выходе из бурильных труб или из ёмкости, куда сливается пластовая жидкость в соответствии с РД 153-39.0-062-00 «Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах», М., 2001.

Термовакуумная дегазация проб ПЖ и пластового флюида проводится при температуре 90-95$^\text{o}$С в течение 10 мин. Вакуум в системе дегазатора (0,09 МПа).

6.3. 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.

Отбор проб ПЖ для определения плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и других параметров производится на выходе из системы очистки.

Рассмотрим более подробно некоторые наиболее применяемые непосредственно на буровой приборы для измерения характеристик ПЖ и пластового флюида.

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.6.4.



Рис.6.4. 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.



Рис.6.5. Пикнометр ПЖ-2-50-КШ7/16

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.6.5.

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:

$$\rho_{ж}=\frac{m}{V_{п}} \qquad (6.9.)$$

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.6.6.

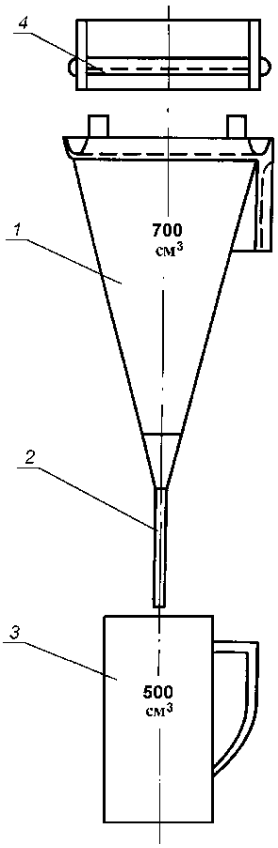


Рис.6.6.
Вискозиметр ВВ-1.
1. – воронка;
2 – трубка;
3 – мерная кружка;
4 – сетка.

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.6.7. показан внешний вид прибора ВМ-6.

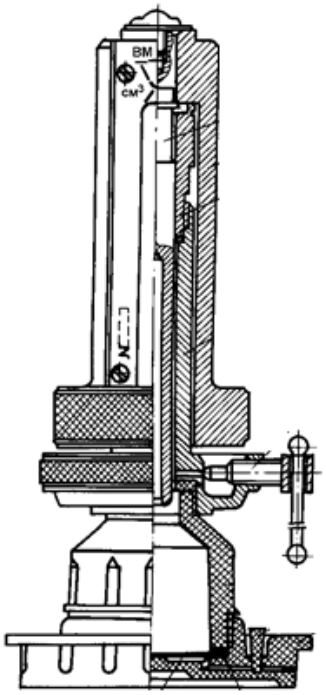


Рис.6.7. Прибор ВМ-6.

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, ºС…. 10…35.

Порядок работы прибора при определении водоотдачи глинистого раствора подробно описан в прилагаемой к прибору инструкции по эксплуатации.

Удельную электрическую проводимость (УЭП) можно измерять с помощью кондуктометров различного типа.



Рис.6.8. Кондуктометр КП-150МИ.

На рис.6.8. показан портативный кондуктометр КП-150МИ.

Кондуктометр портативный КП-150МИ предназначен для измерения удельной электропроводности (УЭП), и температуры растворов. Прибор может применяться для определения массовой концентрации солей в водных растворах в пересчете на NaCl (условного солесодержания - УСС) и производить расчет удельной электропроводности, приведенной к 25ºС ($УЭП_{25}$) по линейной зависимости.

Кондуктометр укомплектован датчиками электропроводности Д7-01 и Д7-02, предназначенными для определения электропроводности природных вод и технологических растворов с электропроводностью от 0,1 до 20000 мкСм/см. Кондуктометр может производить измерение в потоке жидкости с применением входящей в комплект проточной ячейки. По линейному графику прибор рассчитывает степень солености исследуемой жидкости от 10 мг/л до 12 г/л. Прибор измеряет температуру исследуемой жидкости в диапазоне от 5ºС до 50ºС. Потребляемая мощность не более 10 мА.



Рис.6.9. Внешний вид pH-метра Анион-4100

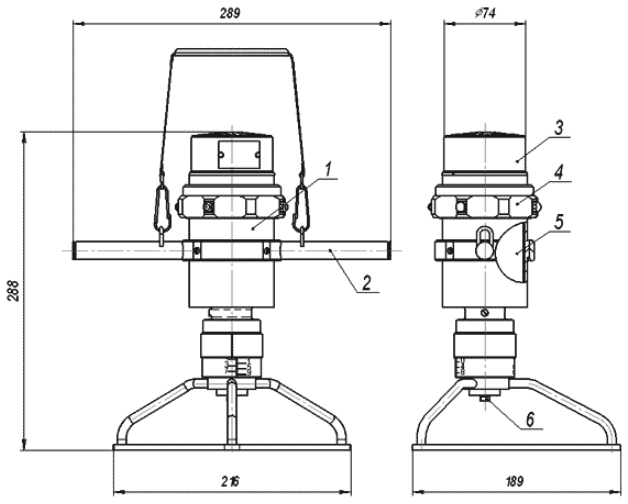
Для измерения водородного показателя pH, окислительно-восстановительного потенциала Eh можно использовать pH-метр Анион-4100. Внешний вид pH-метра Анион-4100 показан на рис.6.9.

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.

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.6.10.



1 – корпус;
2 – ручки;
3 – узел манометра;
4 – гайка запорная;
5 – стакан мерный;
6 – болт М5х16

Рис.6.10. Состав и габаритные размеры прибора ПГР-1

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.6.11.



Рис.6.11. Последовательность работы с прибором ПГР-1.

Технические характеристики прибора ПГР-1 приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

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	199×290×290
Масса прибора, кг, не более	4
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	30 000
Средний срок службы, лет	10

6.4. 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.[19]

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.6.12, а).

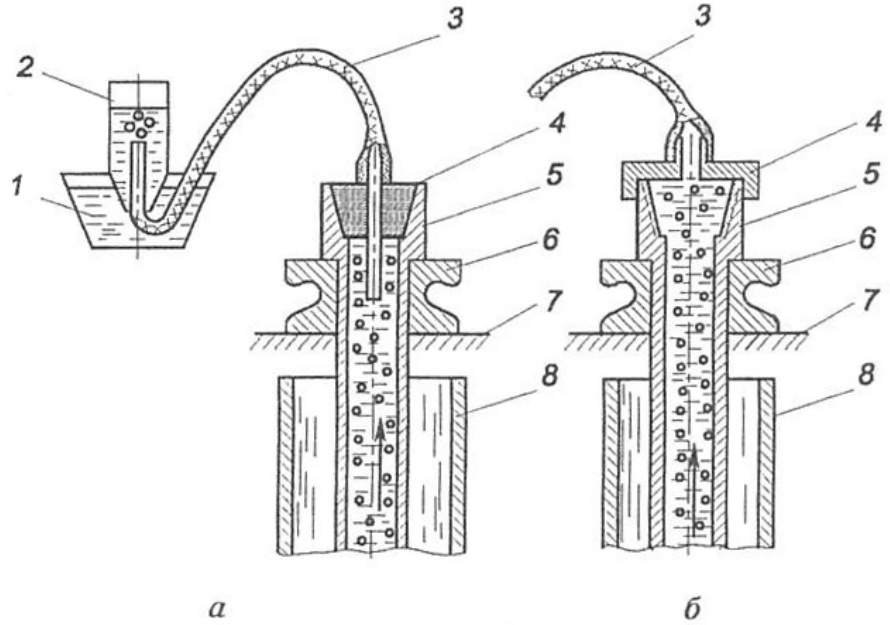


Рис. 6.12. Схемы отбора газа на устье скважины:

1 – вспомогательная ёмкость,
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 её 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.6.12, 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.

7. Газовый каротаж. Основные сведения.

Газовый каротаж – метод, основанный на измерении количества и состава углеводородного газа (УВГ), извлеченного из промывочной жидкости.

Суммарное содержание УВГ в ПЖ определяется непрерывно в функции времени газоанализатором.

Компонентный состав УВГ в ПЖ определяется дискретно (от 30 с до 1 мин.) в функции времени или глубины скважины хроматографами различных модификаций.

Отличительной особенностью газового каротажа является то, что измерение суммарного содержания и состава УВГ проводится с отставанием по времени к истинной глубине скважины, которое может составлять от нескольких десятков минут до нескольких часов, в зависимости от глубины скважины, её конструкции и расхода промывочной жидкости.

В тоже время газовый каротаж является прямым методом выделения нефтегазосодержащих пластов, в связи с чем, является важнейшим элементом в технологической схеме при выделении нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов и оценке характера насыщения в процессе бурения.

Информация, получаемая с помощью газового каротажа, позволяет своевременно выявлять аномально высокое содержание в промывочной жидкости углеводородных газов и предупреждать внезапные выбросы газа, газоконденсата и нефти.

В связи с изложенным, оператор-геолог станции ГТИ обязательно должен знать потенциальные возможности газового каротажа, уметь оперативно интерпретировать полученные данные (кривые суммарного газосодержания и хроматограммы) и оперативно использовать их в комплексе с геологической и технологической информацией.

7.1. Состав газов нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Относительный состав углеводородных газов нефтяных месторождений изменяется также в широких пределах. В таблице 7.1. приведен состав попутного газа для ряда нефтяных месторождений.

Таблица 7.1.

Состав газа, % об.

Месторождение	**CH_4**	**C_2H_6**	**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 7.2.) в зависимости от возраста пород. [20]

Таблица 7.2.

Средний состав основных компонентов нефтяных попутных газов

Возраст пород	Состав газов, % об.									
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	H_2S	CO_2	He/ Ar	$\frac{CH_4}{\sum C_2H_6 - C_6H_{14}}$
Плиоцен	90,9	3,3	1,8	1,0	0,9	–	–	1,80	-	12,98
Миоцен	84,57	2,56	1,47	1,06	1,45	–	0,01	7,68	0,52	12,93
Олигоцен	76,10	5,11	6,16	6,35	3,29	0,05	0,06	1,48	–	3,63
Эоцен	76,02	7,46	6,32	3,35	3,32	–	-	3,28	0,13	3,72
Палеоцен	76,91	5,67	4,60	3,26	2,75	0,07	-	3,73	-	4,91
Нижний мел	87,33	3,13	2,00	0,82	0,22	0,02	1,23	1,67	0,15	14,11
Юра	72,36	8,44	6,25	5,62	1,71	–	0,86	1,47	0,18	3,29
Нижняя пермь	59,92	14,96	10,13	5,36	2,04	0,18	1,27	1,00	0,35	1,83
Средний карбон	39,49	14,46	13,09	6,96	3,33	0,13	0,87	0,52	–	1,09
Нижний карбон	56,52	10,11	8,59	4,47	2,21	0,12	0,85	1,53	0,65	2,22
Девон	44,63	14,82	16,13	7,99	3,16	0,35	0,16	0,48	2,50	1,05

В составе попутного газа нефтяных месторождений, приуроченных к отложениям карбона и девона, объёмное содержание метана не превышает 50-60% и резко возрастает, по сравнению с газовыми месторождениями, содержание этана, пропана и бутана. Для нефтяных месторождений нижнего мела и юры состав попутного газа меняется в сторону увеличения доли лёгких углеводородов, увеличивается и значение флюидного коэффициента $\frac{CH_4}{\sum C_2H_6\text{-}C_5H_{12}}$ от 1,05 – для месторождений девонского возраста, до 14,11 – для месторождений нижнемелового возраста.

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 7.3. приведены значения ГФН для различных нефтяных месторождений в ряде областей России. [21]

Таблица 7.3.

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.

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. Относительный состав газов газовых и газоконденсатных месторождений России приведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4.

Характеристика свободных газов газовых и газоконденсатных месторождений

Район	**Месторождение**	**Состав газа, % объем.**						
		CH_4	**C_2H_6**	**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-Ставропольское	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.

7.2. 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

$$\mathrm{H_{пл}} = \frac{V_з}{V_{\text{п.м}}} \qquad (7.1.)$$

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

$V_{\text{п.м.}}$ – объем затрубного пространства, 1 п.м.

Объем затрубного пространства определяется по формуле

$$V_з = T \cdot Q_{вых}, \qquad (7.2)$$

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

$$\mathrm{V_{п.м.}} = \frac{\pi(\mathrm{D_{скв}^2 - d_{тр}^2})}{4} \cdot h, \qquad (7.3)$$

где: $\mathrm{D_{скв}}$ – диаметр скважины, *м*,

$\mathrm{d_{тр}}$ – 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). 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.

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 7.5.

Таблица 7.5.

Физические свойства углеводородных газов.

Название	**Относительная молекулярная масса**	**Агрегатное состояние**	**$T_{кип}$, °C**
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 отмечается повышением скорости бурения $V_{мех}$ и снижением плотности пород по результатам анализа бурового шлама, при этом увеличения открытой пористости не наблюдается.[11]

Очень часто резкое повышение $Г_{сум}$ наблюдается после проведения СПО и включения циркуляции ПЖ через интервал времени, равный $T_{отст}$, 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

$$P_з = P_г = \rho \cdot q \cdot H, \qquad (7.4.)$$

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.

$$P_з = P_г + \Delta P_{кп} \qquad (7.5.)$$

где: $\Delta P_{кп}$ – гидравлические потери давления в кольцевом пространстве.

Величина $\Delta P_{кп}$ зависит от плотности промывочной жидкости, скорости её течения, вертикальной высоты столба жидкости над забоем скважины, размером кольцевого пространства.

При величине забойного давления выше пластового или равного ему, притока пластового флюида в пласт не наблюдается.

При подъеме инструмента величина давления на призабойную часть пласта уменьшается за счет эффекта свабирования (поршневания) и, в зависимости от скорости подъема инструмента, его компоновки и параметров промывочной жидкости, может быть достаточна для создания депрессии и вызова притока из пласта, подвергающегося влиянию свабирования. Газовые аномалии данного типа обычно характеризуются резким увеличением и быстрым затуханием $Г_{сум}$, но в ряде случаев поступление газа в ПЖ за счет эффекта свабирования может привести к значительному повышению газонасыщенности и даже к выбросу.

Данная ситуация может возникнуть вследствие следующих причин:

- наличие сальника на бурильной колонне;
- высокая скорость подъема бурильных труб над забоем скважины;
- бурение на равновесии или близком к нему, т.е. когда $P_з=P_{пл}$.

Для определения характера данного типа аномалий необходимо иметь информацию обо всех операциях на данный момент времени, которые проводились на буровой. Высокие значения $Г_{сум}$ регистрируются после проведения вышеперечисленных операций через время отставания, т.е. после выхода порции ПЖ с забоя скважины до устья.

Появление газовых аномалий за счет наличия в промывочной жидкости рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину.

Подобные газовые аномалии чаще всего возникают при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта, и их величина зависит от характеристик пласта и пластового давления. При значительной величине аномалии она может вновь появиться на кривой $Г_{сум}$ через время полного цикла циркуляции $T_ц$, которое равно:

$$T_ц=T_{отст.}+T_{пов.}+T_{Тр}\ , \tag{7.6.}$$

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

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

$\boldsymbol{T_{Тр}}$ – время движения ПЖ от буровых насосов до забоя скважины, мин.

Особенно часто газовые аномалии, связанные с рециркуляционным газом, проявляются тогда, когда бурение ведется с использованием одной приемной емкости. В этом случае т.к.:

$$\mathrm{T_{отст}} = 16{,}6\frac{\mathrm{V_з}}{\mathrm{Q_{вых}}};\ \ \mathrm{T_{пов}} = 16{,}6\frac{V_{\mathrm{п}}}{Q_{\mathrm{вых}}};\ \ \mathrm{T_{тр}} = 16{,}6\frac{V_{\mathrm{тр}}}{Q_{\mathrm{вх}}} \tag{7.7.}$$

и получим:

$$\mathrm{T_ц} = \frac{16{,}6}{\mathrm{Q_{вых}}} \cdot (V_{\mathrm{з}} + V_{\mathrm{п}} + V_{\mathrm{тр}}) \tag{7.8.}$$

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:

$$Q_{вых}=Q_{вх}=Q_н; \tag{7.9.}$$

где: $Q_н$ - производительность бурового или буровых насосов, л/с.

Рассчитать с высокой точностью время полного цикла циркуляции сложно, т.к. неизвестно количество ПЖ, участвовавшей в процессе движения к приемной емкости, но по появлению повторных положительных аномалий, меньшей интенсивности и через $T_ц$ близкое к расчетному, можно с высокой степенью достоверности его определить.

В таблице 7.6 показано изменение концентраций углеводородных газов (УВГ) в процессе бурения и промывки глубокой скважины на месторождении Тенгиз.

Таблица 7.6

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.

Таким образом, появление положительных аномалий $\boldsymbol{Г_{сум}}$, связанных с рециркуляционным газом, характеризуется 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 $\boldsymbol{Г_{сум}}$ 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 её водного раствора с железом и алюминием по формулам:

$$Fe + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2\uparrow \qquad (7.10)$$

и

$$2Al + 6HCl \rightarrow 2AlCl_3 + 3H_2\uparrow, \qquad (7.11)$$

т.е. при реакции выделяется водород, причем при реакции с алюминием его выделяется значительно больше.

То же самое происходит и при взаимодействии железа и алюминия с разбавленной серной кислотой.

$$Fe + H_2SO_4 \rightarrow FeSO_4 + H_2\uparrow \quad (7.12)$$

и

$$2Al + 3H_2SO_4 \rightarrow Al(SO_4)_3 + 3H_2\uparrow \quad (7.13)$$

Аналогичная ситуация происходит и при добавлении в ПЖ щелочных реагентов:

$$Fe + 2NaOH + 2H_2O \rightarrow Na_2[Fe(OH)_4] + H_2\uparrow \quad (7.14)$$

и

$$2Al + 2NaOH + 6H_2O \rightarrow 2Na[Al(OH)_4] + 3H_2\uparrow. \quad (7.15)$$

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-П001.2-2М, 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.7.1.

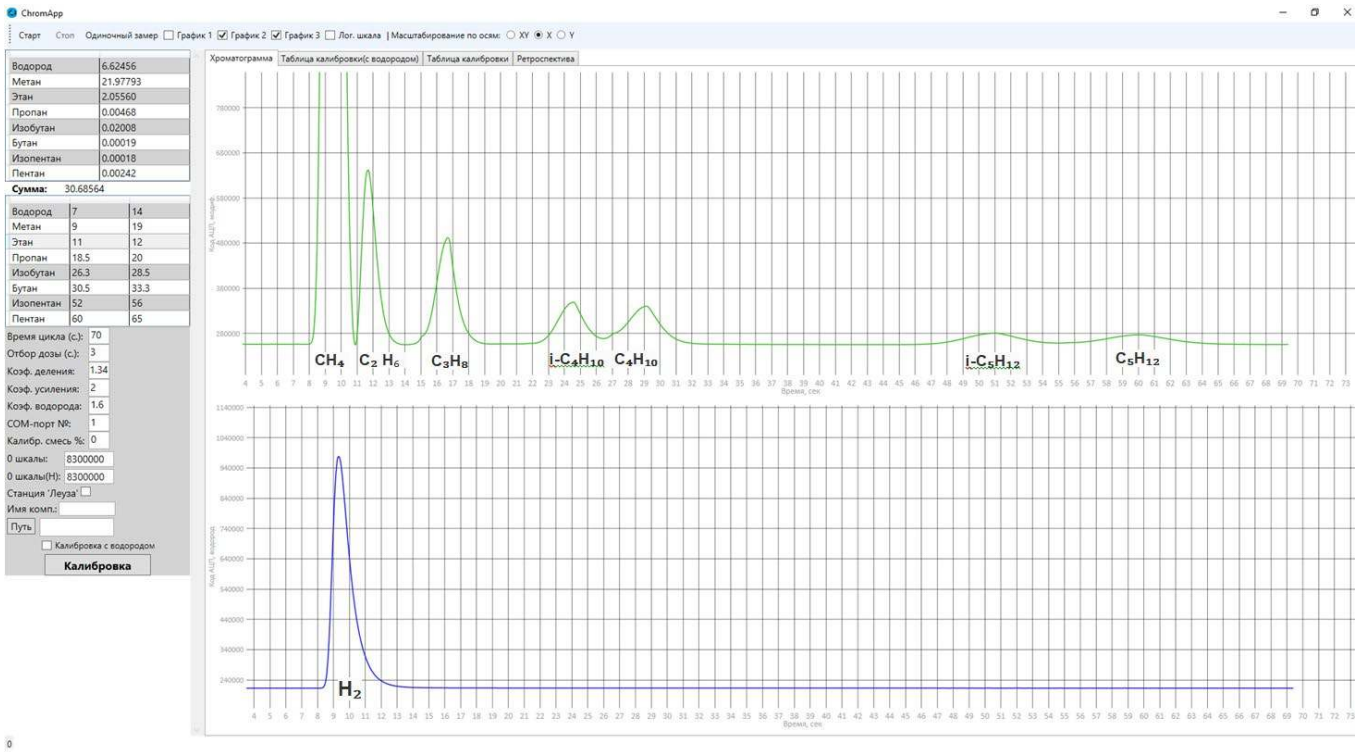


Рис.7.1. Хроматограмма с разделением ГВС на метан и водород.

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.7.2).

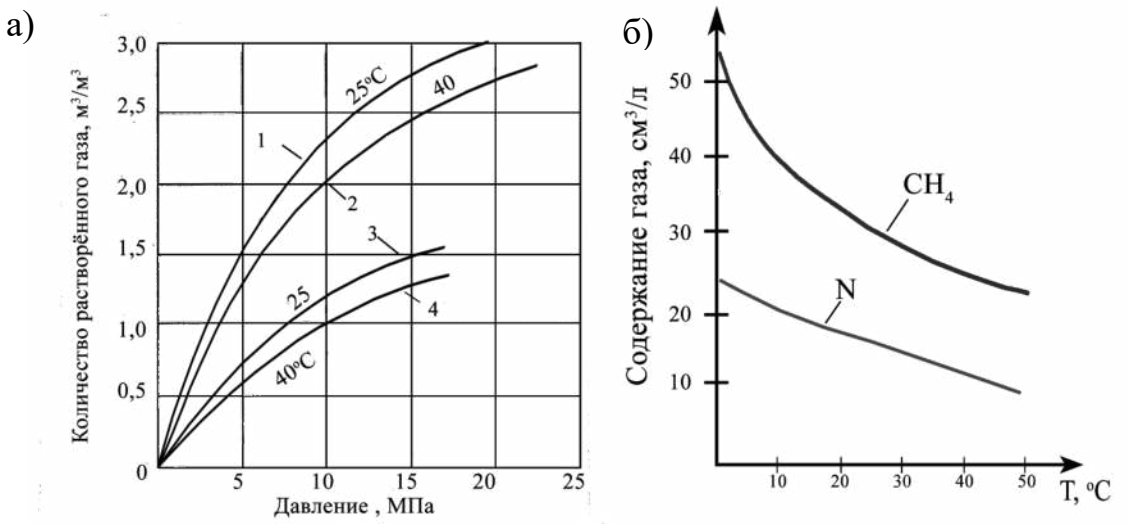


Рис.7.2. Кривые растворимости газа в дистиллированной (1,2) и соленой воде – 2М раствор NaCl (3,4) при различных температурах и давлениях.

Из графиков, представленных на рис.7.2.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 её солености, возрастает примерно по одинаковой зависимости.

Содержание метана (CH_4) в соленой воде (Рис.7.2.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 $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$, необходимо использовать различные флюидные коэффициенты.

Более подробно проблемы водоносных и нефтегазоносных пластов будут рассмотрены ниже.

7.3. 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 их последующей термовакуумной дегазацией и определением состава выделившегося газа. [55] Ввиду 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», 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 $\Gamma_{сум}$ 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.7.3).

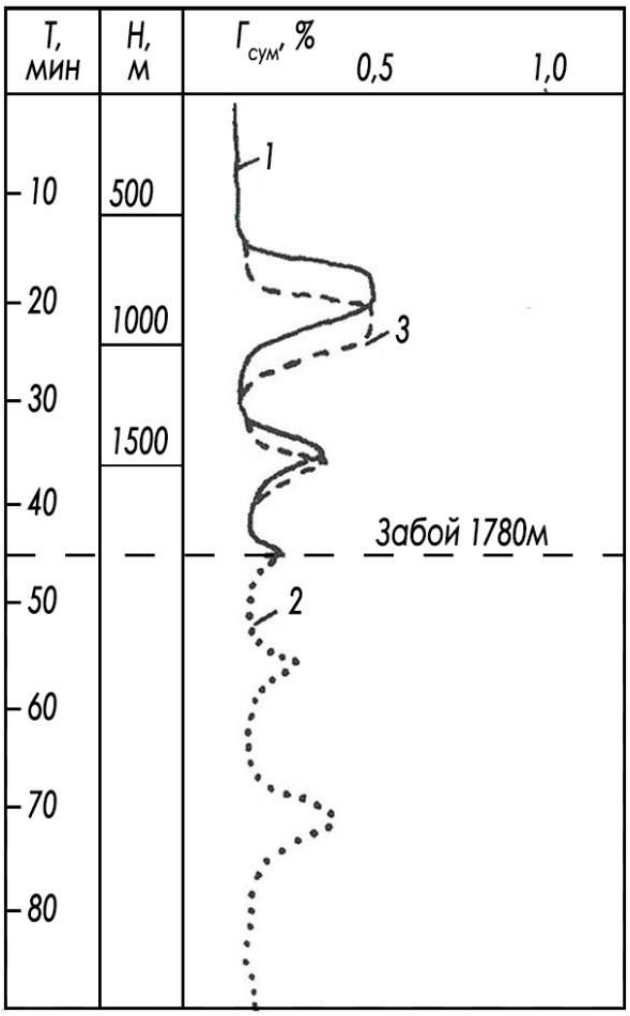


Рис. 7.3. Выделение нефтегазоносных пластов по результатам ГзПБ

1- зарегистрированная кривая $\Gamma_{сум}$ при ГзПБ (затрубное пространство);
2- кривая $\Gamma_{сум}$ (внутритрубное пространство);
3- фактическое расположение аномальных зон $\Gamma_{сум.}$

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 $\Gamma_{сум}$, в функции времени. Если значение $\Gamma_{сум}$

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, 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_4), 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). [8,17]

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:

$$C_{oi} = \frac{10^2 \cdot C_{ni}}{\sum_{i=1}^{i=n} C_n} \tag{7.16}$$

где: C_{oi} – концентрация i-го компонента, %;

n – число анализируемых компонентов.

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

$$E=0{,}77 \cdot 10^3 \cdot \frac{Q_{вых}}{D_{скв}} \tag{7.17}$$

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: [22]

$$Г_{пр}=10^{-3}\cdot K_{д}\cdot Г_{сум}\cdot E \quad (7.18)$$

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

Остаточное газосодержание $F_{г}$ рассчитывается по формуле [22]

$$F_{г}=0{,}37Г_{пр}\frac{Z\cdot T}{P_{пп}} \quad (7.19)$$

где: Z – коэффициент сжимаемости газа;
T – пластовая температура, ºС;
$P_{пп}$ – пластовое давление.

Остаточное нефтесодержание $F_{нг}$ рассчитывается по формуле: [22]

$$F_{нг}=10^{2\frac{F_{пр}}{G}}\cdot(1.05+1.66\cdot10^{-4}\cdot H) \quad (7.20)$$

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

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

$$G=\frac{H}{16.8} \quad (7.21)$$

Обобщенный показатель углеводородного состава был предложен Э.Е. Лукьяновым. [20]

$$ОПУС=\frac{C_1\cdot C_2\cdot\ldots\cdot C_{n-1}}{(C_1+C_2+C_n)^{n-1}} \quad (7.22)$$

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:

$$ОПУС_3=\frac{C_1\cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \quad (7.23)$$

$$ОПУС_4=\frac{C_1\cdot C_2\cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \quad (7.24)$$

$$ОПУС_3^1=\frac{C_1\cdot C_2\cdot C_3}{3} \quad (7.25)$$

Предложен также $ОПУС_5^1$, имеющий, по мнению автора, хорошую корреляционную связь с молекулярной массой газа:[20]

$$ОПУС_5^1=\frac{C_1\cdot C_2\cdot C_3\cdot C_4\cdot C_5}{5} \quad (7.26)$$

Остаточная газонасыщенность флюида пласта ($G_{ф}$) рассчитывается по формуле:

$$G_{ф}=\frac{Г_{пр}}{К_{П}+0{,}002Г_{ар}} \quad (7.27)$$

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».

7.4. Аппаратура и оборудование газового каротажа.

При проведении газокаротажных работ используется следующая аппаратура и оборудование:

– газоанализаторы;

– хроматографы;

– дегазаторы;

– газовоздушные линии.

Для раздельного анализа углеводородных и неуглеводородных газов могут использоваться масс-спектрометры.

Газоанализаторы 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.

Газоанализаторы выпускаются различных типов модификаций. На рис.7.4 показана передняя панель суммарного газоанализатора «АГАТ-3И», выпускаемого в ООО НПК «Геоэлектроника сервис».

Газоанализатор позволяет проводить измерения концентрации метана в пределах 0,01 – 80% и суммы тяжелых УВГ 0,01 – 20%.

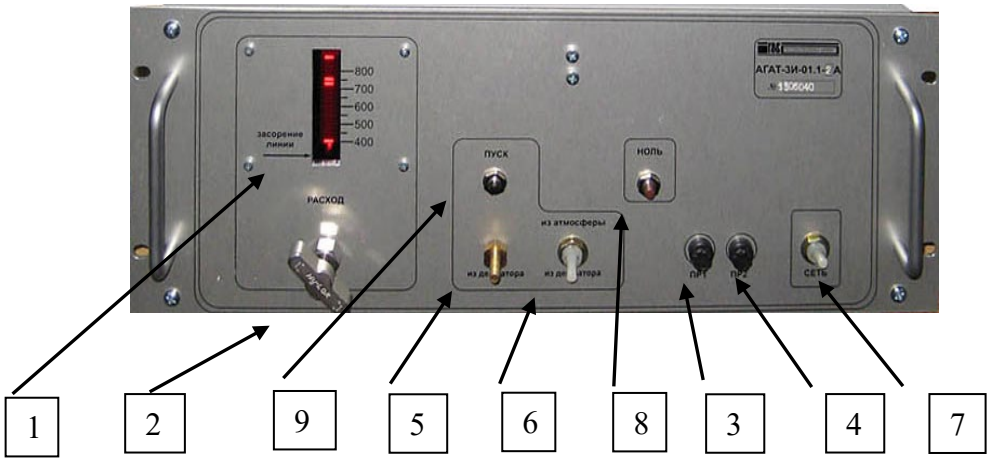


Рис.7.4. Передняя панель газоанализатора:

1. – электронный ротаметр;
2. – вентиль;
3. – предохранитель;
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».

Хроматографы предназначены для раздельного анализа УВГ и измерения обычно метана (CH_4), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), изобутана (*i*- C_4H_{10}), бутана (C_4H_{10}), изопентана (*i*-C_5H_{12}) и пентана (C_5H_{12}).

В последнее время разработаны хроматографы позволяющие дополнительно измерять и водород (H_2). К данной модификации относится хроматограф ГХ-П001.2-2М, разработанный в ООО НПК «Геоэлектроника сервис».

Хроматографы, в зависимости от типа применяемых детекторов, делятся на две группы:

- хроматографы с термохимическим детектором;
- хроматографы с пламенно-ионизационным детектором.

Наиболее широкое применение нашли хроматографы с термохимическим детектором.

Хроматографы с пламенно-ионизационным детектором (ПИД) обладают более высокой чувствительностью, но более сложны в изготовлении и обслуживании, а также требуют наличия источника водорода.

На рис.7.5 показана передняя панель хроматографа ГХ-П001.2-2М.

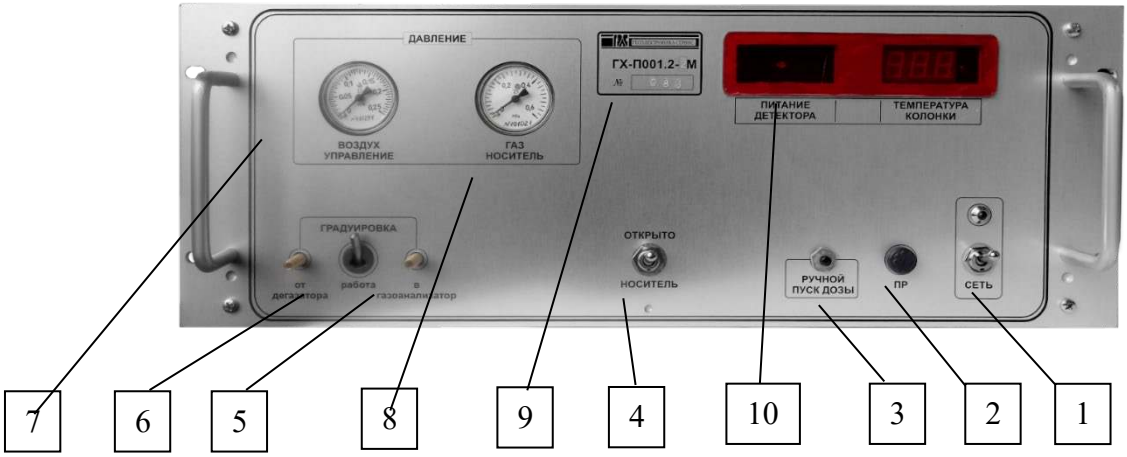


Рис.7.5. Передняя панель хроматографа ГХ-П001.2-2М.

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).

Дегазаторы предназначены для непрерывной дегазации промывочной жидкости с целью извлечения из нее газовой смеси.

Наиболее широкое применение в практике работ газокаротажных работ нашли дегазаторы с принудительным дроблением потока ПЖ. Ранее применяемые поплавковые дегазаторы ввиду низкой степени дегазации ПЖ не рекомендуются к использованию.

Установка дегазатора на буровой производится в открытом участке желоба, по возможности ближе к устью, с целью получения достоверной информации о содержании газовой смеси в циркулирующей промывочной жидкости.

При установке дегазатора возле вибросита содержание метана в ГВС резко снижается в несколько раз, что приводит к неверным выводам об истинной газонасыщенности в составе УВГ в ПЖ.

Газовоздушные линии предназначены для транспортировки извлеченной из ПЖ газовоздушной смеси от дегазатора до станции ГТИ. Газовоздушные линии могут быть из ПВХ, фторопласта или металлические. Использование газовоздушных линий из поливинилхлорида (ПВХ) нежелательно, так как они сорбируют УВГ, особенно тяжелые компоненты, а при повышении температуры окружающего воздуха, интенсивно отдают их, что приводит к неправильным выводам при интерпретации результатов раздельного анализа газа.

8. Краткие сведения о параметрах режима бурения и промывки.

Для оператора-геолога станции ГТИ необходимо иметь представление об основных параметрах режима бурения и промывки. К ним относятся:

- механическая скорость бурения;
- расход ПЖ на входе и выходе из скважины;
- уровень и объем ПЖ в приемных емкостях;
- уровень и объем ПЖ в доливочной ёмкости;
- плотность ПЖ на выходе из скважины;
- давление ПЖ на входе в скважину;
- температура ПЖ на выходе из скважины.

Дополнительную ценную информацию при оценке характера насыщения пласта-коллектора может дать измерение удельного электрического сопротивления (УЭС) или удельной электрической проводимости (УЭП) промывочной жидкости на выходе из скважины.

Из перечисленных выше параметров для правильной интерпретации геолого-геохимической информации наибольшее значение имеют изменение механической скорости проходки, расход ПЖ на выходе из скважины и объем ПЖ в приемных емкостях.

Это связано с тем, что данные параметры дают практически мгновенную информацию о характере их изменения в процессе бурения, без задержки во времени, в отличие от полученной информации по буровому шламу и газовому каротажу.

8.1. Механическая скорость бурения.

Механическая скорость бурения ($v_{мех}$) зависит от многих факторов: режимных параметров бурения (нагрузка на долото, расход и давление промывочной жидкости), дифференциального давления, свойств промывочной жидкости и др. Но наряду с этим большое влияние на изменение $U_{мех}$ оказывают и свойства горных пород, в первую очередь их прочности, твердости и крепости, а также пористость и трещиноватость. Наибольшей твердостью обладают породы сильно уплотненные, кварцевого и кремнистого состава, а также магматические породы, брекчии, конгломераты и галечники. Разделение горных пород по буримости приведено в таблице 8.1.

Таблица 8.1.

Категории пород по буримости для вращательного бурения

Наименование пород, материалов и т.п., их состояний и примесей	Категории по буримости											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Торф и растительный слой	■	■										
Лёсс, пески, ил, трепел, мел	■	■										
Супеси, суглинки, каменная соль	■	■	■									
Сильно выветренные изверженные и метаморфические породы		■										
Глины		■	■									
Мергели, бурые угли, опоки		■	■	■								
Алевролиты, каменные угли			■	■	■	■						
Марганцевые и окисленные железные руды			■	■								
Каолин первичный, бокситы				■								
Песчаники, известняки				■	■	■						
Аргиллиты, мраморы, ангидриды					■	■						
Выветренные изверженные и метаморфические породы				■	■	■	■	■	■			
Сланцы					■	■	■					
Порфириты, кератофиры, габбро						■	■					
Амфиболиты, пироксениты						■	■					
Кимберлиты, базальты							■	■				
Андезиты, диориты							■	■				
Кварциты магнетитовые, гематитовые, скарны								■	■			
Гнейсы								■	■			
Гранитогнейсы, песчаники сливные кварцевые									■	■		
Граниты, пегматиты, гранодиориты									■	■		
Конгломераты									■	■		
Альбитофиры, роговики										■	■	
Джеспилиты, яшмовые и корундовые породы											■	■
Кремень												■

Непрерывно регистрируя механическую скорость проходки или продолжительность бурения определенного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) можно проводить литологическое расчленение разреза скважины, особенно при разбуривании терригенного разреза, представленного аргиллитами, алевролитами и пористыми песчаниками, т.е. появляется возможность выявлять в разрезе пласты-коллекторы.

Метод продолжительности проходки известен как механический каротаж, а при регистрации малых интервалов проходки (0,1; 0,2; 0,25 м) – детальный механический каротаж (ДМК).

Оператор-геолог станции ГТИ при проведении литологического расчленения и выделения в разрезе пластов-коллекторов по результатам анализа бурового шлама должен обязательно учитывать информацию по механическому каротажу, а также корректировать границы смены пластов и слоев горных пород с учетом изменения механической скорости проходки и действующей глубины скважины.

С учетом того, что механический каротаж дает мгновенную информацию об изменении физических свойств горных пород, особенно важно следить за изменением механической скорости проходки при приближении к пласту-коллектору, так как информация о входе в пласт-коллектор по шламу поступит намного позднее с учетом времени отставания, которое может достигать нескольких десятков минут, т.е. довольно продолжительное время, за которое перспективный пласт-коллектор будет пройден без отбора керна, что резко снизит геологическую эффективность работ.

Для измерения механической скорости проходки применяются специальные датчики различной конструкции и модификаций. [23]

8.2. Расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины.

Измерение расхода ПЖ на входе и выходе из скважины позволяет по величине дифференциального расхода устанавливать на ранней стадии нефтегазопроявления или поглощения промывочной жидкости, что обычно характерно при вскрытии пластов-коллекторов. Начало нефтегазоводопроявления или поглощения ПЖ позволяет регистрировать момент вскрытия нефтегазоносного пласта, т.е. определить кровлю пласта-коллектора.

Для измерения расхода ПЖ на выходе из скважины применяются, в основном, индикаторы потока. [23] Индикаторы потока устанавливаются в желобной системе у устья на выходе из скважины.

Индикаторы предназначены для непрерывного контроля изменения потока промывочной жидкости на выходе из скважины.

Увеличение или уменьшение расхода ПЖ отражается изменением угла отклонения лопатки датчика потока и свидетельствует о вскрытии нефтегазоносного пласта, если производительность бурового насоса не изменялась.

Для измерения расхода ПЖ на входе в скважину применяются электромагнитные расходомеры РГР-100 и ультразвуковые расходомеры РУД-342, которые поставляются в комплекте станций «Разрез-2В» и «Разрез-5В». [23]

8.3. Уровень и объем промывочной жидкости в приемных емкостях.

Изменение уровня и, соответственно, объема ПЖ в приемных емкостях свидетельствует о нефтегазопроявлении или поглощении промывочной жидкости. Так как жидкость практически несжимаема, то начало изменения уровня, если не производился долив или не было потери ПЖ, будет означать вскрытие пласта-коллектора.

Если возрастание уровня ПЖ в приемных емкостях совпадает по времени с увеличением потока ПЖ на выходе из скважины, то это будет свидетельствовать о вскрытии нефтеносного или водоносного пласта.

Если возрастание уровня ПЖ в приемных емкостях незначительно, по сравнению с большим ростом потока ПЖ на выходе из скважины, это будет, с большей долей вероятности, свидетельствовать о вскрытии газоносного пласта.

Для измерения уровня ПЖ в приемных емкостях применяются уровнемеры двух типов: поплавковые и ультразвуковые.[23]

9. Оперативная интерпретация геолого-геохимической и технологической информации для решения геологических задач.

Оперативная интерпретация геологической информации производится непосредственно на скважине и должна быть направлена на решение следующих задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение пластов с АВПоД и АВПД;
- выделение опорных пластов (реперов), ориентировка в разрезе и установление степени соответствия фактического разреза скважины прогнозному;
- стратиграфическое расчленение разреза;
- прогноз вскрытия кровли пласта-коллектора;
- определение границ кровли и подошвы пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора и степень нефтегазонасыщенности пород;
- определение характера насыщения пласта.

По результатам интерпретации геологической информации выдаются рекомендации об интервалах отбора керна, гидродинамических и геофизических исследованиях.

Технологическая схема проведения геологических исследований по выявлению продуктивных пластов в процессе бурения приведена на рис. 9.1. Основным условием эффективности оперативных геологических 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-статиграфического 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.

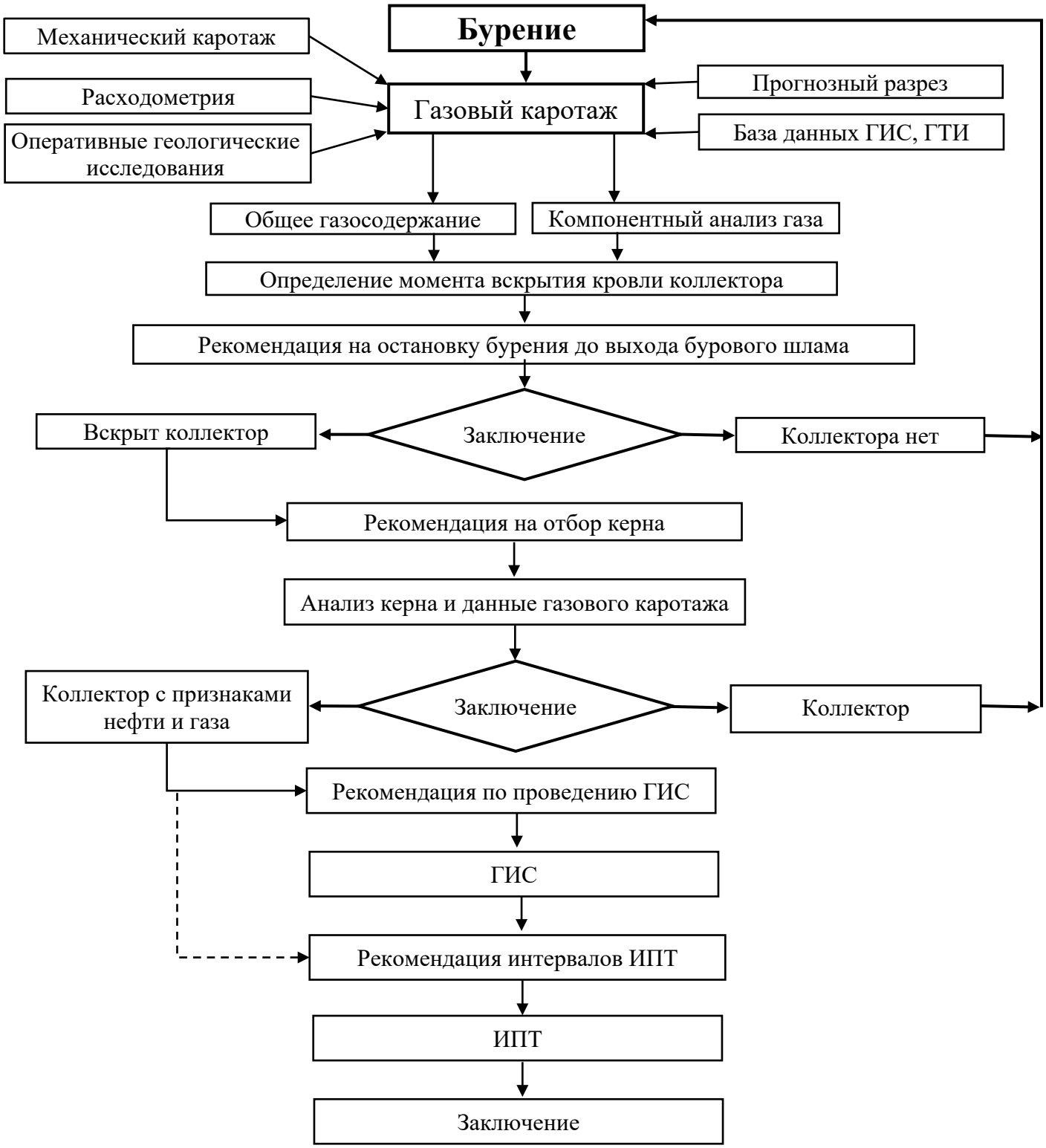


Рис.9.1. Технологическая схема проведения оперативных геолого-геохимических и технологических исследований по выделению пластов в разрезе скважины.

Основным условием эффективности оперативных геолого-геохимических и технологических исследований предлагаемой технологии является чёткая последовательность выполняемых операций, максимальное использование всей имеющейся геолого-технологической, геохимической и геофизической информации на каждом этапе работ и комплексирование методов ГИС и ГТИ в процессе проводки скважины.

9.1. 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.

При этом особое внимание необходимо уделять имеющимся в разрезе опорным маркирующим пластам (реперам). Чаще всего в качестве реперов используются пласты аргиллитов, глин, известняков и доломитов.

Реперные пласты чаще всего подразделяются на три категории.

I-категория – реперы, которые имеют региональное распространение и являются наиболее надежными при корреляции разрезов. Они обычно хорошо фиксируются на диаграммах ГИС и ГТИ всех пробуренных на площади (месторождении) скважинах.

II-категория – пласты с характерными литологическими особенностями, которые присущи большинству разрезов рядом пробуренных скважин и хорошо фиксируются на диаграммах ГИС и ГТИ.

III-категория – прослои небольшой мощности, представленные карбонатными или глинистыми породами, которые присущи нескольким рядом пробуренным скважинам, т.е. имеют незначительное корреляционное значение.

При интерпретации данных ГТИ, в отличие от интерпретации диаграмм ГИС, в качестве опорных пластов можно использовать интервалы горных пород, которые выделяются по битуминозности и цвету ЛБА бурового шлама, механической скорости проходки, цвету, структуре и текстуре пород по результатам анализа шлама.

Важно непосредственно в процессе бурения выявлять смену литологии пластов разреза и возраста проходимых горных пород. 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.

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 представляет 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 своевременная выдача 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.

Отобранный шлам исследуется методами обязательного комплекса, приведенными в разделе 4. Если получаемая информация не позволяет провести литолого-стратиграфическое расчленение разреза, привлекаются дополнительные методы.

Основные трудности при исследовании шлама обычно связаны с присутствием обвальных пород, содержание которых в пробах шлама может достигать 60–70% и более. Способы отделения основной и обвальной породы и методика построения шламограмм изложены в разделе 4.

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 её 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.9.2).

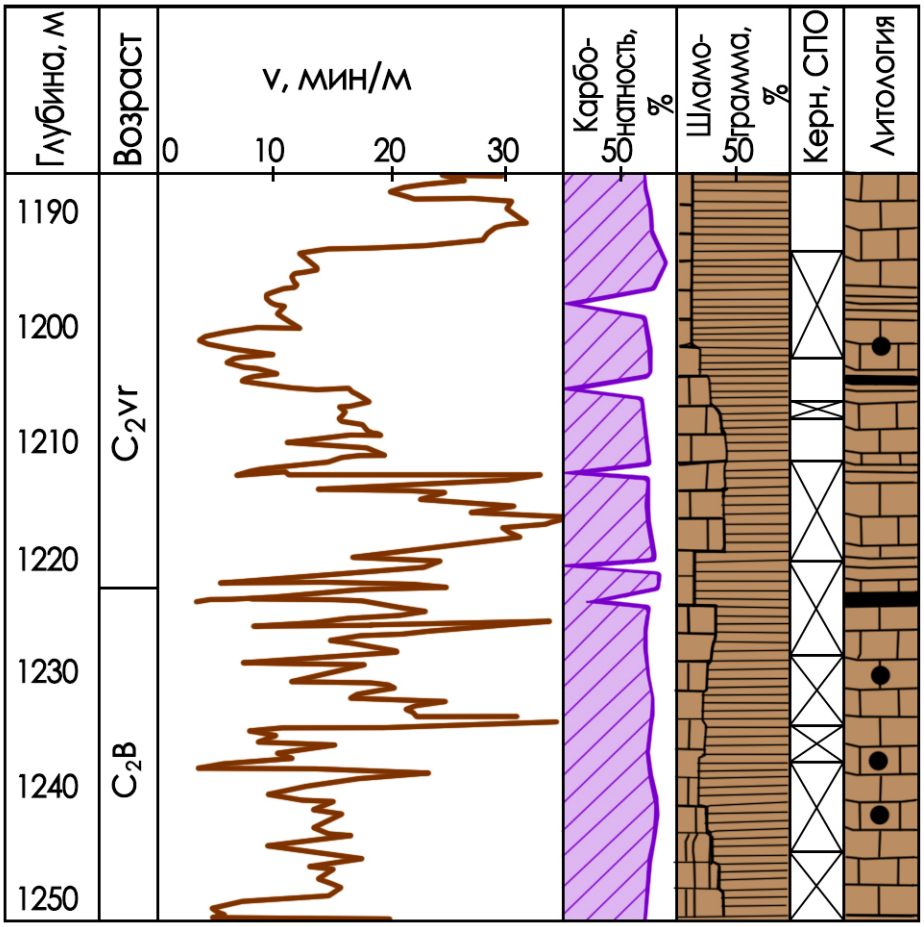


Рис.9.2. Литологическое расчленение разреза
(Западно-Ножевская площадь Пермское Прикамье).

Низкими значениями (1–3 м/ч) отмечаются пласты ангидритов. В мергелях и глинистых доломитах наблюдается возрастание механической скорости в 1,5–2,5 раза по сравнению с её значениями в плотных известняках.

В карбонатной части разреза (турнейские и фаменские отложения), представленной известняками и доломитами, проводить литологическое расчленение практически невозможно, так как изменение $V_{мех}$ очень незначительное и не наблюдается закономерность в её 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.9.3.

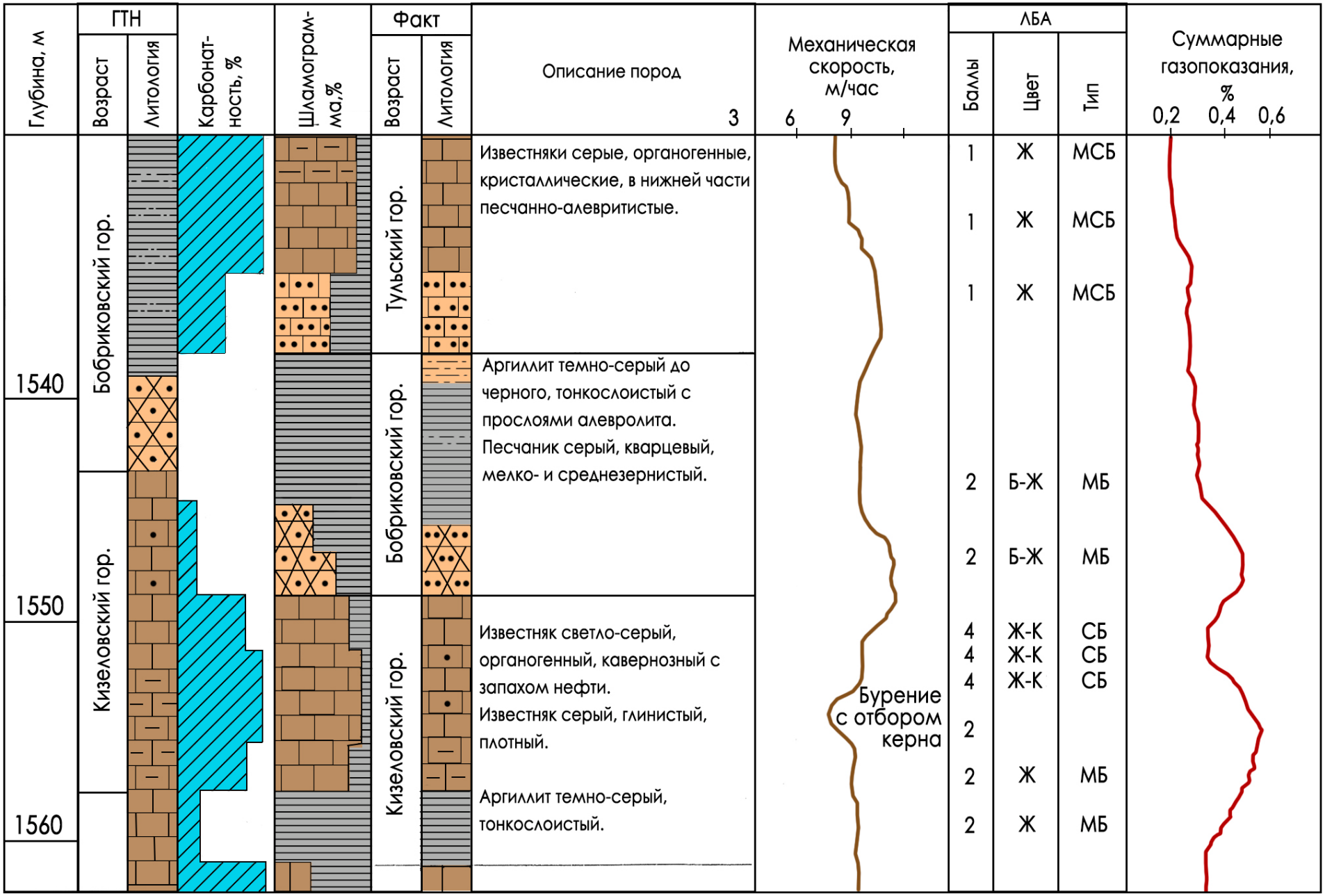


Рис.9.3. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза по разведочной скважине (Республика Башкортостан).

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 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.9.4 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.

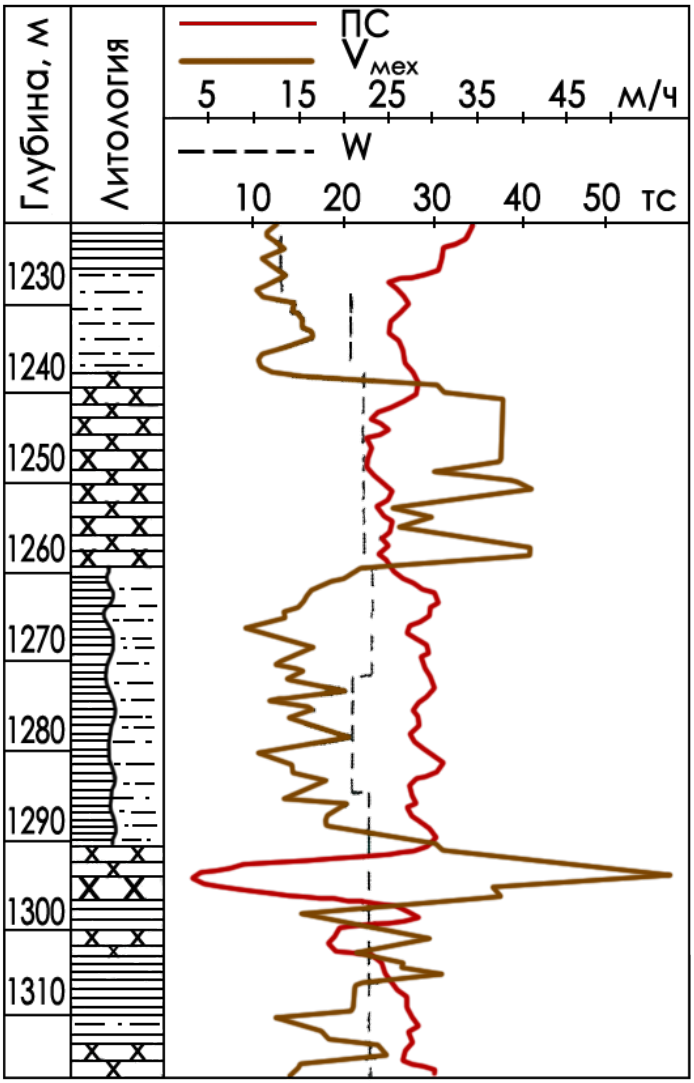


Рис.9.4. Литологическое расчленение разреза по изменению механической скорости проходки ($V_{мех}$).

В глинисто-алевритовых пластах (интервалы 1220 – 1238 и 1260 – 1290 м) $V_{мех}$=12÷15 м/ч, в то время как при разбуривании песчаников (интервал 1238 – 1260 м) механическая скорость возрастает до 35 – 40 м/ч, а в пласте-коллекторе (интервал 1291 – 1296 м) – до 55 м/ч.

Для успешного решения задачи литологического расчленения девонских отложений данной группы провинций методы ГТИ необходимо комплексировать с ГИС. Для привязки информации, получаемой по ГТИ, необходимо использовать опорные пласты или реперы. В качестве таких используются повсеместно распространенные и выдержанные по мощности пласты, которые уверенно выделяются по кривой $V_{мех}$, данным анализа шлама и кривым электрометрии или радиометрии. Так, для Пермского Прикамья при проведении ГТИ в качестве реперов используется кровля верейских аргиллитов, известняк в кровле турнея. В Республике Коми (Усинское

месторождение) в качестве реперов выделены верхнепермские отложения пористых песчаников, 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 особой 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 5.5) 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, Южно-Каспийская и Ленно-Тунгусская нефтегазоносные провинции. Характерным для данных провинций и областей является 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.9.5).

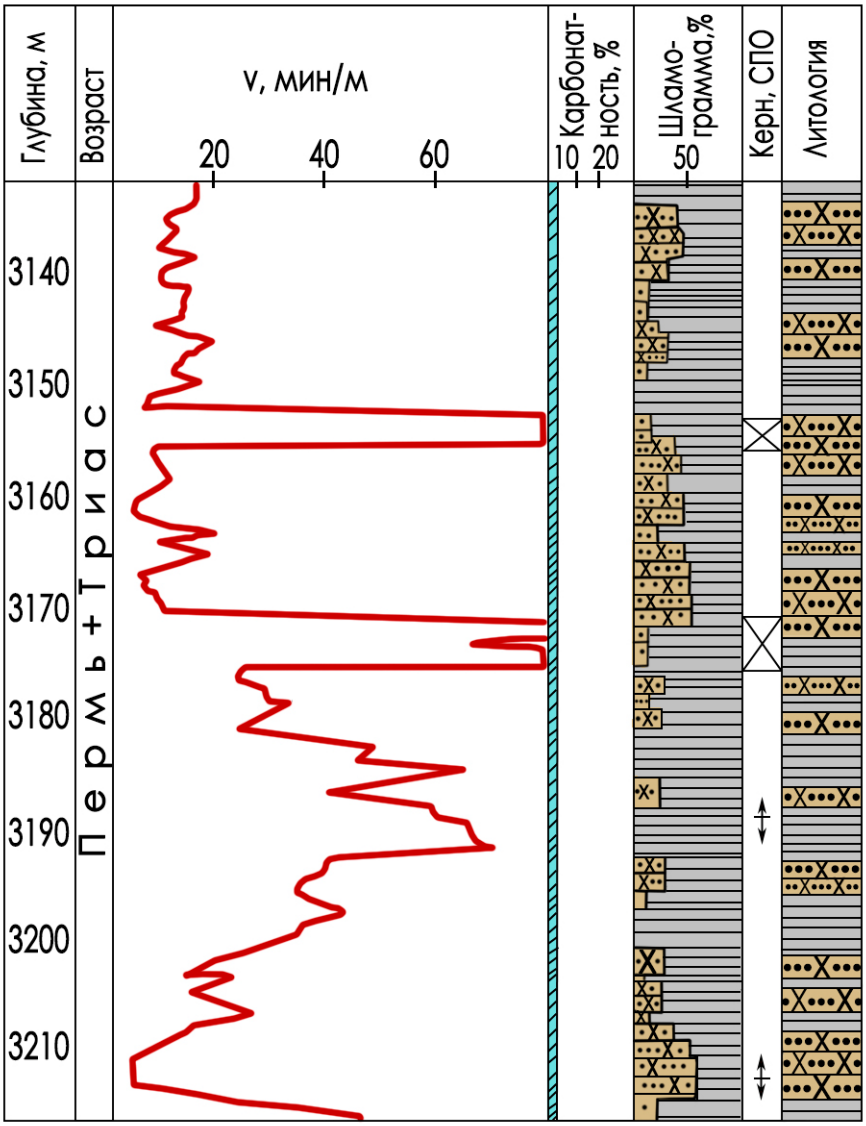


Рис.9.5. Литологическое расчленение разреза (Площадь Байтюбет-Арал Прикаспий).

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.9.6). 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).

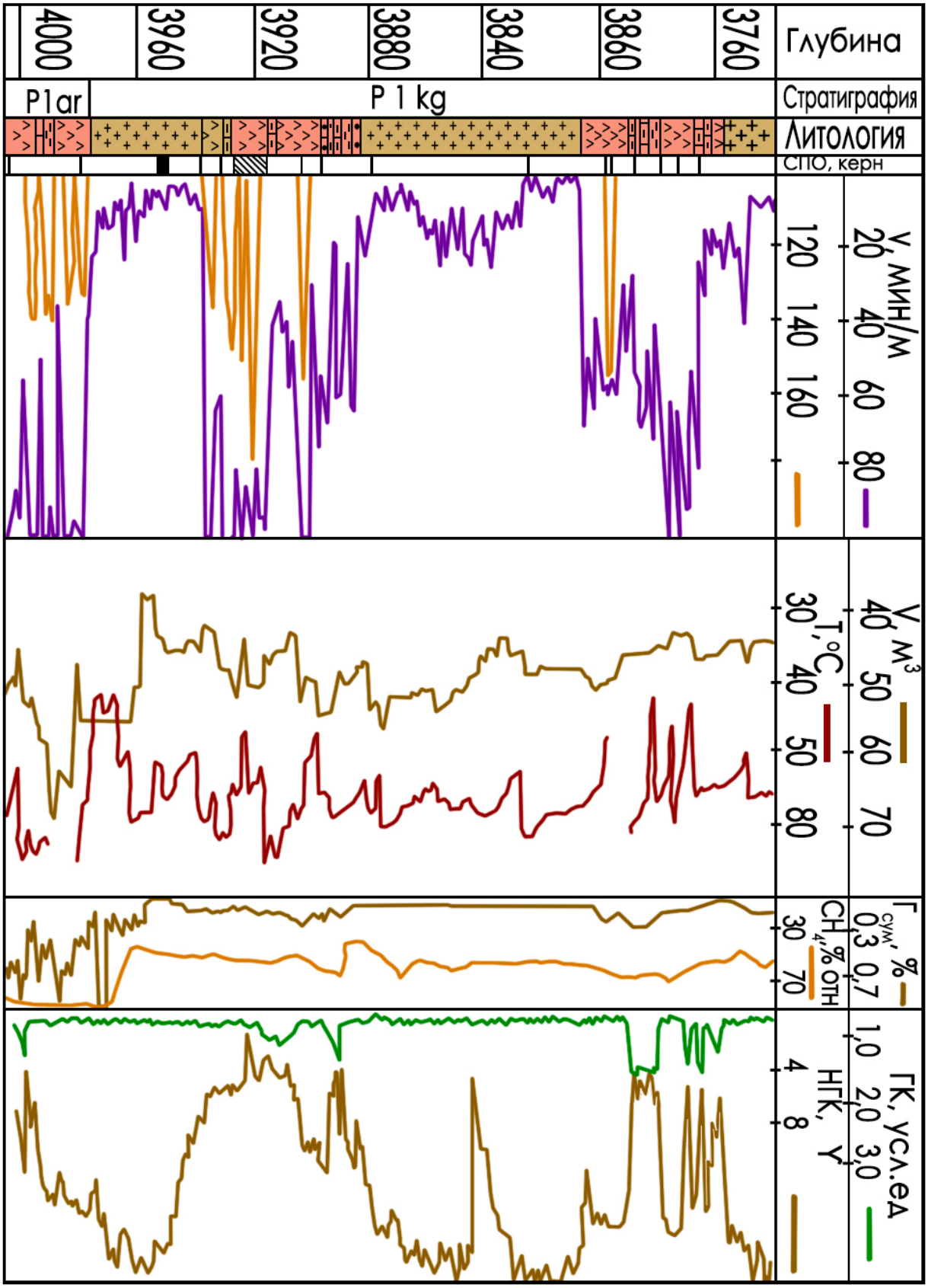


Рис.9.6. Литологическое расчленение разреза по скв.29 площади Тенгиз.

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 и 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.9.7.). Вход в пласты-коллекторы сопровождается ростом $V_{мех}$ и падением $Р_{вх}$. Наблюдается также поглощение ПЖ.

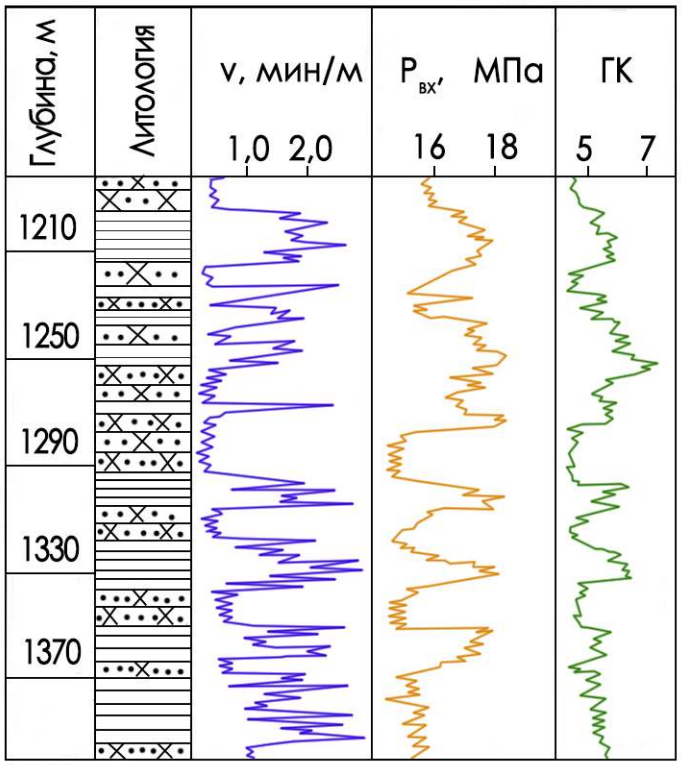


Рис.9.7. Литологическое расчленение разреза (Самотлорское месторождение).

В связи и широким применением комплексов «БИТ-ВЗД» предлагается для литологического расчленения разреза и выделения пластов-коллекторов использовать параметры энергокаротажа (энергоемкость разрушения горных пород, условная удельная работа разрушения, коэффициент буримости относительный, коэффициент буровой пористости и др.) [24] Использование данных параметров в процессе бурения эксплуатационных скважин в Зап.Сибири далj положительные результаты. На рис.9.8 показано литологическое расчленение разреза скважины по изменению параметров буровой пористости, расчетной плотности и расчетной прочности горных пород.

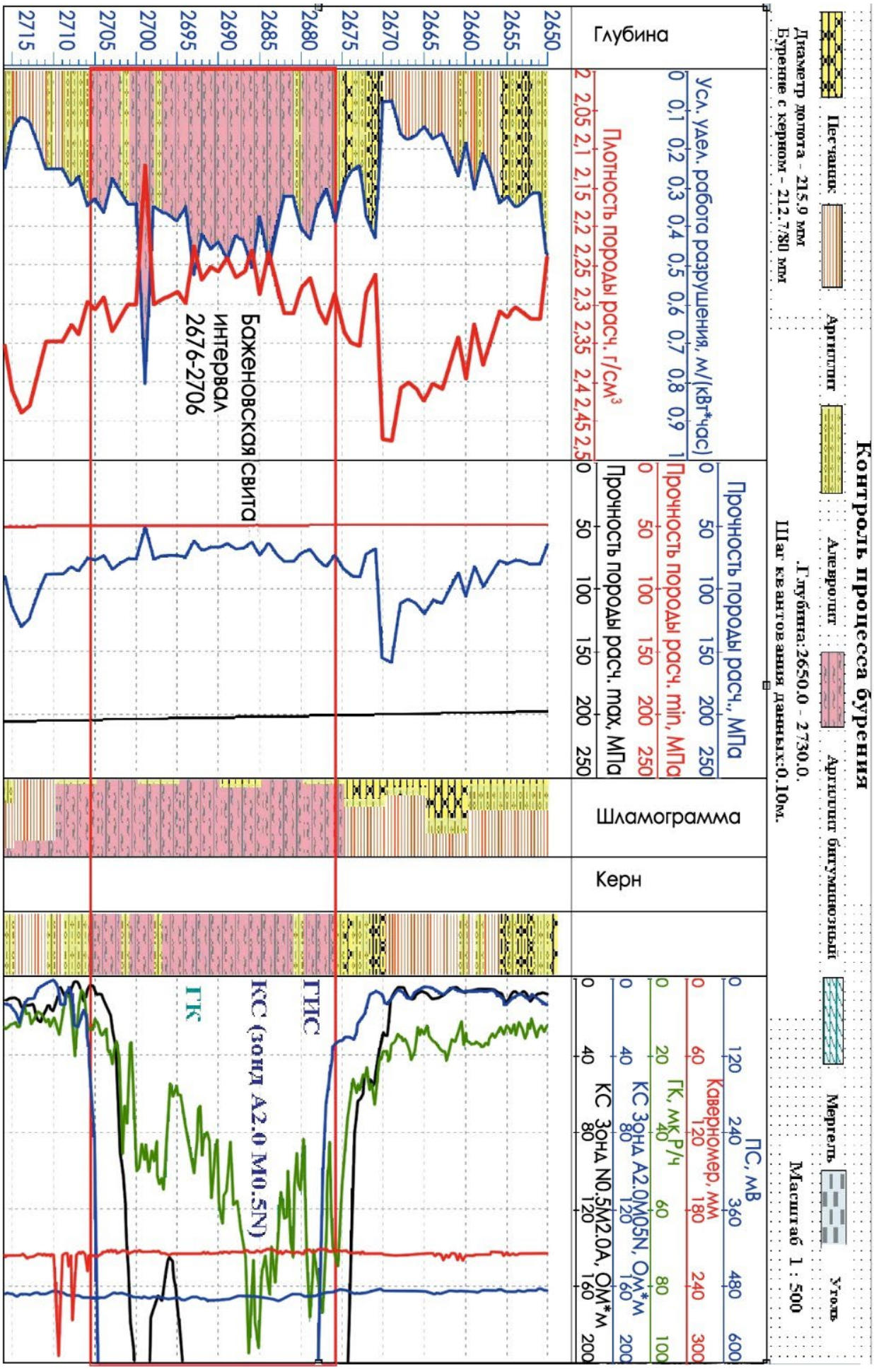


Рис.9.8. Оперативное литологическое расчленение разреза скважины, баженовская свита.[24]

Меловые, палеогеновые и неогеновые отложения Северо-Кавказской нефтеносной провинции хорошо расчленяются по данным механического каротажа с привлечением информации по шламу (рис.9.9).

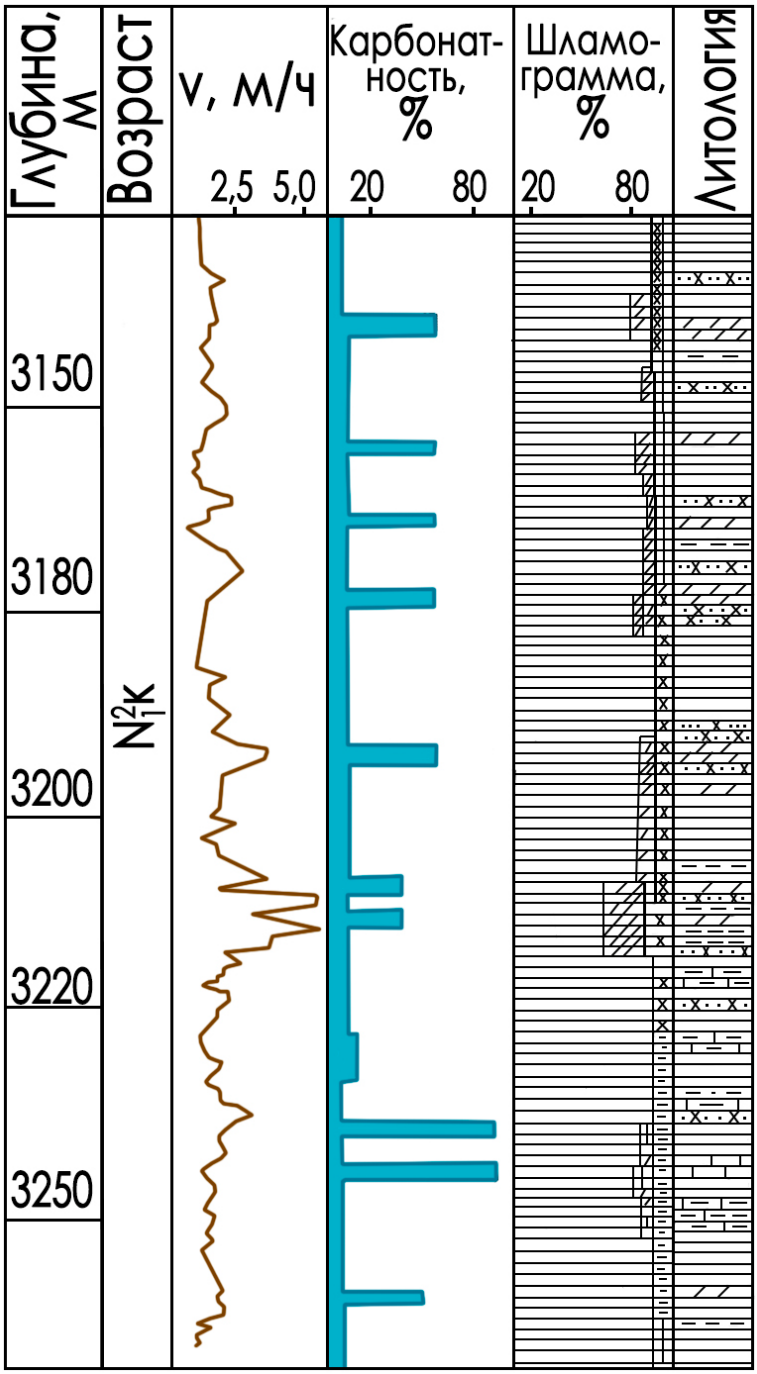


Рис.9.9. Литологическое расчленение разреза по СКВ.1 Шелковской площади (Северный Кавказ).

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.

9.2 Выделение пластов с аномально высокими поровыми (АВПоД) и пластовыми (АВПД) давлениями.

При выделении пластов с АВПоД и АВПД в процессе бурения оператор-геолог станции ГТИ должен учитывать следующее:

– пласты с АВПоД и АВПД принципиально отличаются друг от друга по целому ряду признаков и параметров;

– пласты с аномально высокими поровыми и пластовыми давлениями занимают большую площадь по простиранию;

– первые признаки вскрытия зон АВПоД и АВПД определяются по изменению технологических параметров и параметров режима промывки;

– вскрытие пластов с АВПоД и АВПД может привести к различным по характеру тяжести авариям и осложнениям.

Пласты с АВПоД отличаются от пластов с АВПД не только структурой порового пространства вмещающих горных пород и типом насыщающих пор флюидов, но и целым рядом других признаков и параметров, о которых будет подробно описано ниже.

В связи с тем, что пласты с АВПоД и АВПД занимают обычно большую площадь по простиранию, оператор-геолог станции ГТИ обязан изучить характеристики изменения геологического разреза по соседним ранее пробуренным скважинам, привлекая для этого не только материалы по ГТИ, но и материалы ГИС и ИПТ.

Оператор-геолог станции ГТИ должен иметь в виду, что информацию по шламу он получает с отставанием по времени, иногда равным десяткам минут, когда пласт с аномально высоким пластовым давлением может быть уже пройден. Учитывая данный фактор, оператор-геолог должен постоянно быть в курсе изменения параметров бурения и промывки, которые мгновенно косвенно отражают изменение свойств разбуриваемой горной породы.

Следует иметь в виду, что вскрытие зон с аномально высокими пластовыми давлениями может привести к выбросу нефти и газа, а вскрытие пластов с АВПоД к этому не приведет.

Вскрытие пластов с аномально высокими поровыми давлениями приводит к различного вида авариям с буровым инструментом и осложнениям в процессе бурения.

Аномально высоким давлением считается давление флюида в пласте, превышающее в 1,3 раза гидростатическое на заданной глубине при плотности раствора 1,05 г/см^3.

При высокой минерализации пластовой воды (>1,3 г/см^3) значение 1,3 может не соответствовать критерию аномальности ввиду высокой плотности промывочной жидкости.

Основное условие существования пластов с АВПоД и АВПД – изолированность пласта.

Часть геологов и геофизиков часто не видят принципиального различия между аномально высокими поровыми и пластовыми давлениями, что с точки зрения технологов по бурению совершенно неправильно, так как осложнения и аварии, связанные с некачественным вскрытием пластов с АВПоД и АВПД, приводят к разным по тяжести аварийным ситуациям.

Вскрытие пластов с аномально высокими поровыми давлениями не приводит к выбросам нефти и газа, а осложняет проводку скважин, в связи с резким увеличением бурового шлама на забое скважины, вследствие интенсивного кавернообразования, зашламления забоя скважины и возможных прихватов и обрывов бурильного инструмента.

Вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением, при некачественном вскрытии пласта может привести к выбросу из скважины нефти и газа, что является серьезной аварией, приводящей часто к потере скважины.

Для безаварийной проходки разрезов с наличием зон АВПоД и АВПД необходимо знать горно-геологические условия района работ, правильно выбирать конструкцию скважины, технологию бурения, плотность промывочной жидкости на каждом этапе строительства скважины, знать гидродинамические процессы, происходящие в скважине, правильно рассчитывать величины давления на забое скважины, гидравлические потери во внутритрубном пространстве, а также в насадках долота, правильно регулировать реологические свойства промывочной жидкости и т.д.

Важную роль при проведении гидравлических расчетов играет доскональное знание процессов, связанных с величиной давлений в разрезе и в стволе бурящейся скважины.

9.2.1 Аномально высокие поровые (АВПоД) и пластовые (АВПД) давления. Сходство и различия.

Общим для пластов с АВПоД и АВПД является высокое давление флюидов в порах горных пород. Основное отличие аномально высокого порового давления от аномально высокого пластового давления заключается в структуре порового пространства горных пород пласта и характере насыщающего его флюида (рис.9.10).

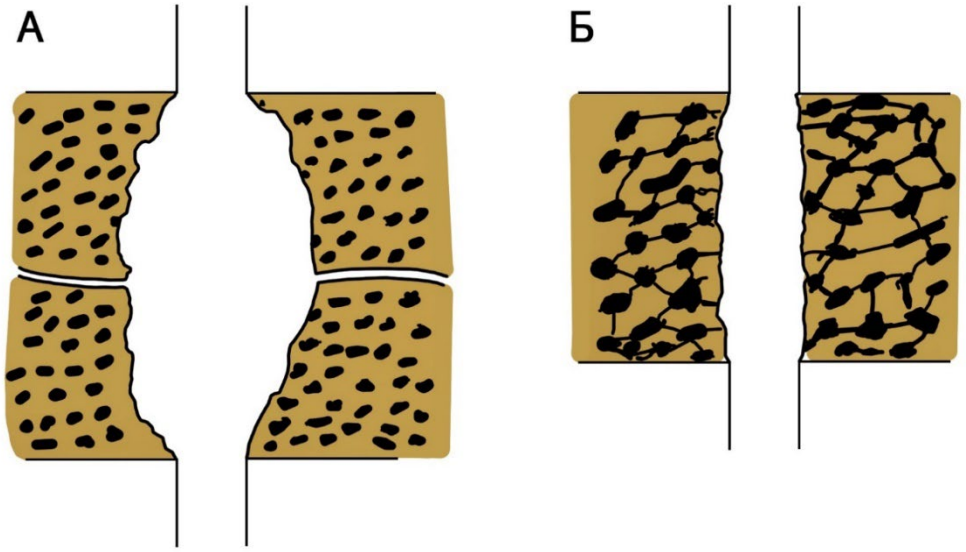


Рис.9.10. Пласты с аномально высоким поровым (а) и аномально высоким пластовым (б) давлениями.

Отличительными признаками пластов с аномально высоким поровым давлением являются:

- поры в пласте замкнуты и не сообщаются между собой;
- пластовые флюиды представлены водой, насыщенной обычно газом и хлоридами;
- пласты имеют обычно большую мощность (от десятков до сотен метров) и представлены глинистыми породами;
- поровое давление в пластах обычно ниже аномально высоких пластовых давлений, особенно в газовых и газоконденсатных залежах, и составляет 1,3 – 1,5.

Признаками вскрытия пластов с аномально высокими поровыми давлениями являются (табл.9.1):

Талица 9.1.

Изменения параметров процесса бурения и промывки при вскрытии пластов с аномально высоким поровым давлением.

№ п.п.	Параметр	Изменение
1.	Механическая скорость бурения	Резкий рост
2.	Газосодержание в ПЖ и буровом шламе	Умеренный рост
3.	Состав углеводородных газов	Возрастание доли тяжелых УВГ[3]
4.	Литологический состав пород	Появление в шламе глины, глинистых сланцев, аргиллита
5.	Минеральный состав пород	Преобладание в шламе монтмориллонита и гидрослюд
6.	Давление на стояке манифольда	Увеличение
7.	Крутящий момент на роторе	Увеличение (при роторном бурении)
8.	Расход ПЖ при выходе из скважины	Увеличение

9.	Объем выносимого бурового шлама	Резкое увеличение
10.	Плотность пород по шламу и керну	Уменьшение
11.	Пористость пород по шламу и керну	Резкий рост за счет увеличения закрытой пористости
12.	Форма и размер шламинок в пробах бурового шлама	Увеличение размеров шламинок с острыми краями
13.	Плотность ПЖ на выходе из скважины	Уменьшение
14.	Удельное электрическое сопротивление ПЖ на выходе из скважины	Снижение за счет роста хлоридов в ПЖ на выходе из скважины
15.	d и d_s-экспоненты, α, d_p и С-экспоненты	Снижение
16.	Показатель буримости ПБ	Уменьшение

Отличительными признаками вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением являются следующие:

- поры, каверны и трещины в горных породах пласта сообщаются между собой и позволяют пластовым флюидам свободно мигрировать в горизонтальном и вертикальном направлениях;
- пластовым флюидом являются газ, газоконденсат, нефть и вода;
- пласты представлены обычно песчаниками и известняками, редко глинистыми породами (отложения Баженовской свиты в Зап. Сибири);
- пластовое давление обычно высокое и превышает в 1,5 раза гидростатическое;
- выше кровли пласта находится флюидоупор, представленный плотными непроницаемыми горными породами.

Вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением сопровождается изменениями параметров процесса бурения и промывки, приведенными в табл.9.2.

Таблица 9.2.

Изменение параметров процесса бурения и промывки при вскрытии пластов с аномально высоким пластовым давлением.

№ п.п.	Параметр	Изменение
1.	Механическая скорость бурения	Резкий рост
2.	Газосодержание в ПЖ и буровом шламе	Резкий рост
3.	Состав углеводородных газов	Резкий рост метана-бутана
4.	Литологический состав пород	Появление в шламе песчаника и известняка
5.	Минеральный состав пород	Преобладание в шламе кальцита, доломита и кварца
6.	Давление на стояке манифольда	Увеличение
7.	Крутящий момент на роторе	Увеличение (при роторном бурении)
8.	Расход ПЖ на выходе из скважины	Увеличение
9.	Объем ПЖ в приемной емкости	Увеличение
10.	Пористость горных пород по шламу и керну	Резкое увеличение открытой пористости
11.	Баланс долива при СПО	Изменение
12.	Люминесцентно-битуминологический анализ шлама и керна	Увеличение интенсивности свечения и изменение цвета люминесценции, особенно при вскрытии нефтяных и газоконденсатных пластов
13.	Плотность ПЖ на выходе из скважины	Резкое снижение
14.	Температура ПЖ на выходе из скважины	Рост

15.	Реологические свойства ПЖ на выходе из скважины	Изменение СНС, водоотдачи и вязкости
16.	Удельное электрическое сопротивление ПЖ на выходе из скважины	Увеличение
17.	Показатель буримости ПБ	Уменьшение

9.2.2. Давление в скважине.

Наиболее полная классификация видов давления в скважине приводится в работе В.Г. Заливина и А.Г. Вахрамеева. [25]

Давление в скважине играет главную роль в устойчивости ствола скважины, предупреждении нефтегазоводопроявлении и поглощении промывочной жидкости.

Различают следующие виды давлений:

- гидростатическое;
- горное;
- давление гидроразрыва;
- гидродинамическое;
- давление страгивания;
- дифференциальное давление;
- давление начала поглощения;
- забойное давление;
- допустимое давление;
- избыточное давление;
- давление свабирования (поршневания);
- скелетное давление;
- пластовое и поровое давление.

Гидростатическое давление определяется плотностью жидкости (ρ) и высотой столба жидкости *H*, т.е.

$$P_{гс} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па} \qquad (9.1)$$

где: g – ускорение свободного падения (9,81 м/сек^2)
ρ – плотность жидкости, кг/м^3,
H – глубина скважины, м.

Гидростатическое давление в любой точке скважины определяется весом столба промывочной жидкости выше точки измерения. При проведении работ должен осуществляться постоянный контроль за плотностью ПЖ во избежание условий НГВП и поглощений.

Для предотвращения проявлений необходимо, чтобы плотность ПЖ создавала давление $P_{гс}$ больше пластового, т.е.

$$\rho = \frac{P_{гс} + \Delta P}{gH} \qquad (9.2)$$

где: ΔP – необходимое превышение гидростатического давления над пластовым.

Необходимо отметить, что плотность ПЖ зависит от температуры, давления и газосодержания.

Горное давление – это давление, создаваемое весом вышележащих горных пород, и определяется формулой:

$$P_{гор} = 0{,}01\rho_{гп} \cdot H, \ МПа \qquad (9.3)$$

где: H – глубина скважины, м;

$\rho_{гп}$ – средневзвешенная плотность горных пород, г/см^3

Горное давление формируется за счет давления вышележащих пород, давления пластовых флюидов, тектонического давления и термических аномалий.

Давление гидроразрыва – это давление, при котором нарушается целостность горной породы с возникновением сети микро- и макротрещин, приводящих к резкому увеличению проницаемости пород и интенсивному поглощению промывочной жидкости.

Величина давления гидроразрыва составляет обычно от 70 до 110% величины горного давления. Градиент гидроразрыва увеличивается с глубиной скважины.

Давление страгивания – это избыточное давление, необходимое, чтобы началась циркуляция промывочной жидкости в скважине.

Давление страгивания определяется по формуле: [25]

$$\Delta P = \frac{4\theta L}{d_г} \tag{9.4}$$

где: θ – предельное статическое напряжение сдвига, (СНС), Па;

L – глубина спуска бурильных труб, м;

$d_г$ – гидравлический диаметр, м.

От величины статического напряжения сдвига зависит степень удержания во взвешенном состоянии частиц бурового шлама и утяжелителя при остановках циркуляции ПЖ, т.е. величина СНС должна превышать величину усилия, создаваемого частицами выбуренной породы. При несоблюдении этого правила, буровой шлам при отключении циркуляции ПЖ будет оседать на забой скважины.

Для уменьшения величины давления страгивания перед запуском бурового насоса необходимо произвести расхаживание и вращение бурильной колонны, что приведет к уменьшению СНС.

Гидродинамическое давление – это давление, которое необходимо приложить для перемещения промывочной жидкости в циркуляционной системе. Величина гидродинамического давления максимальна на выходе из бурового насоса и имеет нулевое значение на выходе из скважины (излив в желобную систему). Энергия гидродинамического давления падает по мере движения ПЖ от насоса до забоя скважины, так как расходуется на преодоление сил трения при движении внутри бурильных труб и снижается далее при движении в затрубном пространстве.

Ориентировочные процентные составляющие перепадов давления, полученные теоретическими расчетами и опытным путем, на основных участках скважины составляют (при принятии давления на стояке манифольда за 100%): [25]

- внутритрубное пространство (наземная обвязка, бурильные трубы, УБТ, долото) – 90%, причем основные потери давления (50 – 70%) приходятся на долото;
- затрубное (кольцевое) пространство – 10%.

Дифференциальное давление ΔP – это разница между давлением в скважине в процессе бурения и пластовым давлением:

$$\Delta P = P_{гс} + P_{гд} - P_{пл} \tag{9.5}$$

где: $P_{гд}$ – гидродинамическая составляющая давления в скважине.

Чем меньше дифференциальное давление, тем лучше для процесса бурения, т.е. механическая скорость бурения будет выше. При сбалансированном бурении ΔР стремится к нулю, но при этом, если циркуляция ПЖ прекращается, пластовое давление становится больше гидростатического, так как гидродинамическая составляющая исчезает.

Давление начала поглощения – это давление ПЖ в стволе скважины, при котором возможно начало поглощения ПЖ в пласт.

Давление начала поглощения (P_n) определяется как сумма пластового давления ($P_{пл}$) и перепада давления (ΔP_n), необходимого для начала процесса поглощения промывочной жидкости.

Величина ΔP_n зависит от различных факторов:

– реологических свойств жидкости (вязкость, СНС и др.);

– мощности пласта и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород;

– степени кольматации стенок скважины;

– характеристик глинистой корки;

– характера и свойств пластового флюида.

Давление поглощения на практике определяется экспериментальным путем при подаче в скважину под давлением промывочной жидкости.

Забойное давление – это давление на забой скважины. В процессе бурения и промывки забойное давление $P_{заб}$ равно:

$$P_{заб}=P_{гс}+P_{гск} \quad (9.6)$$

где: $P_{гс}$ – гидростатическое давление;

$P_{гск}$ – гидравлическое сопротивление внутри кольцевого пространства.

При остановках в бурении с прекращением циркуляции ПЖ забойное давление будет:

$$P_{заб}=P_{гс}-\Delta P_{сд} \quad (9.7)$$

где: $\Delta P_{сд}$ – снижение гидростатического давления за счет фильтрации и седиментации в ПЖ.

Допустимое давление для открытого ствола скважины: [25]

$$[P]_{гр}=0{,}95\ P_{гр} \quad (9.8)$$

где: $P_{гр}$ – давление гидроразрыва для изучаемого горизонта;

$[P]_{гр}$ – допустимое давление на данном горизонте.

Избыточное давление – давление, возникающее за счет разности плотностей газа, нефти и воды. Так как плотность нефти, и особенно газа, ниже плотности воды, при подъеме газа и нефти над водой образуется дополнительное давление.

Величина избыточного давления пропорциональна разности плотностей воды, нефти и газа, а также высоте непосредственно пласта нефти и газа.

Избыточное давление можно рассчитать по формуле:

$$P_{изб} = (\rho_в - \rho_{нг}) \cdot \frac{H}{10} \quad (9.9)$$

где: $\rho_в$ – плотность воды, г/см^3;

$\rho_{нг}$ – плотность нефти или газа, г/см^3;

H – мощность нефтегазонасыщенного пласта, м.

Избыточное давление в скважине – это давление, действующее на закрытую или открытую (в динамике) систему, определяемое иными, чем гидростатическое давление, источниками. [25]

Избыточное давление добавляется к давлению, действующему в рассматриваемой точке в статических и динамических условиях.

Избыточное давление в бурильных трубах – это давление на стояке манифольда при закрытой скважине без циркуляции, равное разности между пластовым давлением и гидростатическим давлением столба ПЖ в бурильных трубах.

Давление свабирования происходит при поднятии бурильного инструмента.

Давление на забой $P_з$ рассчитывается по формуле:

$$Р_з = \frac{9.8H \cdot \rho}{1000} - P_{св} \quad (9.10)$$

где: $P_{св}$ – давление свабирования.

Скелетное давление $P_{ск}$ характеризует напряженное состояние скелета пород и определяется как разность горного $P_{гор}$ и пластового $Р_{пл}$ давлений т.е.

$$Р_{ск}=Р_{гор}–Р_{пл} \quad (9.11)$$

Количественное изменение давления с глубиной характеризует градиент давления. Градиент давления – это отношение пластового давления к глубине скважины. Физический смысл градиента давления заключается в изменении давления на каждый метр проходки скважины.

9.2.3. Выделение пластов с аномально высоким поровым давлением.

Для выделения зон аномально высоких поровых давлений широкое применение нашла нормализованная скорость проходки (при роторном бурении).

Механическая скорость бурения дает хорошие результаты при литологическом расчленении разреза, о чем подробно изложено в разделе 9.1.

При вскрытии зон АВПоД в связи с высокой пористостью глин (до 40%) резко уменьшается их плотность, что приводит к возрастанию механической скорости проходки (при неизменяющихся плотности ПЖ и нагрузке на долото), т.е. при постоянстве параметров бурения, рост $V_{мех}$ указывает на возможность вскрытия зоны с аномально высоким поровым давлением.

Изменение режимных параметров бурения может привести к ошибкам о вскрытом пласте с АВПоД. Это возможно в следующих случаях: резкое изменение нагрузки на долото, резкое увеличение плотности промывочной жидкости, что приводит к значительному возрастанию гидростатического давления, резкое изменение оборотов ротора (при роторном бурении).

Для компенсации указанных выше параметров на изменение $V_{мех}$ был предложен метод d-экспоненты, основывающийся на использовании уравнения Дж. Бингхема:

$$\frac{\upsilon_{мех}}{n} = a\left(\frac{G}{D}\right)^d, \quad (9.12)$$

где: $\upsilon_{мех}$ – механическая скорость бурения,
n – частота вращения долота;
G – нагрузка на долото;
D – диаметр долота.

Дж. Джордон и О. Ширли, решая это уравнение с учетом масштабирования относительно показателя степени d, получили формулу для расчета d (названную ими d-экспонента).

$$d = \frac{Lg\left(\frac{\upsilon_{мех}}{(18{,}3 \cdot n)}\right)}{Lg\left(0{,}67 \cdot \frac{G}{D}\right)}, \quad (9.13)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;
n – число оборотов ротора, об/мин;
G – нагрузка на долото, т;
D – диаметр скважины, мм.

При вскрытии глин с аномально высоким поровым давлением значение d-экспоненты будет снижаться, причем величина снижения будет зависеть от степени недоуплотнённости глин.

Значения d-экспоненты зависят не только от различных параметров бурения, но и от плотности промывочной жидкости. Для учета влияния плотности ПЖ на d-экспоненту Рем и Мак-Клондон (1971) предложили следующую формулу

$$d_c = d\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right), \quad (9.14)$$

где: d_c – скорректированная d-экспонента;

ρ_1 – плотность пластового флюида, соответствующая градиенту гидростатического давления в данном регионе (1,00+-1,08 г/см^3).

ρ_2 – плотность промывочной жидкости, г/см^3

Практика работ с использованием d_c-экспоненты показала, что она обеспечивает эффективный способ определения аномально высоких поровых давлений при определенных пределах изменения параметров бурения и плотности ПЖ.

Основными недостатками d-экспоненты и d_c-экспоненты являются следующие:

– отсутствие учета дифференциального давления (ΔР);

– не учитывается гидравлическая характеристика долота;

– отсутствует учет литологии горных пород разреза.

Шевцов В.А. предложил использовать эквивалентную плотность ПЖ и отношение осевой нагрузки на долото к квадрату диаметра долота в экспоненте, которую обозначил как а-экспоненту.

$$a = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{(60 \cdot n)})}{Lg(\frac{G}{9,8} \cdot \rho_{экв} \cdot D^2)}, \quad (9.15.)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

n – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

$\rho_{экв}$ – эквивалентная плотность раствора, г/см^3,

D – диаметр скважины, см.

В а-экспоненте обеспечивается научно обоснованная компенсация влияния плотности ПЖ и устанавливается новая форма зависимости экспоненты от порового давления. Эквивалент плотности рассчитывается как

$$\rho_{экв} = \rho + \frac{\Delta\rho_{кп}}{H}, \quad (9.16)$$

где: ρ - гидростатическое давление, г/см^3;

$\Delta\rho_{кп}$ – гидравлические потери в кольцевом пространстве, МПа.

На основании опробования а-экспоненты в глубоких скважинах на площадях объединений «Ставропольгазпром», «Кубаньморнефтегазпром» и на площади Зеварды объединения «Узбекгазпром» делается вывод, что благодаря скомпенсированности влияния плотности ПЖ и более совершенной зависимости параметров, графики а-экспоненты имеют меньший размах колебаний по сравнению с графиками d и d_c-экспонент, что позволяет более уверенно выделять зоны аномально высоких давлений и определять характер нарастания градиента давления.

Необходимо отметить, что при расчете а-экспоненты не учитывается гидравлическая мощность, подводимая к забою скважины. [26]

Наиболее приемлемой характеристикой гидравлической мощности, срабатываемой на забое скважины, является перепад давления на насадках долота.[26]

При неизменном расходе, известных параметрах насадок и маломеняющейся плотности ПЖ на входе в скважину перепад давления будет:

$$\Delta P_д = \frac{0,51}{\mu^2 \cdot f^2} \cdot \rho Q^2 = d\rho\upsilon_{исч}{}^2 \quad (9.17)$$

где: f – суммарная площадь насадок, см^2;

ρ – плотность промывочной жидкости, г/см^3;

μ – коэффициент расхода, равный 0,92;

$\upsilon_{исч}$ – скорость истечения струи $\upsilon_{исч} = \frac{10Q}{f}$, м/с;

Q – расход промывочной жидкости, л/с.

С учетом $\Delta P_Д$ по аналогии с формулами d, d_c и a-экспонент Э.Е. Лукьянов вывел формулу для c-экспоненты

$$c = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{60n})}{Lg(\frac{G \cdot \Delta P_Д}{\rho D^2 P_н})}, \quad (9.18)$$

где: $\upsilon_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/час;

n – обороты долота, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

ρ – эквивалент плотности ПЖ, г/см^3;

$P_н$ – давление ПЖ на входе, кгс/см^2;

$\Delta P_Д$ – перепад давления на долоте, кгс/см^2;

D – диаметр долота, см.

При изменении значений c-экспоненты от 1 до 2 значение $\upsilon_{мех}$ /n будет изменяться в 150 раз, практически охватывая весь диапазон буримости горных пород. [26].

В отличие от d, d_c и a-экспонент, c-экспонента учитывает большее количество влияющих технологических факторов и подвержена меньшим случайным флуктуациям.

Общим недостатком всех перечисленных выше методов является то, что их невозможно применять при бурении скважин винтовыми забойными двигателями и с применением автоматов с регулировкой механической скорости бурения.

При роторном способе бурения все методы с использованием экспонент дают удовлетворительные результаты.

На рис.9.11 приведен типовой пример выделения зон с АВПоД с использованием d-экспоненты.

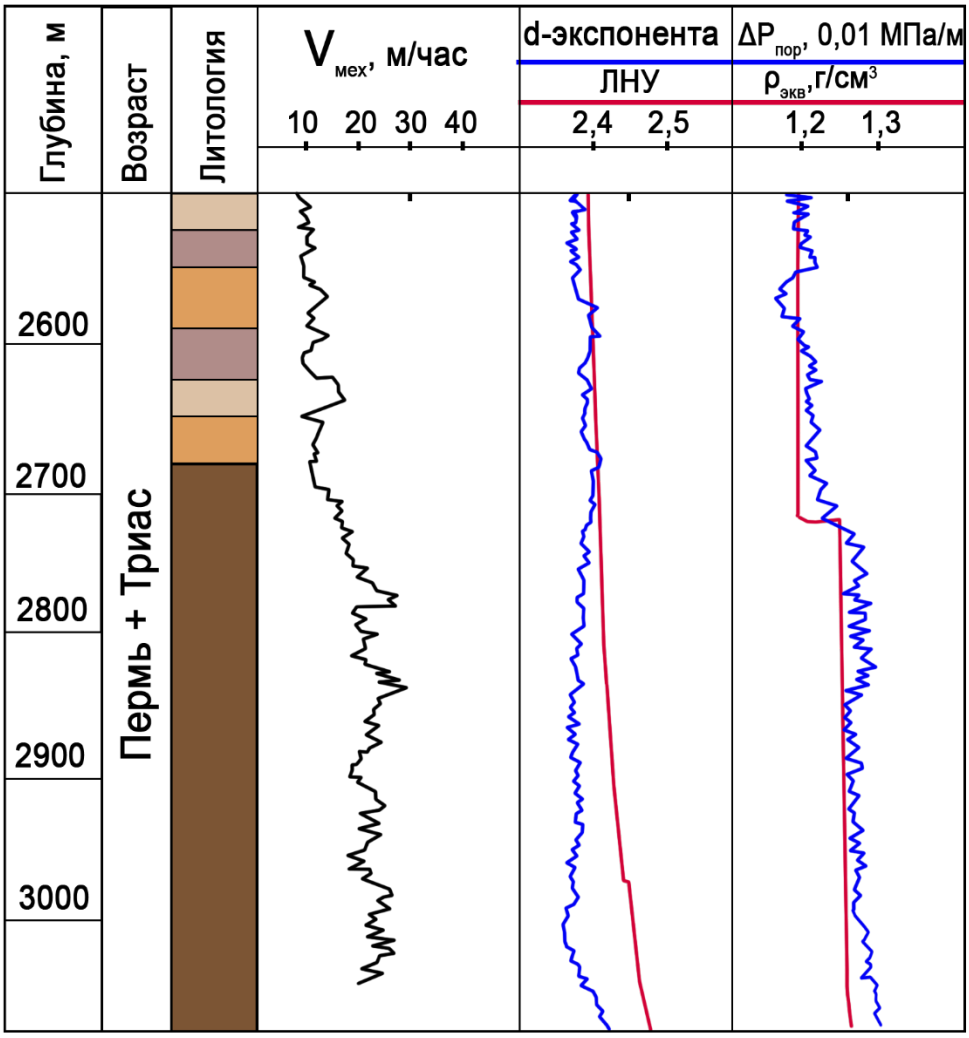


Рис.9.11. Выделение зон АВПоД по d-экспоненте.

В связи с широким внедрением при бурении скважин винтовых забойных двигателей (ВЗД) и ростом наклонно-направленного бурения использование экспонент невозможно, т.к. неизвестны скорость вращения долота на забое и истинная нагрузка на забой скважины, Э.Е. Лукьяновым предлагается в таких случаях использовать параметр буримости ($П_Б$) определяемый по формуле:[20]

$$П_Б = \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{N_{взд}})}{Lg(\frac{Q}{S_з})} \quad (9.19)$$

С учетом плотности ПЖ при нормальном гидростатическом давлении (1,05 г/см^3) и плотности реальной промывочной жидкости $\rho_р$ получим параметр, учитывающий большинство влияющих факторов:

$$П_Б = \frac{1,05}{\rho_р} \cdot \frac{Lg(\frac{\upsilon_{мех}}{N_{взд}})}{Lg(\frac{Q}{S_з})} \quad (9.20)$$

где: $N_{ВЗД}$ – мощность ВЗД, срабатываемая на забое, Вт;

Q – расход ПЖ, м^3/с;

$S_З$ – площадь забоя, см^2;

$U_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/час;

$\rho_р$ – плотность ПЖ на забое скважины (с учетом её объемного газосодержания, определяемого при атмосферном давлении), г/см^3.

Мощность ВЗД определяется через перепад давления между рабочим давлением в процессе бурения и давлением холостого хода при отрыве долота от забоя. Мощность $N_{ВЗД}$ изменяется от 10000 до 40000 Вт.

Все параметры в формуле (9.19) можно определить в процессе бурения в функции времени непрерывно, с высокой частотой через каждые 0,5 – 1,0 м для целей литологического расчленения разреза бурящейся скважины и последующего определения аномально высоких поровых давлений.

Выделение зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) и комплексная оценка поровых давлений надежно производится путем измерения плотности глин по шламу и керну в процессе бурения скважин.

Метод измерения АВПоД по буровому шламу основан на уменьшении плотности глин в зоне аномально высоких поровых давлений.

Выделение аномально высоких поровых давлений по результатам оперативного анализа бурового шлама производится в следующей последовательности:

- через каждые 3 – 5 м проходки отбираются пробы бурового шлама;
- в отобранной пробе выделяется основная порода, т.е. обвальная порода удаляется;
- определяется объемная плотность горной породы, в данном случае глины;
- строится график изменения плотности глин с глубиной;
- выделяется интервал с низкими значениями величины плотности глин;
- определяется зона аномально высоких поровых давлений и дается количественная оценка АВПоД по величине отклонения кривой плотности глин от линии нормального уплотнения (ЛНУ).

Определение плотности глин может производиться различными методами: денситометрическим, пикнометрическим, эталонно-жидкостным и др. Наибольшее применение в практике работ ГТИ нашел денситометрический метод, основанный на взвешивании исследуемого образца в воздухе и воде.

Объемная плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho = \frac{m\rho_ж}{V}, \quad (9.21)$$

где: m – масса образца, г;

$\rho_ж$ – плотность жидкости, г/см^3;

V – объем образца, см^3.

В качестве жидкости, в которую помещают образец, обычно используют воду с плотностью 1,00 г/см^3.

Интервалы с АВПоД выделяются на графике изменения плотности глин с глубиной, который строится непрерывно в процессе бурения скважин. В общем виде эта зависимость для нормально уплотненных глин описывается уравнением:

$$\rho_{гл}=a \log H + b, \quad (9.22)$$

Расчеты коэффициентов a и b производятся методом наименьших квадратов до входа в переходную зону или по результатам измерения значений плотности глин в соседних скважинах месторождения (площади). Направление ЛНУ (тренда) может быть установлено и визуально, путем графической аппроксимации.

Отклонение фактических значений плотности глин от ЛНУ (тренда) указывает на вход в переходную зону (зону аномально высоких поровых давлений). В этом случае расчет поровых давлений производится методом эквивалентных глубин. Эквивалентной глубиной называется такая глубина, на которой скелетное давление горной породы равно скелетному давлению породы на данной глубине (в зоне аномально высоких поровых давлений).

$$P_{ск}=(P_{гор}-P_{пл}) \quad (9.23)$$

Эквивалентная глубина определяется либо графически (как пересечение вертикальных линий графика фактической плотности глин с линией нормального уплотнения на глубине, соответствующей $H_{экв}$).

Дополнительным признаком вхождения в зону АВПоД является изменение относительного состава углеводородного газа. Анализ УВГ в открытых и закрытых порах горных пород показывает, что в составе последних преобладают тяжелые углеводороды.

Различие состава УВГ в открытых и закрытых порах объясняется тем, что тяжелые углеводороды обладают по сравнению с метаном и этаном значительно более высокой сорбционной способностью по отношению к глинам, детритному и рассеянному органическому веществу, благодаря чему они могут частично концентрироваться в породе и, особенно, в закрытых порах глин.

Пример выделения зон аномально высоких поровых давлений по кривым изменения плотности глин к относительному составу углеводородного газа показан на рисунке 9.12.

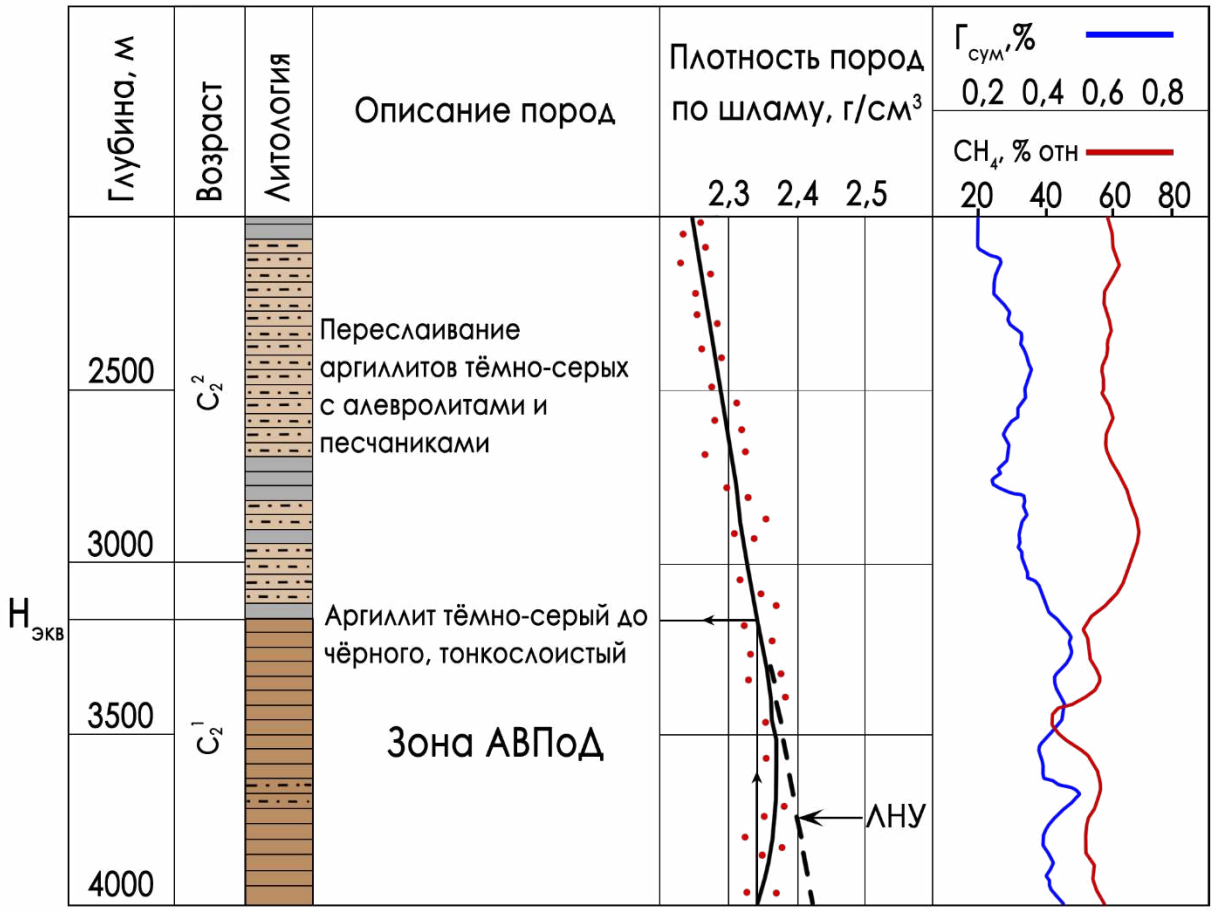


Рис.9.12. Выделение зон аномально высоких поровых давлений по изменению плотности пород.

Вхождение в зону АВПоД на глубине 3200 – 3250м сопровождается прекращением роста значений плотности глин по шламу, уменьшением относительного содержания метана в газовоздушной смеси с 60 – 70% до 40 – 45% и, соответственно, увеличением относительного содержания тяжелых углеводородов.

При интерпретации кривой плотности глин необходимо учитывать также количественное содержание глин в горной породе. Повышенное содержание монтмориллонита и гидрослюд характерно для аномально высоких поровых давлений. По участкам наиболее чистых глин, встречающихся в разрезе, уточняется наклон линии нормального уплотнения.

Основным ограничением метода является размер частиц бурового шлама, размер частиц бурового шлама должен быть не менее 3 мм.

9.2.4. Выделение пластов с аномально высоким пластовым давлением.

Наиболее достоверными методами измерения АВПД являются ИПТ, ОПК и определения глубинными манометрами.

При роторном бурении для определения аномально высоких пластовых давлений в пластах, представленных карбонатными породами, широко применяется метод Б-log.

Метод Б-log был разработан в фирмах Agip, HMI (Италия) и Geoservices (Франция) для выделения пластов с АВПД при роторном бурении в карбонатных разрезах:

$$Б\text{-}log = F \cdot SigmaT, \qquad (9.24)$$

где: F – функция дифференциального давления в системе скважина – пласт.

Функция F рассчитывается по формуле:

$$F = 1 + \frac{1-(1+k^2 \cdot \Delta p^2)^{0,5}}{k \cdot \Delta p} \quad (9.25)$$

где: $$\Delta p = 0,01 \cdot (p_{экв} - \Delta p_н) \cdot H \quad (9.26)$$

k – функция времени, требуемого для выравнивания дифференциального давления.

Параметр общего напряжения пород SigmaT рассчитывается по формуле:

$$\text{SigmaT} = \frac{G^{0,5} \cdot v^{0.5}}{D \cdot v^{0.25}} + 0,0028(7 - 0,001 \cdot H) \quad (9.27)$$

$$\text{если SigmaT} \leq 1, \text{К} = \frac{3,25}{640 \cdot SigmaT} \quad (9.28)$$

$$\text{если SigmaT} > 1, \text{К} = \frac{1}{640} \cdot \left(4 - \frac{0,75}{SigmaT}\right) \quad (9.29)$$

Метод Б-log учитывает не только режимные параметры бурения, но и степень разрушения горных пород под влиянием дифференциального давления на забой скважины. Полученные значения Б-log характеризуют прочность породы, что позволяет, используя эмпирическую формулу (определяется по каждому месторождению отдельно), определять показатель пористости горной породы $К_б$.[7]

Метод Б-log был опробован на ряде скважин месторождения Тенгиз (Республика Казахстан) и показал хорошие результаты.

Пример выделения пластов-коллекторов с аномально высоким пластовым давлением показан на рисунке 9.13.

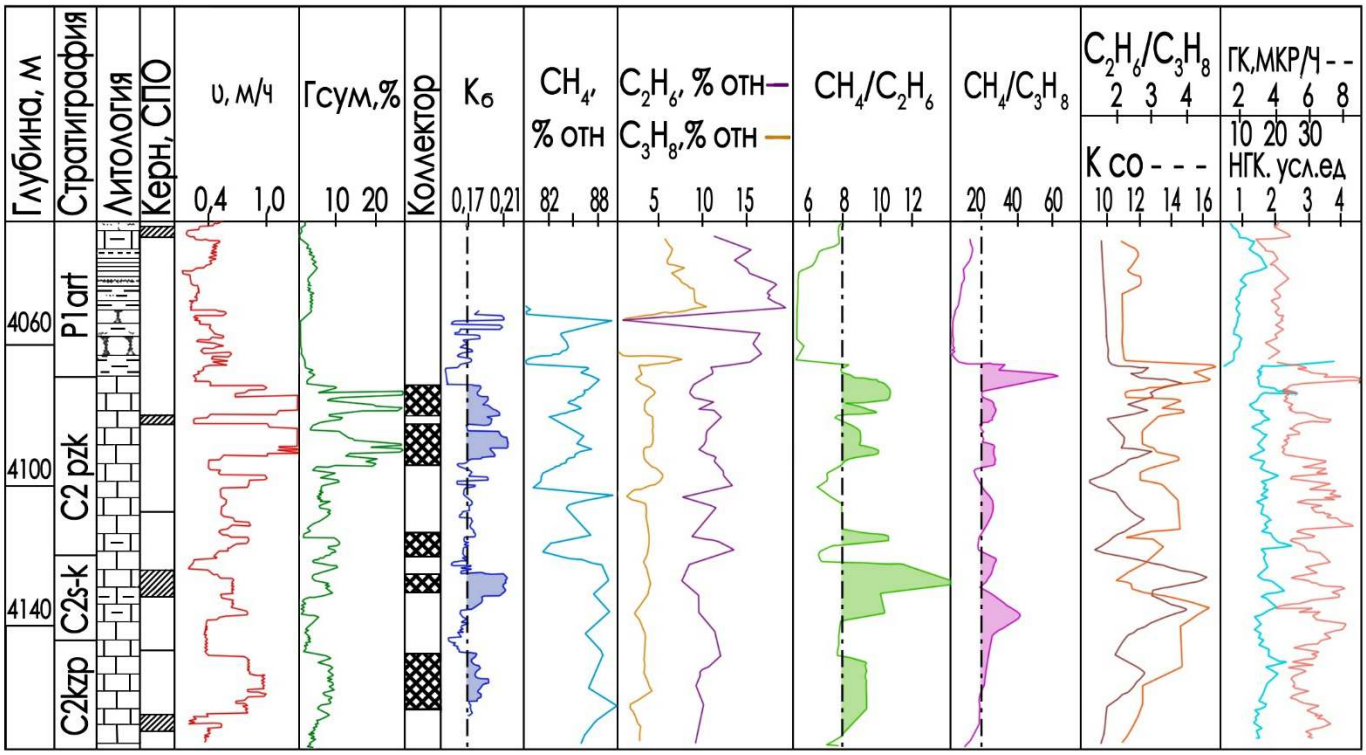


Рис.9.13. выделение пластов-коллекторов с АВПД по показателю пористости $К_б$ в комплексе с газовым каротажем (месторождение Тенгиз).

Как видно из графиков аномальные значения показателя пористости $К_б$, определенного с помощью метода Б-log, хорошо согласуются с аномальными значениями флюидных коэффициентов $\frac{CH_4}{C_2H_6}$ и $\frac{C_2H_6}{C_3H_8}$. Бурение велось с применением известково-битумного раствора (ИБР) с плотностью >2,0 г/см^3.

Во ВНИГРИ в 1987 году был разработан метод оценки аномально высоких пластовых давлений по данным газометрии скважин, в частности определение пластовых давлений графоаналитическим методом. В данном случае пластовое давление определяется по следующей формуле:

$$P_{пл} = \frac{Q_o P_{атм} \cdot T_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot Q}{T_o \cdot v_{мех} \cdot S_з \cdot m \cdot \Psi} \quad (9.30)$$

где: Q_o – газосодержание промывочной жидкости, равное отношению объема содержащегося в жидкости газа к объему жидкой фазы, $м^3/м^3$;
$P_{атм}$ – атмосферное давление, равное $0{,}2013 \cdot 10^6$ Па;
$T_{пл}$ – пластовая термодинамическая температура, ºК;
$Z_{пл}$ – коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях;
Q – подача буровых насосов, $м^3/с$;
T_o – устьевая термодинамическая температура, ºК;
$v_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/с;
$S_з$ – площадь забоя скважины, $м^2$;
m – пористость выбуренной породы в шламе, доли ед.;
Ψ – газонасыщенность горной породы, доли ед.

Газосодержание ПЖ определяется по формуле:

$$Q_o = \frac{\varphi}{1-\varphi} = \frac{Г_{об}}{1-Г_{об}} \quad (9.31)$$

где: φ и $Г_{об}$ – концентрация газа в ПЖ, численно равная отношению объема газа, заключенного в жидкости, к общему объему газожидкостной смеси при атмосферном давлении и температуре на устье скважины, $м^3/м^3$.

Если в скважину закачивается ПЖ с остаточной газонасыщенностью, $Г^{вх}_{об}$ по объемам газосодержания определяют по формуле:

$$Г_{об} = Г^{вых}_{об} - Г^{вх}_{об}, \quad (9.32)$$

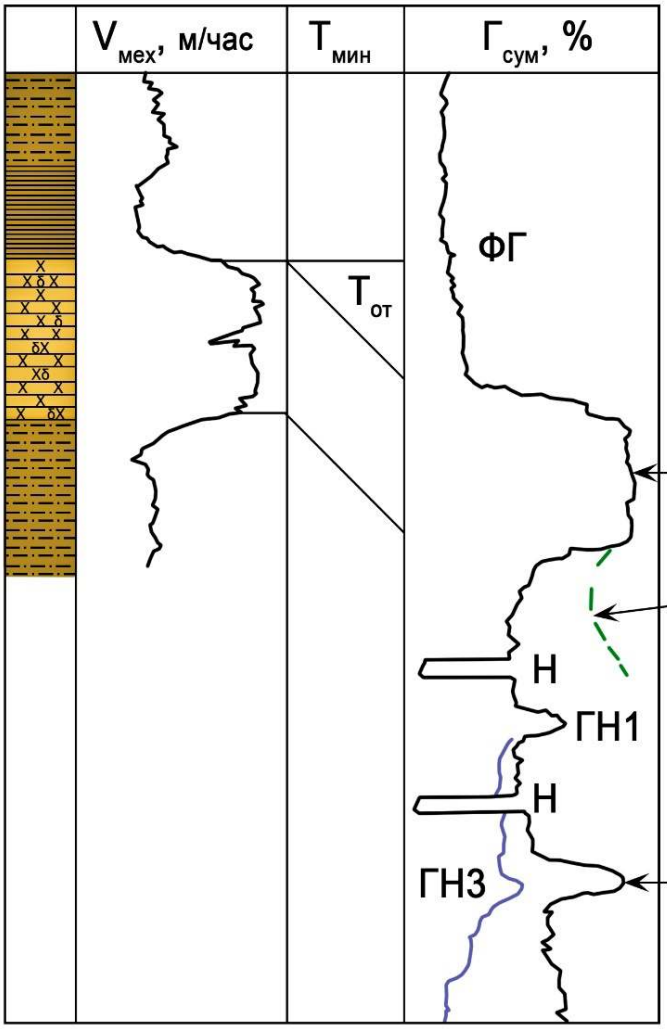
где: $Г^{вых}_{об}$–объемное газосодержание ПЖ на выходе из скважины, $м^3/м^3$.

Для подсчета пластового давления используется формула (9.30), где $P_{пл} = \frac{P_{пл}}{Z_{пл}}$, который характеризует параметр пластового давления, Па.

В осях координат X=P и У= $\frac{P_{пл}}{Z_{пл}}$ строят линию, параллельную оси абсцисс, проходящую через ось ординат в точке, соответствующей рассчитанному числовому значению параметра пластового давления $(\frac{P}{Z})$. Далее вычисляют параметр пластового давления $\frac{P}{Z}$ для произвольного ряда давлений заведомо больше и меньше пластового и строят кривую зависимости $\frac{P}{Z} = y(P)$. Из точки пересечения этой кривой с прямой линией опускают перпендикуляр на ось абсцисс и получают числовое значение пластового давления.

Расчет пластового давления графоаналитическим методом показал, как приведено в работе Э.Е. Лукьянова [26], хорошие результаты.

Наиболее простой метод оценки пластового давления заключается в определении величины газа наращивания после прохождения пласта с АВПД (Рис.9.14).



ФГ – фоновые газопоказания, Н – наращивание бурильного инструмента,
ПГ – пластовый газ, ГН-1, ГН-2, ГН-3 – газ наращивания

Рис.9.14. Определение пластового давления по величине газа наращивания.

Уменьшение величины газа наращивания после наращивания инструмента свидетельствует о том, что пластовое давление меньше гидростатического. Возрастание газа наращивания, после второго и третьего наращивания бурильного инструмента будет свидетельствовать о значительном поступлении газа из пласта, т.е. пластовое давление выше гидростатического. Величину гидростатического давления не сложно определить по формуле (9.1).

Пластовое давление будет тем выше, чем больше величина газа наращивания.

Естественно, что при этом необходимо учитывать и ряд других показателей (характер насыщения пласта, коллекторские свойства пород пласта, величину дифференциального давления).

9.3. Выделение пластов-коллекторов.

Главной задачей оператора-геолога станции ГТИ является выявление в процессе проводки скважины всех потенциально перспективных на нефть и газ интервалов в исследуемом разрезе.

Для решения этой задачи оператор-геолог должен использовать всю имеющуюся на данное время информацию, включая геофизическую и геолого-технологическую, в том числе полученную по ранее пробуренным и исследованным скважинам на месторождении или площади.

При анализе геолого-технологической информации оператор-геолог должен иметь в виду, что получаемая в процессе бурения информация подразделяется на два типа: информация о процессе бурения, поступающая без задержки во времени, и информация о буровом шламе и газосодержании разбуриваемых горных пород с задержкой во времени на величину «времени отставания».

Практически мгновенную информацию о вскрытии кровли пласта-коллектора даёт измерение параметров бурения и промывки (механической скорости бурения, расхода ПЖ на выходе из скважины, уровня и объема ПЖ в приемных емкостях, давления на стояке манифольда, крутящего момента на роторе (при роторном бурении), параметры энергокаротажа при бурении винтовыми забойными двигателями, параметр буримости горных пород).

Таким образом, оператор-геолог станции ГТИ должен обязательно обращать внимание на изменение параметров бурения и промывки и работать в тесном контакте с оператором-технологом станции ГТИ.

Информация, получаемая по результатам анализов бурового шлама и газовому каротажу, является источником о разбуриваемых горных породах, их коллекторских свойствах, газонасыщенности и составе углеводородных газов, подтверждает или показывает отсутствие вскрытия пласта-коллектора.

Таким образом, оперативное комплексное использование геолого-геохимической и технологической информации в процессе бурения является обязательным и необходимым условием для решения поставленной задачи – выделения нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов в процессе бурения.

9.3.1. Общие сведения о породах-коллекторах.

Коллекторы - горные породы, которые обладают способностью вмещать пластовый флюид (нефть, газ, воду) и отдавать его при разработке месторождения.

По литологическому составу коллекторы подразделяются на терригенные, карбонатные и нетрадиционные. [27, 28]

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.

Пористость бывает двух типов: открытая и закрытая. Схема типов пор и пористости показана на рис.9.15. [27]

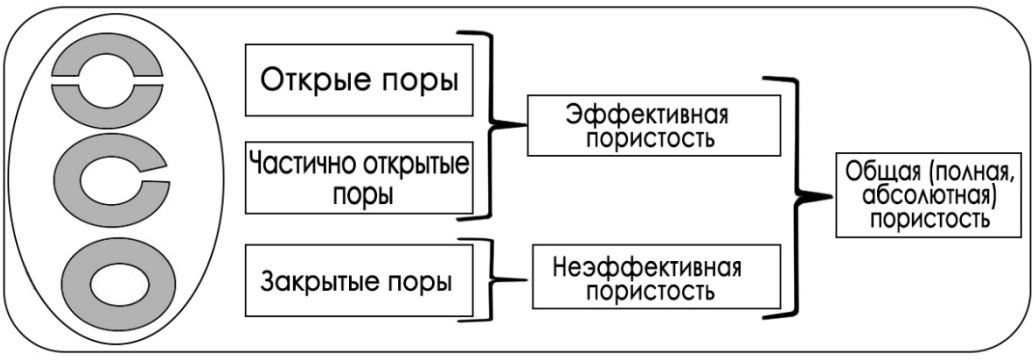


Рис.9.15. Схема типов пор и пористости.

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.9.16.

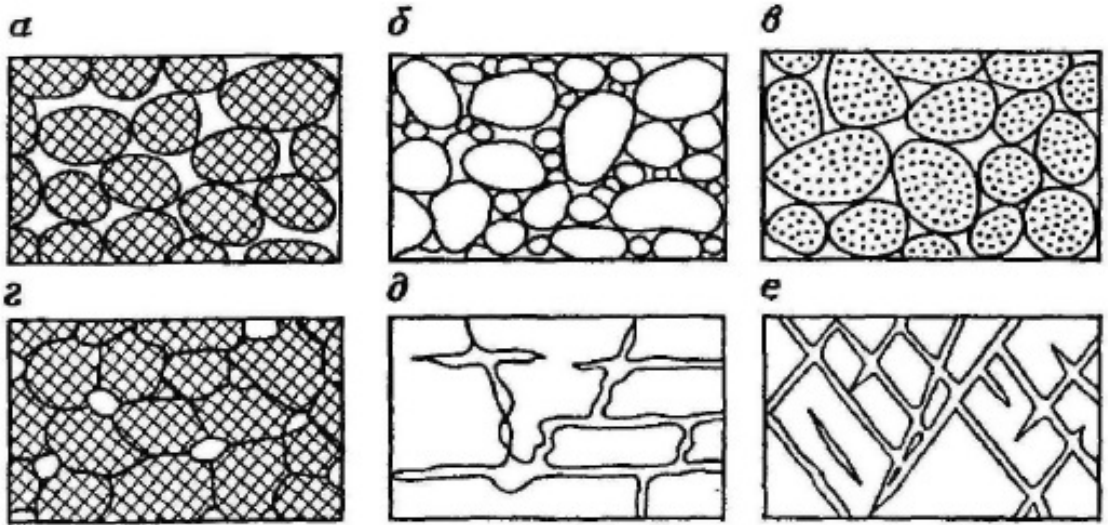


Рис.9.16. Виды порового пространства пород (по В.Д. Ломтадзе).

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:

$$К_Т = \frac{b \cdot l}{F} \qquad (9.33)$$

где: K_T – 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:

$$K_{пр}=\frac{\mu \cdot Q \cdot L}{\Delta p \cdot F} \tag{9.34}$$

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 её 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: [28]

$$k_ф=0,1 k_{пр} \frac{\gamma}{\mu} \tag{9.35}$$

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. Её 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. [28]

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 её 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. 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.

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 её пластичности нет открытых пустот и трещин, каналов фильтрации, поэтому она является прекрасным экраном на пути движения нефти и газа.

Глинистые флюидоупоры наиболее часто встречаются в терригенных нефтегазовых комплексах.

Характер насыщения пород-коллекторов может быть различным и представленным водой, нефтью или газом, а часто они присутствуют вместе. Их суммарная насыщенность составляет 100%, а доля каждого из них может быть различна.

Водонасыщенность пород-коллекторов – степень заполнения порового пространства водой. Различают два вида воды: свободную и связанную.

Свободная вода способна перемещаться между порами и трещинами под действием силы тяжести или вследствие перепада давления. В процессе формирования залежей нефти и газа свободная вода вытесняется из коллекторов.

Связанная вода: по своей природе она может быть физически и химически связанной. Физически связанная вода фиксируется молекулярными силами (пленочная, субкапиллярная и др.). Химически связанная вода входит в состав породообразующих минералов – каолинита, монтмориллонита, опала, гипса и др. [28]

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.

9.3.2. 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. [25]

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

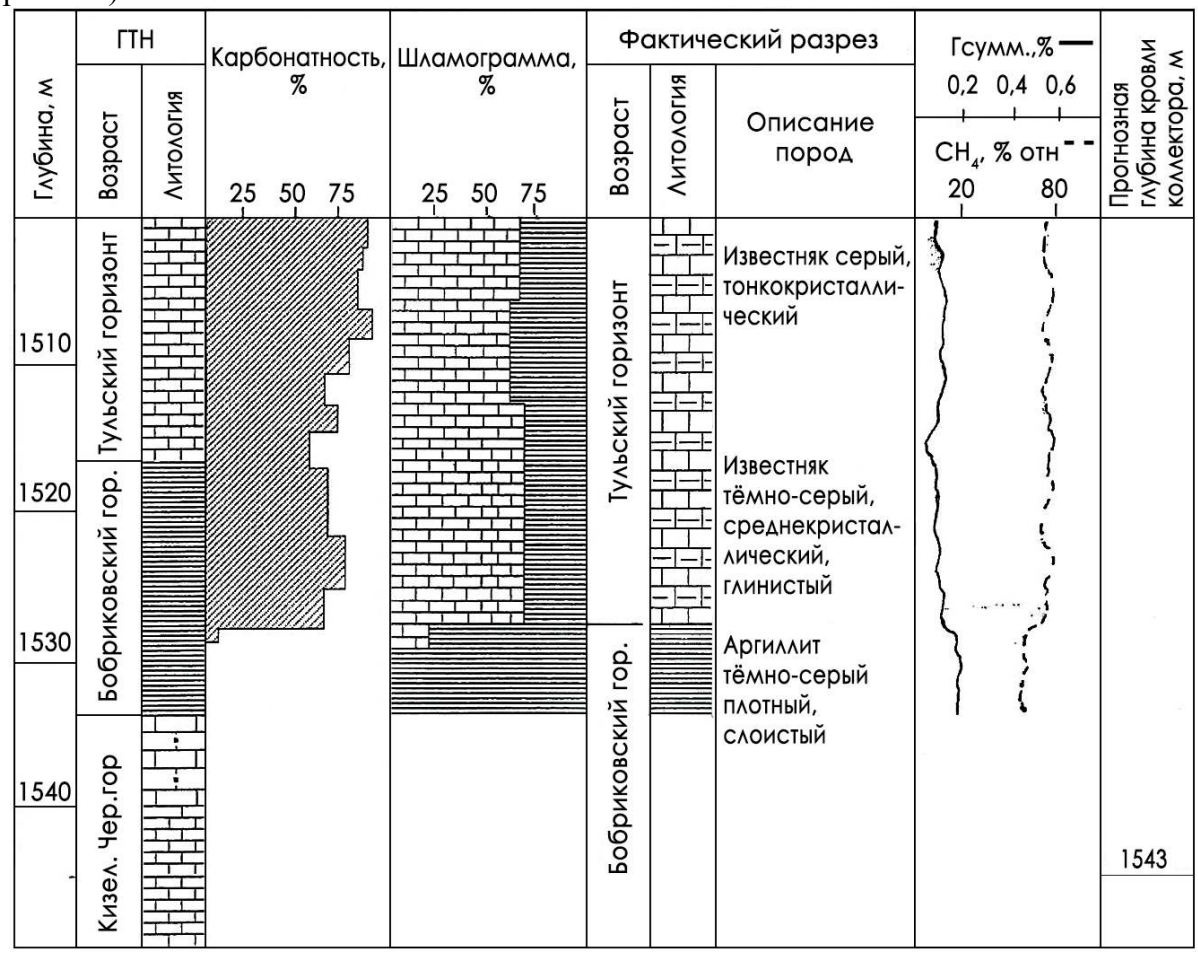


Рис. 9.17. Определение прогнозной глубины кровли коллектора по данным анализа проб бурового шлама.

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, могут 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 о 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-анализом, ЭПР-спектроскопией, фотоколориметрией и др.

Характерные признаки вскрытия кровли пласта-коллектора приведены на схеме (рис.9.18).

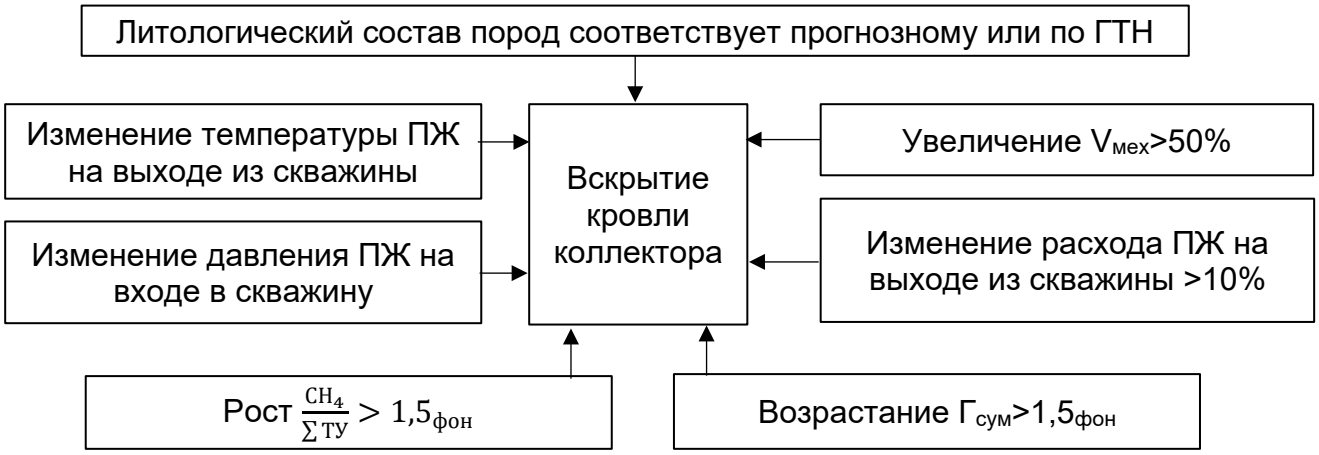


Рис.9.18. Признаки вскрытия кровли пласта-коллектора.

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 9.3 приведены характеристики нефтенасыщенных пластов-коллекторов различных нефтяных месторождений РФ.[21] 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 9.3.

Общая характеристика нефтеносных пластов.

Месторождение	**Возраст**	**Литология**	**Глубина кровли пласта, м**	**Общая мощность пласта, м**	**Открытая пористость, %**	**Проницаемость, мД**	**Газовый фактор нефти, м^3/т**	**Пластовое давление, МПа**
Туймазинское	Кизеловский гор.	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	Старо-оскольский гор.	- “ -	2919	210	11-13	12-124	65-106	33,2-37,3
Мегионское (южная залежь)	Валажин. пласт БВ8	- “ -	1708	20	22,5	174	95	16,8
Западно-Сургутское	Готерив. пласт БС1	- “ -	2035	20	26,5	680	41	20,4-22,4
Варьеганское	Валажин. пласт БВ8	- “ -	2140	37,6-46	23	332	109-4300	20,9-37,3

Поэтому при проведении ГТИ при поисково-разведочном бурении необходимо при составлении ТЗ на проведение ГТИ грамотно определиться с выбором газоаналитической аппаратуры. Особое внимание при этом надо обратить на чувствительность газоанализатора и хроматографа, время цикла анализа хроматографа и тип применяемого дегазатора. Исходя из прогнозных значений мощности нефтенасыщенных пластов, газовых факторов нефти и ожидаемых скоростей бурения, можно рассчитать значения $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$, которые позволят уверенно зарегистрировать факт вскрытия пласта.

Сделаем расчет ожидаемой газонасыщенности ПЖ, $\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$ и необходимой величины цикла одного анализа при вскрытии пласта со следующими характеристиками: мощность – 2 м, газовый фактор нефти – 12м^3/м^3, пористость – 20%, диаметр скважины 215,9 мм, механическая скорость бурения – 1 м/ч и расход промывочной жидкости 40 л/с. Расчет произведем по формуле:

$$q = \frac{К_ф \cdot V_п \cdot К_п \cdot К_н \cdot G}{3.6 \cdot 10^2 \cdot V_{мех} \cdot Q \cdot М_{пл}} - q_ф \qquad (9.36)$$

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

$\boldsymbol{V_п}$ – объем выбуренной породы, см^3;

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

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

$\boldsymbol{G}$ – газовый фактор нефти, м^3/м^3;

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

$\boldsymbol{Q}$ – расход промывочной жидкости, л/с;

$\boldsymbol{М_{пл}}$ – мощность пласта, м;

$\boldsymbol{q_ф}$ – газонасыщенность поступающей в скважину ПЖ, см^3/л.

Принимая наиболее благоприятный для газового каротажа вариант, т.е. $\boldsymbol{К_ф}$=1 и $\boldsymbol{К_п}$=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 её 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 ($\boldsymbol{\Gamma_{сум}}$), газонасыщенностью ($\boldsymbol{q}$) и коэффициентом дегазации $К_д$ выражается отношением:

$$q = К_д \cdot Г_{сум}, \qquad (9.37)$$

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 20–40 м/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.9.19.

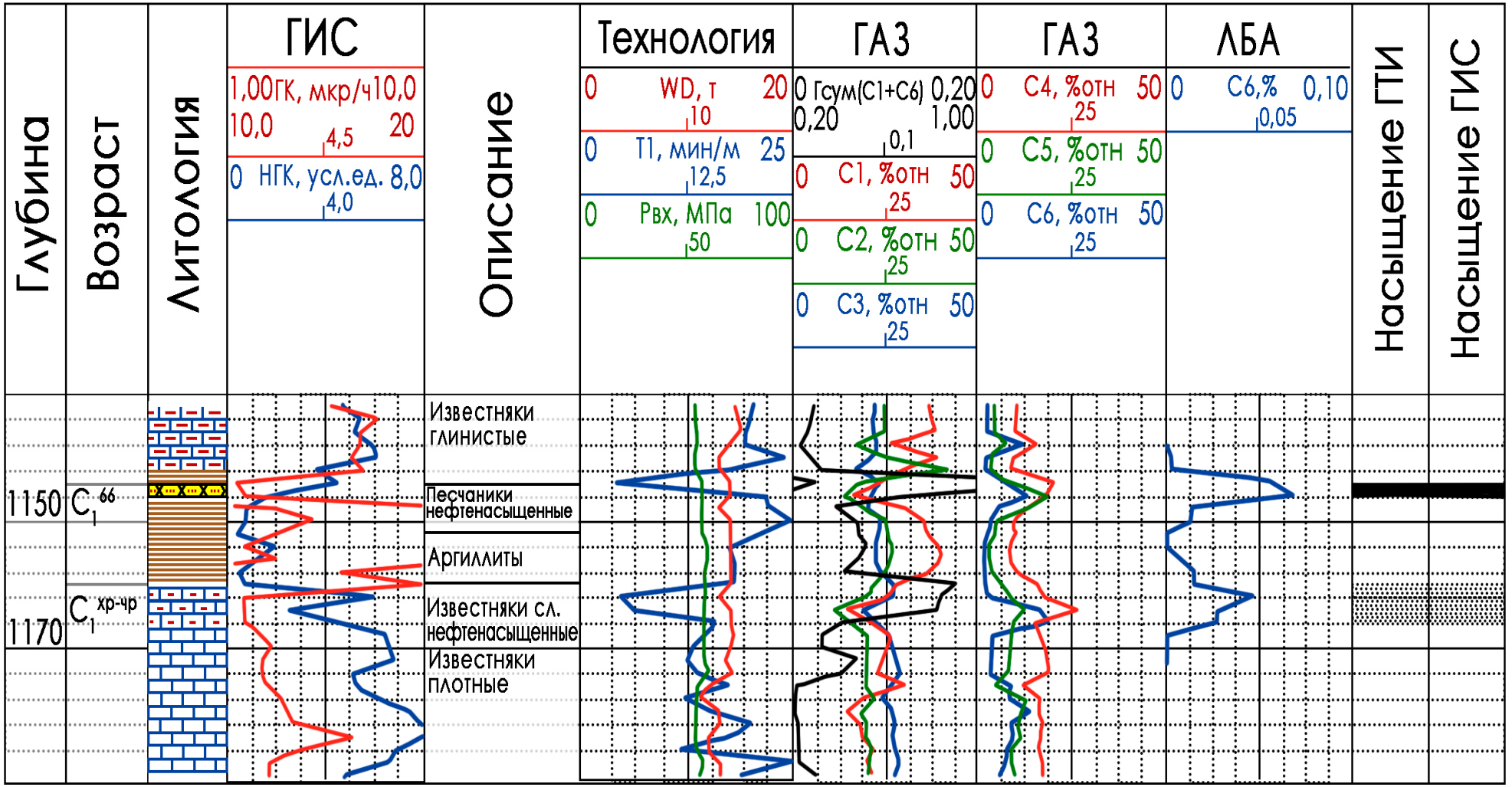


Рис.9.19. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов по данным ГТИ.

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.9.20.

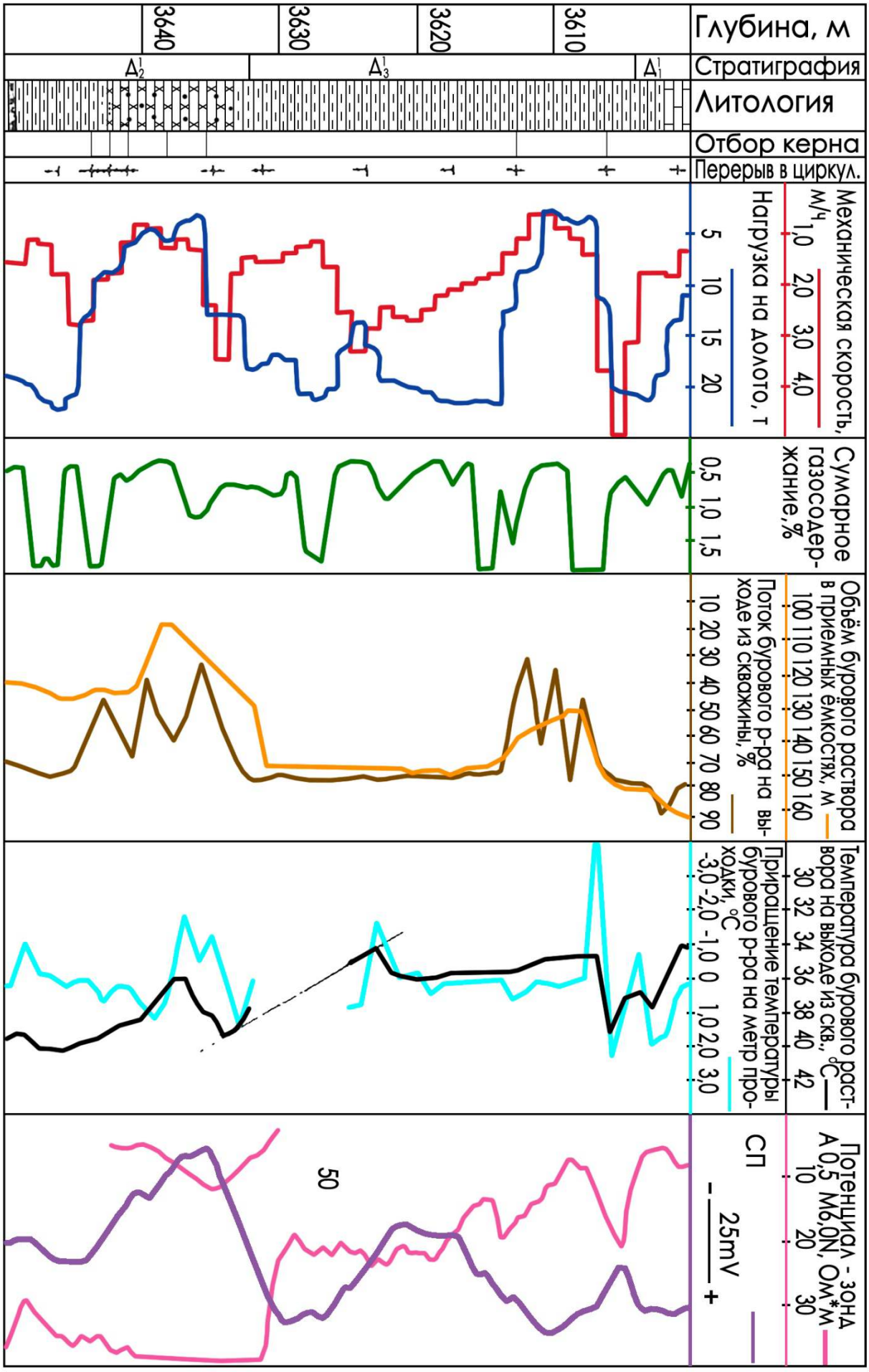


Рис.9.20. Пример определения момента вскрытия коллекторов по данным ГТИ (Возейская площадь Республика Коми).

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.

9.3.3. Выделение пластов-коллекторов.

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 9.4. [28]

По классификации И.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 9.4

Классификация терригенных коллекторов по И.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%.	IV	300 – 100	Песчаники мелкозернистые, алевролиты крапнозернистые, содержащие карбонатный цемент до 10%.

Олигомиктовые и полимиктовые песчанки и алевролиты, средне-отсортированные с пленочным и поровым типами цемента.	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.9.21).

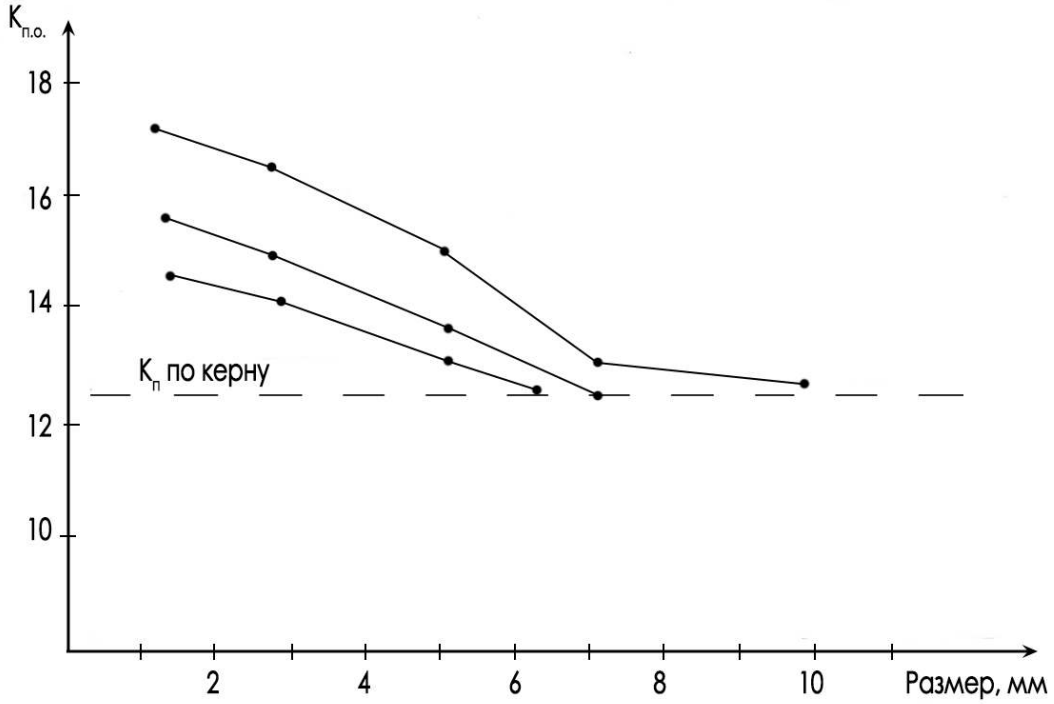


Рис.9.21. Изменение открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама в пробе песчаника.

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, представленная в таблице 9.5.

Таблица 9.5.

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 дана в таблице 9.6.

Таблица 9.6.

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, включающие 8 классов. К первой группе относятся коллекторы с эффективной пористостью более 15% и проницаемостью от $300 \cdot 10^{-15}$ м^2 до $>1000 \cdot 10^{-15}$ м^2. Ко второй группе относятся коллекторы с эффективной пористостью от 5 до 15% и проницаемостью от $50 \cdot 10^{-15}$м^2 до $300 \cdot 10^{-15}$м^2. К третьей - коллекторы с эффективной пористостью мене 5% и проницаемостью от $1 \cdot 10^{-15}$м^2 до $50 \cdot 10^{-15}$ м^2.

В таблице 9.6 дана классификация карбонатных коллекторов с учетом их пористости, проницаемости и литологии.

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 по шламу открытой пористости коллектора, представленного известняками, необходимо использовать шлам фракции 4 – 5 мм, т.к. при размере частиц шлама менее 3 мм погрешность определения резко возрастает (рис.9.22).

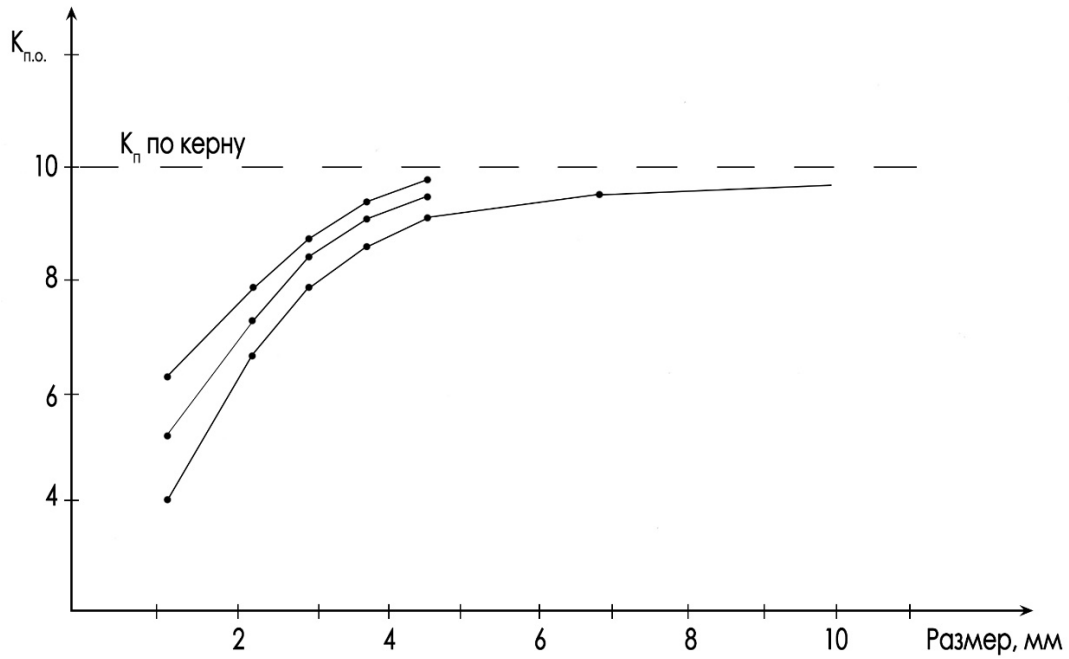


Рис.9.22. Изменение величины открытой пористости в зависимости от размера частиц шлама известняка.

Диагностические признаки пласта-коллектора по результатам анализа бурового шлама, газового каротажа и технологических параметров приведены в таблице 9.7.

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 9.7

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		$\frac{\Gamma_{сум}}{\Gamma_{сум}} > 1{,}5фон$	ЛБА, баллы	Пористость, %	Нефтенасыщенность, мг/г	
			$\frac{CH_4}{\Sigma_{ТУ}} > 1{,}3фон$	>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
$V_{max}/V_0\geq2$	Значительные поглощения или нерегулярные проявления	Коллектор					Известняки сильнотрещиноватые или сильнокавернозные, высокопористые песчаники
	Незначительные поглощения или нерегулярные проявления	Вероятный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				
	Поглощений и проявлений нет	Вероятный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Известняки трещиноватые или песчаник среднепористый
Неравномерное увеличение	Поглощение и проявление	Коллектор					Переслаивание плотных пористых или трещиноватых известняка и песчаника
	Поглощений и проявлений нет	Возможный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				
Незначительное увеличение	Поглощение и проявление	Возможный коллектор	Коллектор Коллектор Коллектор Коллектор				Карбонатные или глинистые трещиноватые породы, окремнённые песчаники

В связи с широким распространением при бурении скважин винтовых забойных двигателей (ВЗД) рассмотрим методы выделения коллекторов при использовании ВЗД.

Лукьянов Э.Е. разработал и предлагает использовать в данном случае параметры энергокаротажа. [24]

Для решения ряда геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение буровой пористости и т.д.) предлагается использовать ряд формул.

Так для выделения в процессе бурения пластов-коллекторов используются формулы нормализации по объему выбуренной породы.

$$E_{уд}=3600\cdot N_{уд}\Sigma(v_{мех}\cdot К_{и}),\ Дж/см^3, \quad (9.38)$$

где
$$N_{уд}\Sigma=N_{уд.\ г}+N_{уд.\ м}\ ,\ Вт/мм^2 \quad (9.39)$$

где: $v_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

$К_{и}$ – коэффициент износа долота;

$N_{уд.\ г}$ – удельная гидравлическая мощность, Вт/мм^2;

$N_{уд.\ м}$ – удельная механическая мощность, Вт/мм^2.

Выделение пластов-коллекторов с использованием параметров энергокаротажа показано на рис.9.23.

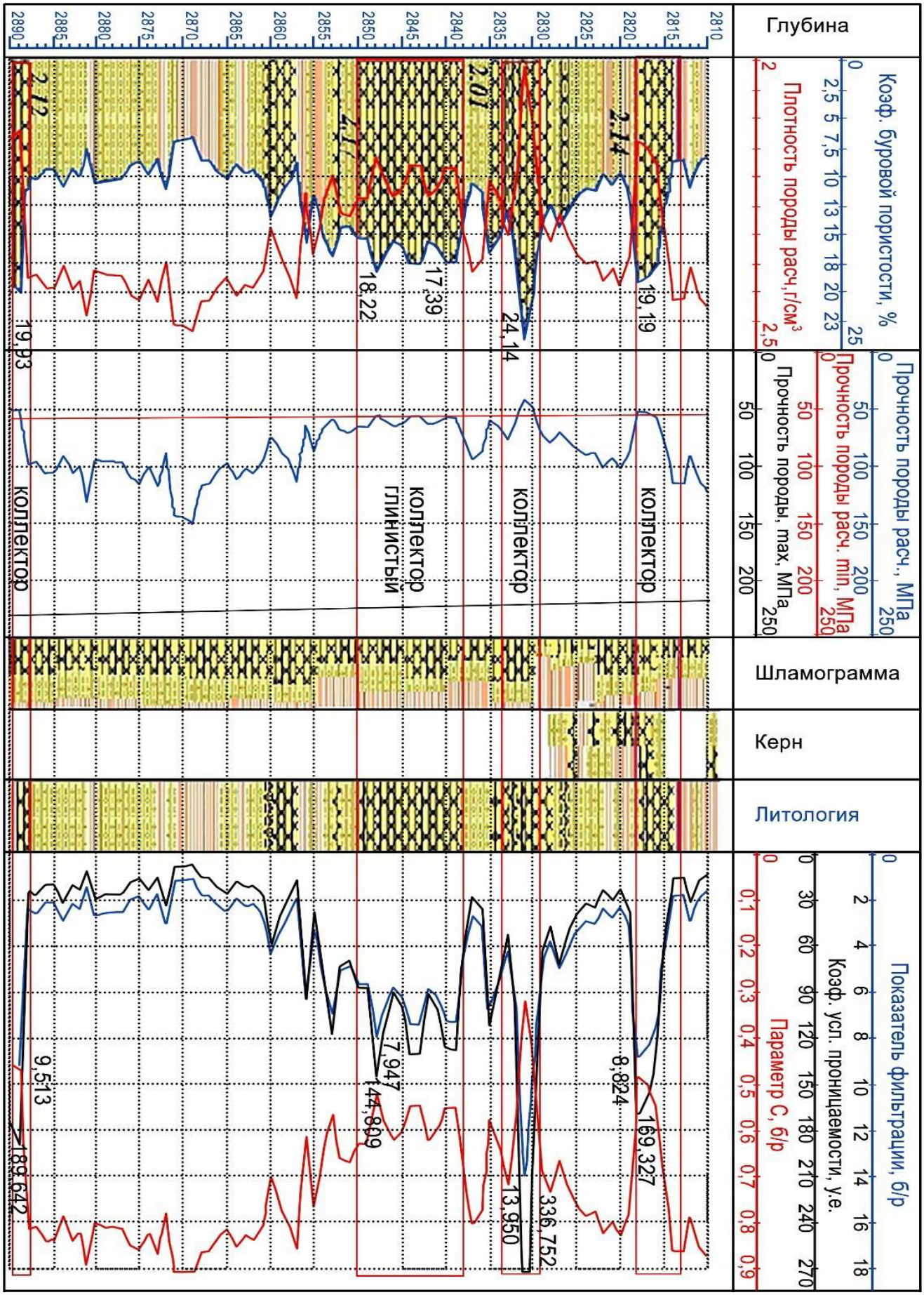


Рис.9.23. Выделение пластов-коллекторов на основе параметров энергокаротажа.[24]

Также для решения геологических задач предлагается формула для расчета условной удельной энергоемкости горных пород $E_{уд\,р}$:

$$E_{уд\,р}=\frac{P_H}{v_{мех}\cdot\Delta h}, \text{МПач/м}, \quad (9.40)$$

где: $P_н$ – давление нагнетания, МПа;

$v_{мех}\cdot\Delta h$ – механическая скорость за шаг квантования, м/ч.

При прочих равных условиях для пород-коллекторов удельная энергоемкость бурения будет меньше, чем для пород-коллекторов, что видно из табл.9.8

Таблица 9.8.

Сопоставление удельной энергоемкости бурения с коэффициентом крепости некоторых горных пород.

Порода (месторождение)	Сопротивление сжатию, Б, кг/см^2	Коэффициент крепости, f	Удельная энергоемкость бурения	
			кВтч/м	кВтч/м^3
Каолинизированные вторичные кварциты (Коунрад)	690	4-7	0,5-0,7	11-15
Вторичные кварциты по эффузивам (Коунрад)	1010	6-10	1,0-1,8	22-40
Мрамор кристаллический, серый (Саяк-1)	785	9	1,0-1,2	22-26
Песчаники (Саяк-1)	350-972	8-12	1,0-1,3	22-28
Сиениты мелко- и среднезернистые (Кальмакыр)	850-1190	12-13	1,2-1,4	26-30
Вторичные кварциты по гранодиоритам (Коунрад)	1170	10-12	1.4-1,8	30-39
Вторичные кварциты по кислым лавам (Коунрад)	1220	12	1,0-1,3	22-28
Скарны гранатовые (Саяк-1)	1200	12-14	1,6-1,8	35-39
Вторичные кварциты (Кальмакыр)	1180-1500	12-15	1,5-2,5	32-55
Туфоалевралиты (Саяк-1)	1478	14-15	1,8-2,1	39-43
Кварцевые порфиры (Кальмакыр)	1050-1430	10-14	2,1-2,3	43-50
Вторичные кварциты монолитные (Кальмакыр)	1150-1630	12-14	2,0-2,4	43-52
Гранодиорит порфиры (Коунрад)	1584	17	2,5-3,5	55-76
Гранодиориты (Саяк-1)	1716	17-18	3,5-4,0	76-87
Дайки диоритовых порфиритов (Саяк-1)	2035	20	3,0-4,0	65-87
Ороговикованные туфоалевролиты (Саяк-1)	2670	6-8	1,0-1,1	22-24
Хлоритовые сланцы (ЦГОК)	-	8-10	1,8-2,3	39-50
Карбонато-магнетитовые роговики (ЦГОК)	-	10-14	1,6-2,0	52-70
Мартито-гематитовые роговики (ЦГОК)	-	16-20	2,4-3,2	55-76

9.4. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов.

9.4.1. Общие сведения о залежах нефти и газа.

Под залежью нефти и газа подразумевают единичное скопление нефти и газа. 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. [30]

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

На рис.9.24 приводится схема пластовой сводовой залежи.

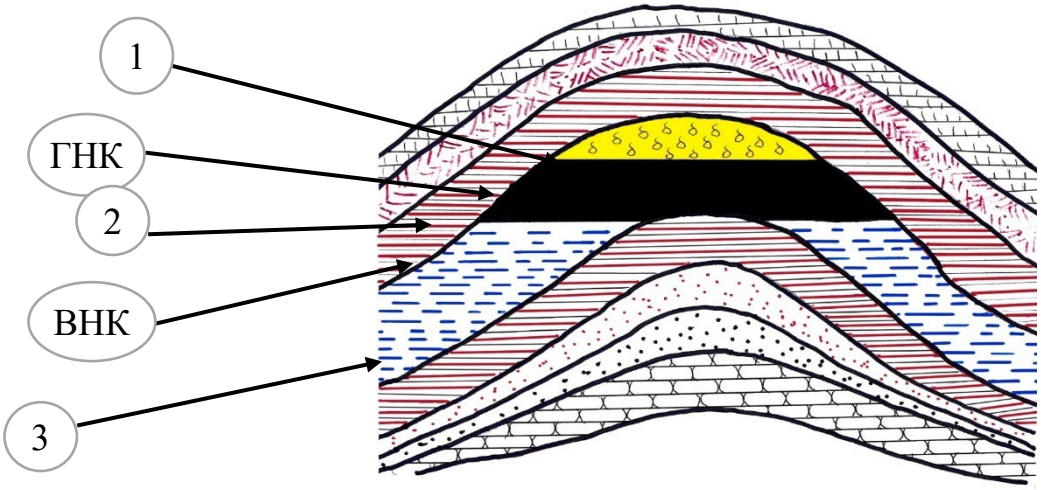


Рис.9.24. Схема пластовой сводовой залежи:

1 – газ,	4 – вода (все это в порах пласта-коллектора),
2 – газоконденсат,	ВНК – водонефтяной контакт – граница между нефтью и водой;
3 – нефть,	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.9.25. показаны пластовые залежи, экранированные литологически и тектонически.

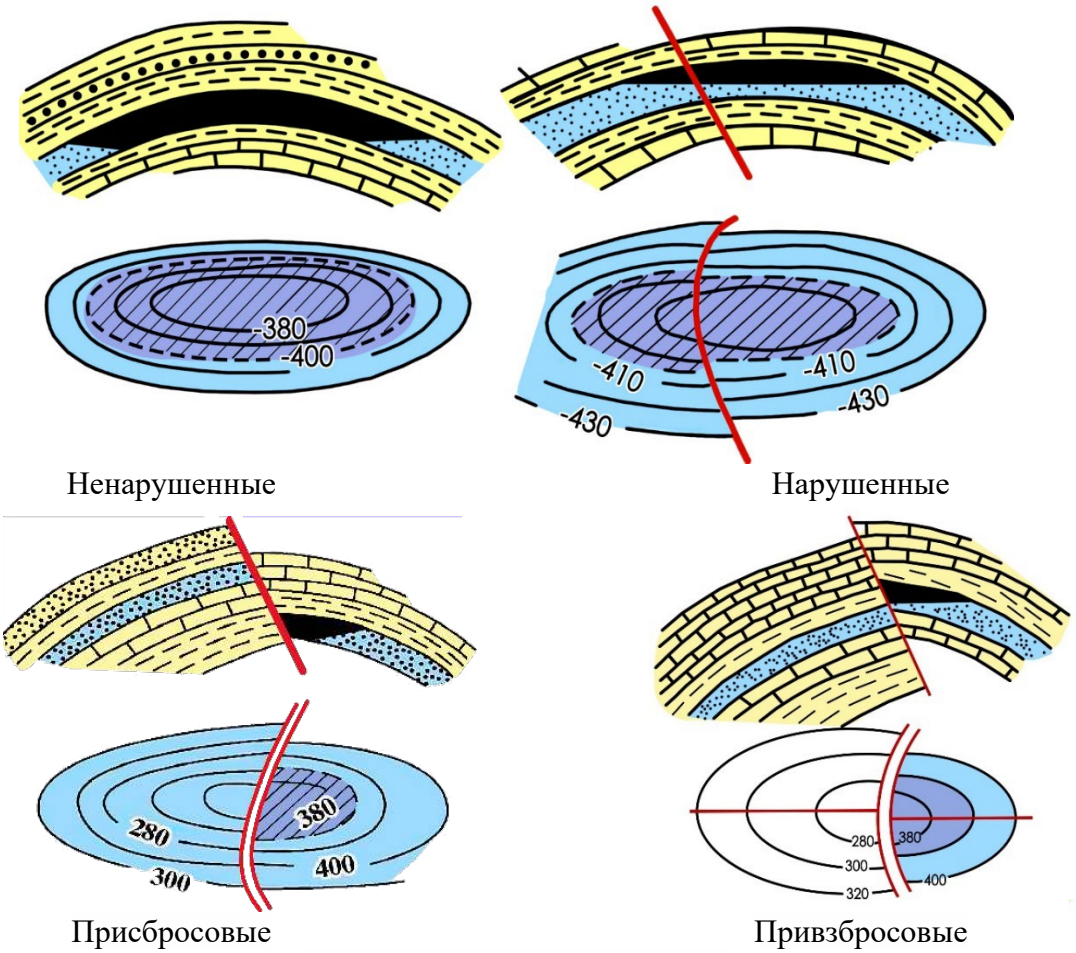


Рис.9.25. Пластовые залежи.

На рис.9.26 показаны залежи, литологически ограниченные со всех сторон.

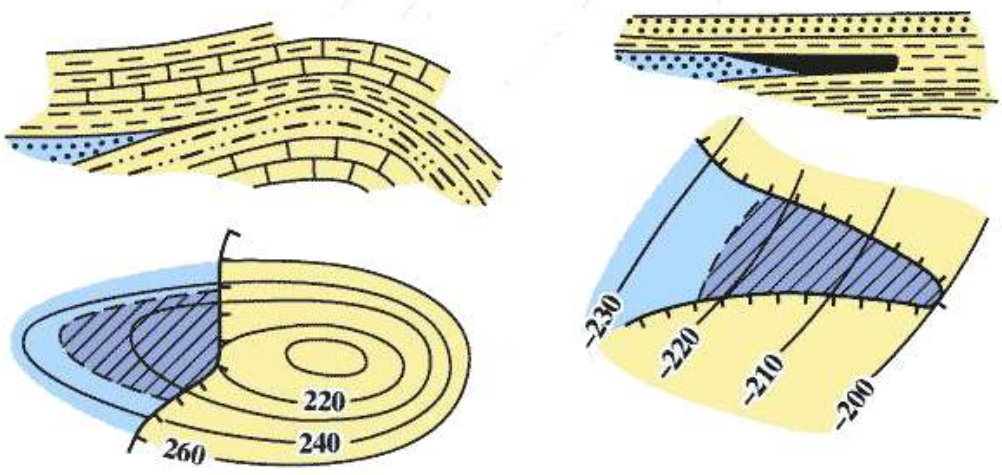


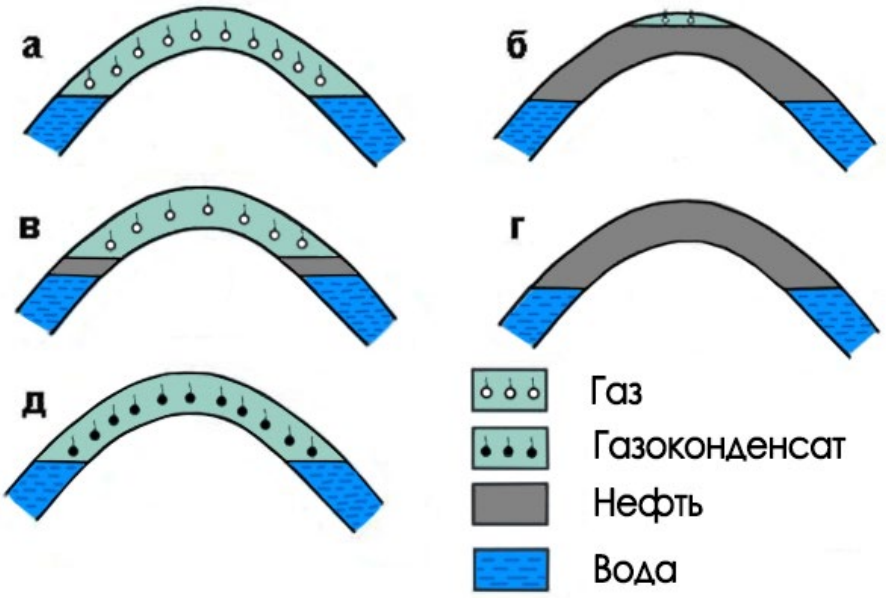
Рис.9.26. Залежи, литологически ограниченные.

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 её название. В нефтегазовой залежи больше газа, а в газонефтяной – больше нефти.

Если газа в залежи менее 10% от общего объема, то её называют нефтяной.

В зависимости от взаимного количества нефти, газоконденсата и газа залежи разделяют на классы (рис.9.27).



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

Рис.9.27. Типы залежей по составу пластового флюида:

Остановимся кратко на основных физико-химических свойствах нефти, газового конденсата, газа и составе газа нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Нефть – маслянистая жидкость, обычно от светло-бурого до черного цвета. Основными физическими параметрами, которые наиболее важны при проведении геолого-геохимических исследований, являются плотность и газосодержание нефти.

В нефтеносных коллекторах в нефти много растворенного газа, поэтому в пластовых условиях плотность нефти в 1,2 – 1,8 раза меньше, чем при подъеме её на поверхность и разгазировании. [30]

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 её 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 9.9.

Таблица 9.9.

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 9.10.

Таблица 9.10.

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 9.11.

Таблица 9.11.

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 9.12.

Таблица 9.12.

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.

9.4.2. Методы оценки 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. [31]

Для оценки насыщения пласта-коллектора рассчитываются значения остаточного газосодержания ($F_г$) и приведенные газопоказания.[31] Приведенные газопоказания – это газосодержание, приведенное к объему выбуренной породы, рассчитываемые по формуле:

$$Г_{пр}=10^{-3}\Delta qE, \quad м^3/м^3 \tag{9.41}$$

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

Для скважин диаметром (D_c) 215,9 мм:

$$E = 1{,}64 \cdot Q_{вых} \cdot Т_б = \frac{98{,}4 \cdot Q_{вых}}{V_{мех}} \quad (9.42)$$

где: $Q_{вых}$ – расход ПЖ на выходе из скважины, *л/с*;
$T_б$– время бурения интервала проходки, *мин/м*;
$V_{мех}$ – механическая скорость проходки, *м/ч*.

Величину Δq предлагается рассчитывать по формуле:

$$\Delta q = \frac{Q_{гвс}}{К_{р.г.} \cdot К_{р.д.} \cdot С \cdot Q_д} \cdot Г_{сум.и.}; \ \frac{см^3}{л} \quad (9.43)$$

где: $Q_{гвс}$ – расход ГВС через суммарный газоанализатор, *см³/мин*;
$К_{р.г.}$ – коэффициент разбавления ГВС воздухом в суммарном газоанализаторе;
$К_{р.д.}$ – коэффициент разбавления газа, извлеченного из ПЖ дегазатором непрерывного действия, воздухом в дегазаторе;
С – степень дегазации ПЖ дегазатором непрерывного действия (отношение объема газа, выделенного из данного объема ПЖ, к объему газа, содержащегося в этом объеме ПЖ), %;
$Q_д$ – расход ПЖ через дегазатор, *л/мин*;
$Г_{сум.и.}$ – суммарные газопоказания, исправленные с учетом фона и компонентного состава газа, % об.

При вскрытии нефтегазосодержащих пластов, где содержание $CH_4 \geq 90\%$, значение $Г_{сум.и.}$ можно определять как разность $Г_{сум}$ и $Г_{сум.ф.}$($Г_{сум.ф.}$ -фоновое значение суммарного газосодержания ПЖ).

Коэффициент дегазации зависит от следующих величин: [31]

$$К_д = \frac{q_{ср}}{Г_{сум.п}}, \quad см^3/л \ \% \quad (9.44)$$

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 $Г_{сум.}$.
С учетом коэффициента дегазации и данных $Г_{сум.х.}$, полученных на хроматографе, приведенные газопоказания будут:

$$Г_{пр} = 10^{-3} \cdot K_q \cdot Г_{сум.х.} \cdot E \quad (9.45)$$

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: [31]

$$F_г = \frac{0{,}037 Г_{пр} \cdot Т_{пл} \cdot Z}{Р_{пл}} \quad (9.46)$$

где: $Т_{пл}$ – температура пласта, °К;
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:

$$Р_{п.кр.} = Р_{кр.1} \cdot Q_1 + Р_{кр.2} \cdot Q_2 + \ldots + Р_{кр.n} \cdot Q_n, \quad (9.47)$$

$$Т_{п.кр} = Т_{кр.1} \cdot Q_1 + Т_{кр.2} \cdot Q_2 + \ldots + Т_{кр.n} \cdot Q_n, \quad (9.48)$$

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

$P_{кр.1}$, $P_{кр.2}$, … , $P_{кр.n}$ – критические значения давления отдельных компонентов, МПа;
$T_{кр.1}$, $T_{кр.2}$, … , $T_{кр.n}$ – критические значения температуры отдельных компонентов, °К.

Приведенные давление и температура рассчитываются по формулам:[31]

$$P_{пр}=\frac{P_{пл}}{P_{п.кр}} \tag{9.49}$$

$$T_{пр}=\frac{T_{пл}}{T_{п.кр}} \tag{9.50}$$

По вычисленным значениям приведенных давления и температуры по графику (рис.9.28) находится коэффициент сжимаемости газа.

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

$$q_{ф}=\frac{\Delta V}{\Delta t\left(\pi D\cdot m+\frac{\pi D^2}{4}\right)}, \tag{9.51}$$

где: ΔV – уменьшение или увеличение объема ПЖ в приемной емкости за время наблюдения, *л/мин*;
Δt – время наблюдения, *мин*;
m – мощность пласта, *м*. (Определяется по механическому каротажу и по результатам анализа шлама).

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

$$F_г=\frac{0{,}037\Gamma_{х.пр}\cdot T_{пл}\cdot Z}{P_{пл}\cdot K_{ф}} \tag{9.52}$$

где: $K_{ф}$ – коэффициент, учитывающий влияние поглощения на изменение величины остаточного газосодержания.

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

При отсутствии достаточного количества промыслового материала коэффициент $K_{ф}$ определяется по формуле:

$$K_{ф}=1-0{,}1\sqrt{q_{ф}}. \tag{9.53}$$

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

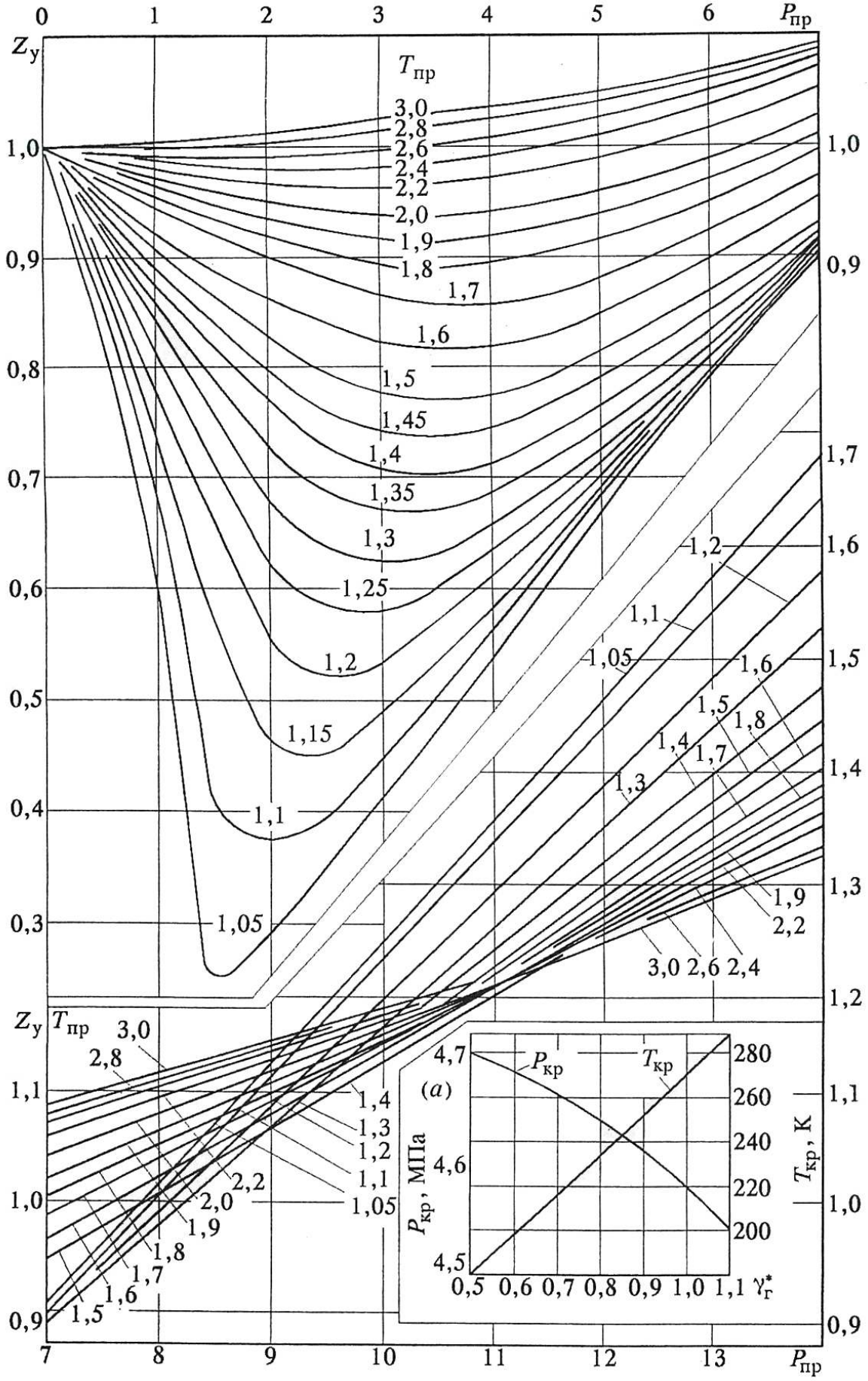


Рис.9.28. График для определения коэффициента сжимаемости углеводородного газа.

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

$$F_{нг}=10^{2}\frac{\Gamma_{пр}}{G}(1{,}05+1{,}66\cdot10^{-4}Z) \quad (9.54)$$

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

Для районов с неизвестным газовым фактором, минимальную величину G рекомендуется определять по формуле Арпса: [31]

$$G=\frac{Z}{16.8} \quad (9.55)$$

и тогда:

$$F_{нг}=(\frac{1760}{Z}+0.28)\cdot\Gamma_{пр} \quad (9.56)$$

По результатам определения $F_г$ и $F_{нг}$ судят о величине остаточного газонефтесодержания и дают оценку характера насыщения пласта.

Недостатком метода ВНИИГеофизики являлась большая погрешность в определении характера насыщения коллектора (относительная ошибка определения $\delta F_{нг}=2{,}68$) для районов Татарстана и Башкортостана с низкими газовыми факторами нефти (10 – 15м³/м³).

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

Величину остаточной газонасыщенности флюида пласта определяют по формуле:

$$G_ф=\frac{\Gamma_{пр}}{К_п-\frac{\rho_{сф}}{r_{гф}}*\Gamma_{пр}} \quad (9.57)$$

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).

Относительная ошибка в определении $G_ф$ определяется по формуле:

$$\delta G_ф=\frac{\Delta G_ф}{G_ф} \quad (9.58)$$

где:Δ - символ абсолютной ошибки.

Расчет, приведенный при условиях:

$0{,}05\leq К_п\leq0{,}3$, $\delta К_п\leq20\%$, $\Gamma_{пр}=0{,}1\div10$м³/м³, $\delta\Gamma_{пр}=0{,}5$ и $\frac{\rho_{г.ф.}}{\Gamma_{г.ф.}}=0{,}002$ показал, что средняя величина δG равна 1,06, в 82,7% случаях не превышает 1,2, а в 93,3% случаев – 1,5.

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).

Палетки строились в системе координат *X, Y.* По горизонтальной оси откладывались компоненты от метана (CH_4) до пентана (C_5H_{12}), а по вертикальной оси откладывались их значения в относительных процентах (рис.9.29) и выделялись газоносные, нефтеносные и водоносные пласты.

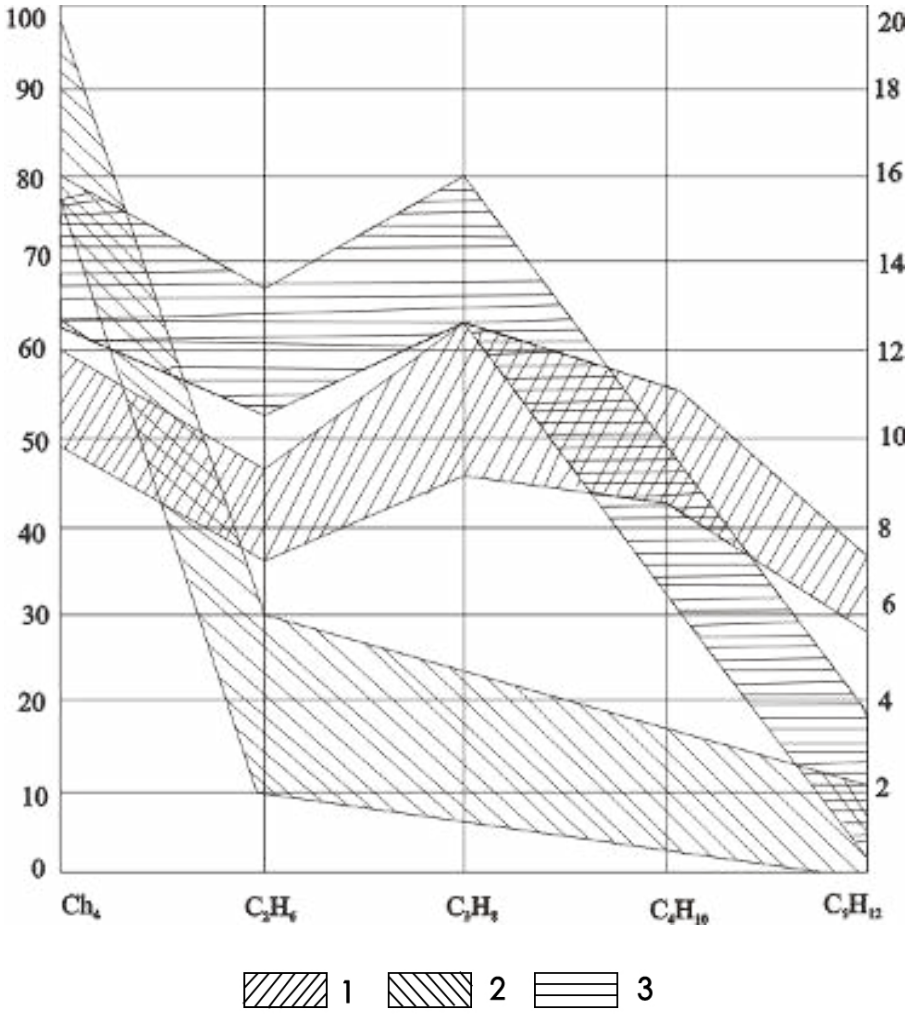


Рис.9.29. Палетка раздельного анализа газа (РАГ).

1 – нефтеносные пласты;

2 – газоносные пласты;

3 – водоносные пласты.

Опробование палеток РАГ в условиях Саратовского Поволжья дало хорошие результаты. [33]

Начальником тематической партии А.И. Чижом в тресте «Пермнефтегеофизика» было проведено опробование метода оценки характера насыщения пластов фирмы «Geoservices», с помощью базовых треугольников. 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.9.30.

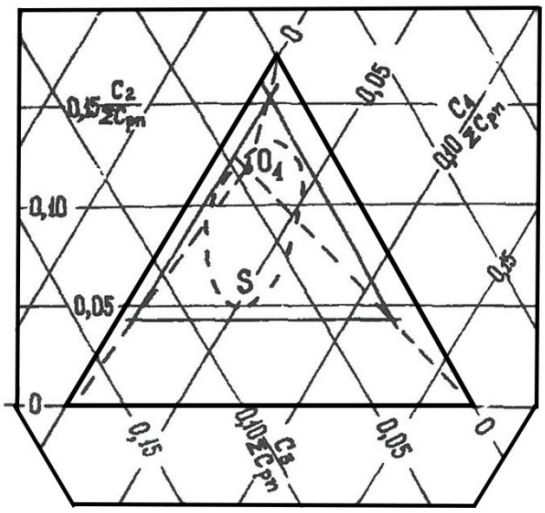


Рис.9.30. Определение характера насыщения пласта с помощью базового треугольника.

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. 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 её 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. [29]

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.9.31 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}.

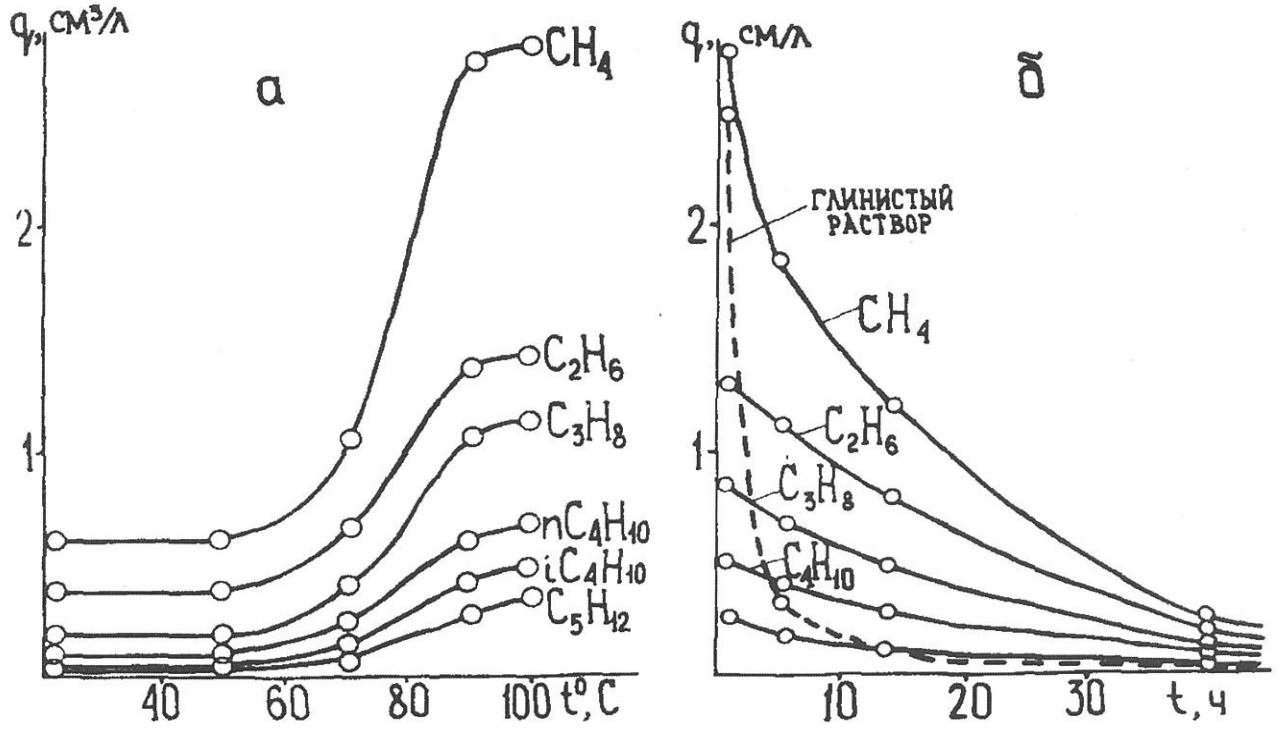


Рис.9.31. Изменение газонасыщенности бурового раствора при различных режимах дегазации.

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам. Из графиков изменения газонасыщенности q в зависимости от времени t естественной дегазации известково-битумного (ρ=2,1 г/см^3, μ=48 с) и глинистого (ρ=1,14 г/см^3, μ=40 с) растворов (рис.9.31 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 не более 15 мин, $\Gamma_{сум.вх}$ определяется с использованием $\Gamma_{сум.вых}$ и поправочного коэффициента γ, учитывающего естественную дегазацию ИБР при движении его по желобной системе и в приемной емкости.

$$\Gamma_{сум.вх} = \gamma \cdot \Gamma_{сум.вых}. \qquad (9.58)$$

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 γ=0,90÷0,92. Если свойства раствора отличаются от вышеуказанных, коэффициент γ 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 $\Gamma_{сум.вх}=f(\Gamma_{сум.вых})$ и в дальнейшем для каждого конкретного значения $\Gamma_{сум.вых}$ по графику определяют $\Gamma_{сум.вх}$ или рассчитывается среднее значение коэффициента γ и определяется величина $\Gamma_{сум.вх}$. Результаты газового каротажа интерпретируются в следующей последовательности:

- выделяются положительные газовые аномалии на кривой $\Gamma_{сум}$, 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.9.32 представлена палетка ГФК для месторождения Тенгиз. [29]

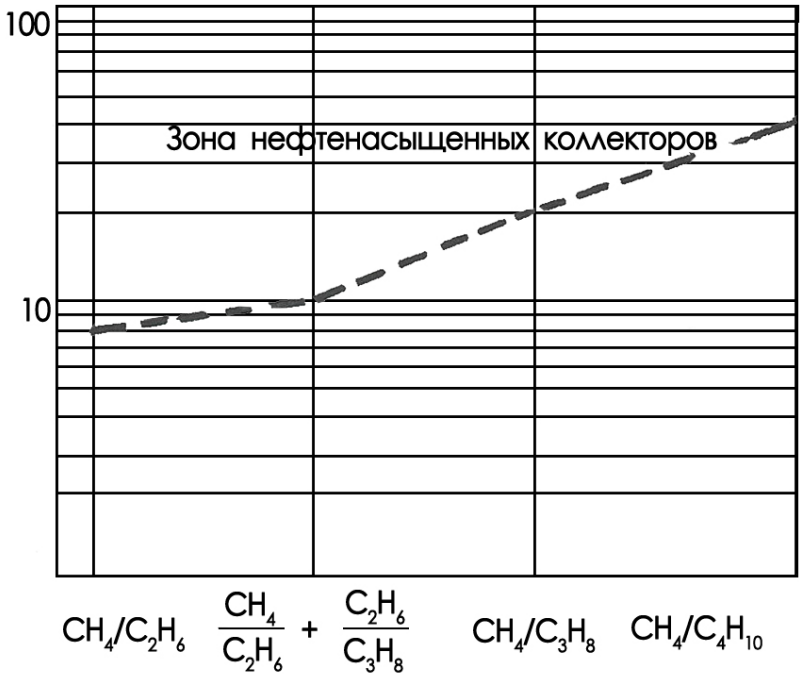


Рис.9.32. Палетка ГФК для каменноугольных отложений месторождения Тенгиз.

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

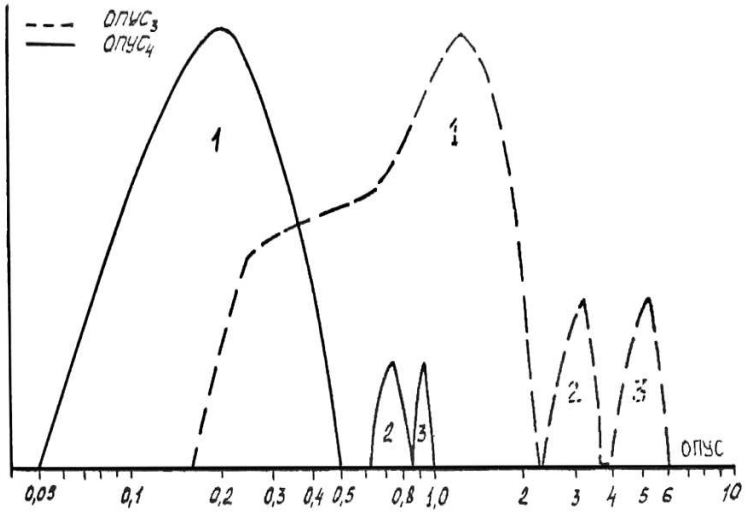
Для исключения добавок нефти в промывочную жидкость значения ОПУС предлагается определять по 4 или 3 первым компонентам (метан – C_1, этан – C_2, пропан – C_3, бутан – C_4). $ОПУС_3$ и $ОПУС_4$ рассчитываются по формулам:

$$ОПУС_3=\frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2+C_3)^2} \quad (9.59)$$

$$ОПУС_4=\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^3} \quad (9.60)$$

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.9.33 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. [20]



1 – Пласты с чисто нефтяным насыщением.
2 – Пласты с газонефтяным насыщением.
3 – Пласты с газоконденсатно-нефтяным насыщением.

Рис.9.33. 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. [24]

Границы флюидных коэффициентов для разнонасыщенных коллекторов на основе исправленных значений C_1, C_2, и C_3 приведены в таблице 9.13.

Таблица 9.13.

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
Исправленные значения компонентов	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. [20]

$$W_n=\frac{C_2+C_3+\cdots+C_5}{C_1+C_2+\cdots+C_5} \cdot 100 \quad (9.61)$$

$$B_n=\frac{C_1+C_2}{C_1+iC_4+nC_n+C_5} \quad (9.62)$$

$$C_n=\frac{iC_4+nC_4+C_5}{C_3} \quad (9.63)$$

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.

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

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.9.34.

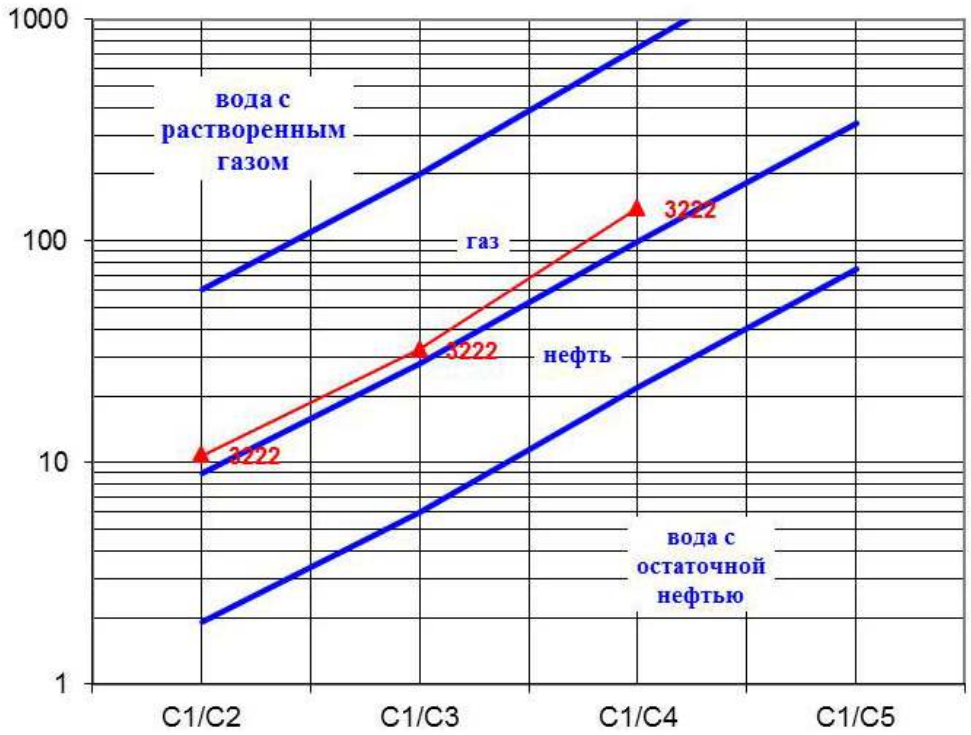


Рис.9.34. Пример графической оценки характера насыщения пласта по соотношениям Пикслера.

Пласт, выделенный на глубине 3222м, 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-спектрометрии, термовакуумной дегазации.

Технологическая схема определения характера насыщения пласта-коллектора по шламу и керну приведена на рис.9.35.

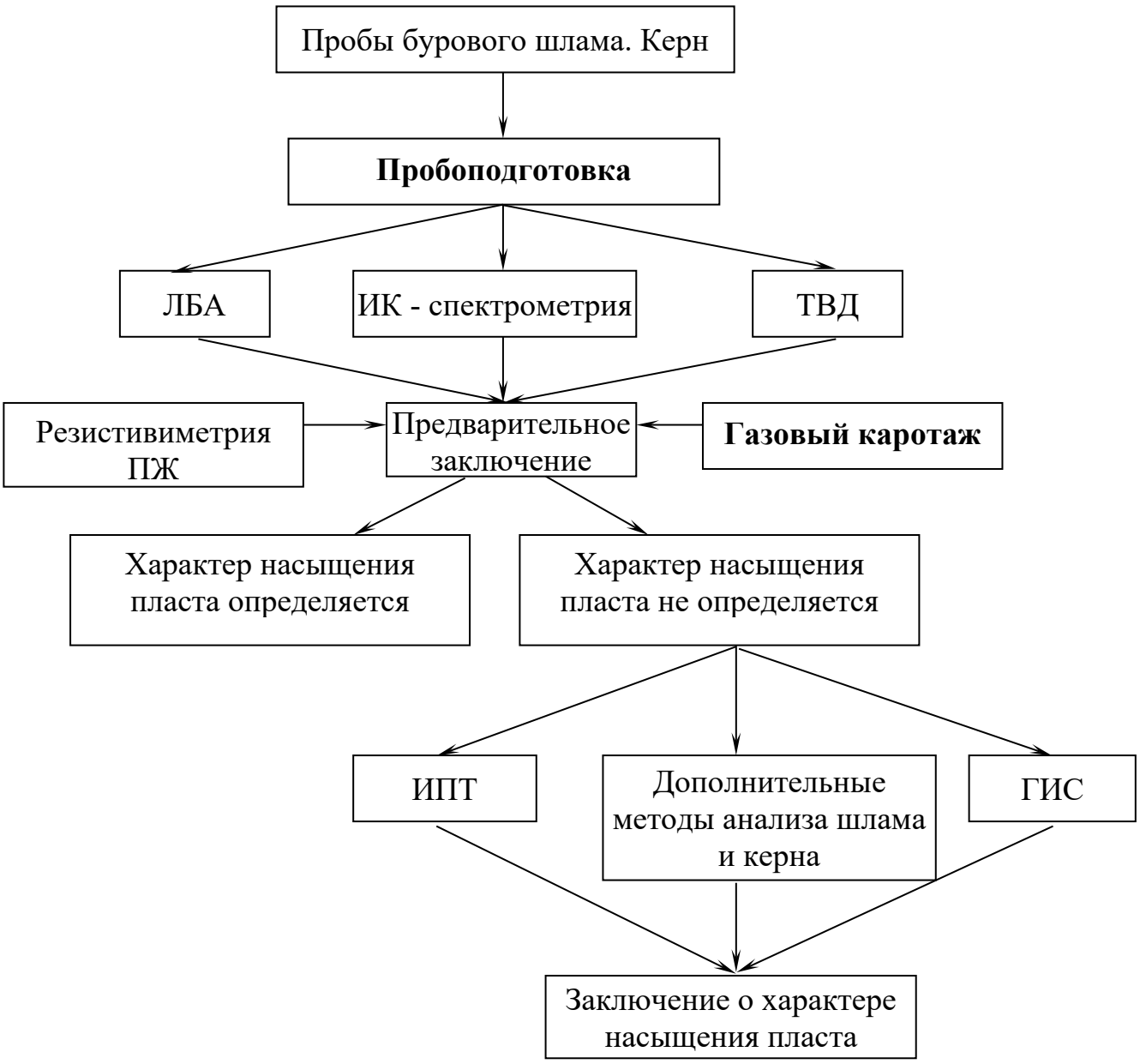


Рис. 9.35. Технологическая схема определения характера насыщения пласта

Важным видом исследований при оценке характера насыщения коллектора является люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА). Методика проведения ЛБА бурового шлама и керна описана в подразделе 4.6. 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.9.36).

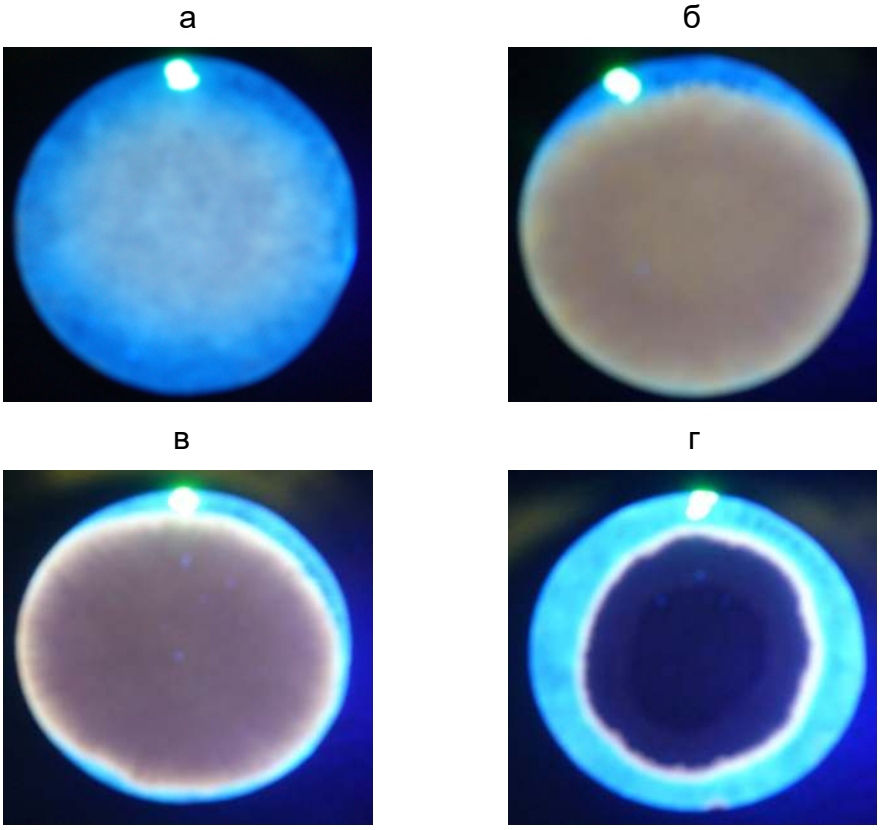


Рис.9.36. Фотоснимки капиллярных вытяжек газоконденсата и нефти в ультрафиолетовых лучах:

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.9.36(а)). Беловато-жёлтый или голубовато-жёлтый цвета характерны для нефтей с незначительным содержанием смол и асфальтенов (рис.9.36 (б)). Жёлтые, светло-коричневые и коричневые цвета присущи нефти с повышенным содержанием масел и асфальтенов (рис.9.36 (в)), а тёмно-коричневые цвета с изменением до чёрного свидетельствуют о вскрытии пород с повышенным содержанием тяжёлой нефти или битума (рис.9.36 (г)).

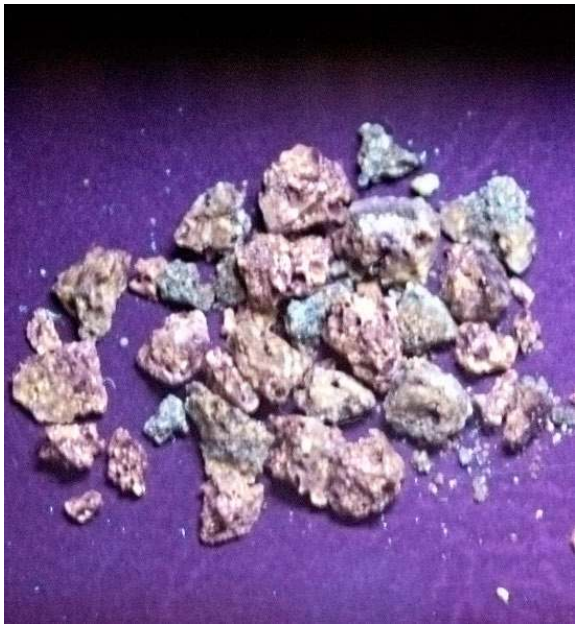
В зависимости от состава битумоида его тип изменяется от лёгкого (ЛБ) для газоконденсатных залежей, маслянистого (МБ) и маслянисто-смолистого (МСБ) для нефтенасыщенных пластов, до смолистого (СБ) и смолисто-асфальтенового (САБ) для тяжёлых нефтей и битумов.

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.9.37) показаны пробы бурового шлама и образцы керна, сфотографированные в УФ-лучах.

а



г



б



д



в



е



Рис.9.37 Фотографии проб бурового шлама (а-в) и керна (г-е) в УФ-лучах

На фотографиях образцов керна (рис.9.37(г-е)) цвет люминесценции для песчаника известковистого (рис.9.37(г)) и известняка доломитистого (рис.9.37(е)) изменяется от светло-желтого до желто-коричневого, что характерно для маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов. На рис.9.37(г) хорошо видна неравномерная (пятнистая) пропитка образца песчаника нефтью. При съемке образца песчаника в УФ-лучах (рис.9.37(д)) 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 позволяет ликвидировать этот недостаток.

Фотографии бурового шлама (рис.9.37 (а, б, в)) прекрасно подтверждают это. На рис.9.37(б) прекрасно виден характер насыщения породы легкой нефтью или газоконденсатом. На рис.9.37(в) характер насыщения – нефть, а на рис.9.37(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.9.38 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).

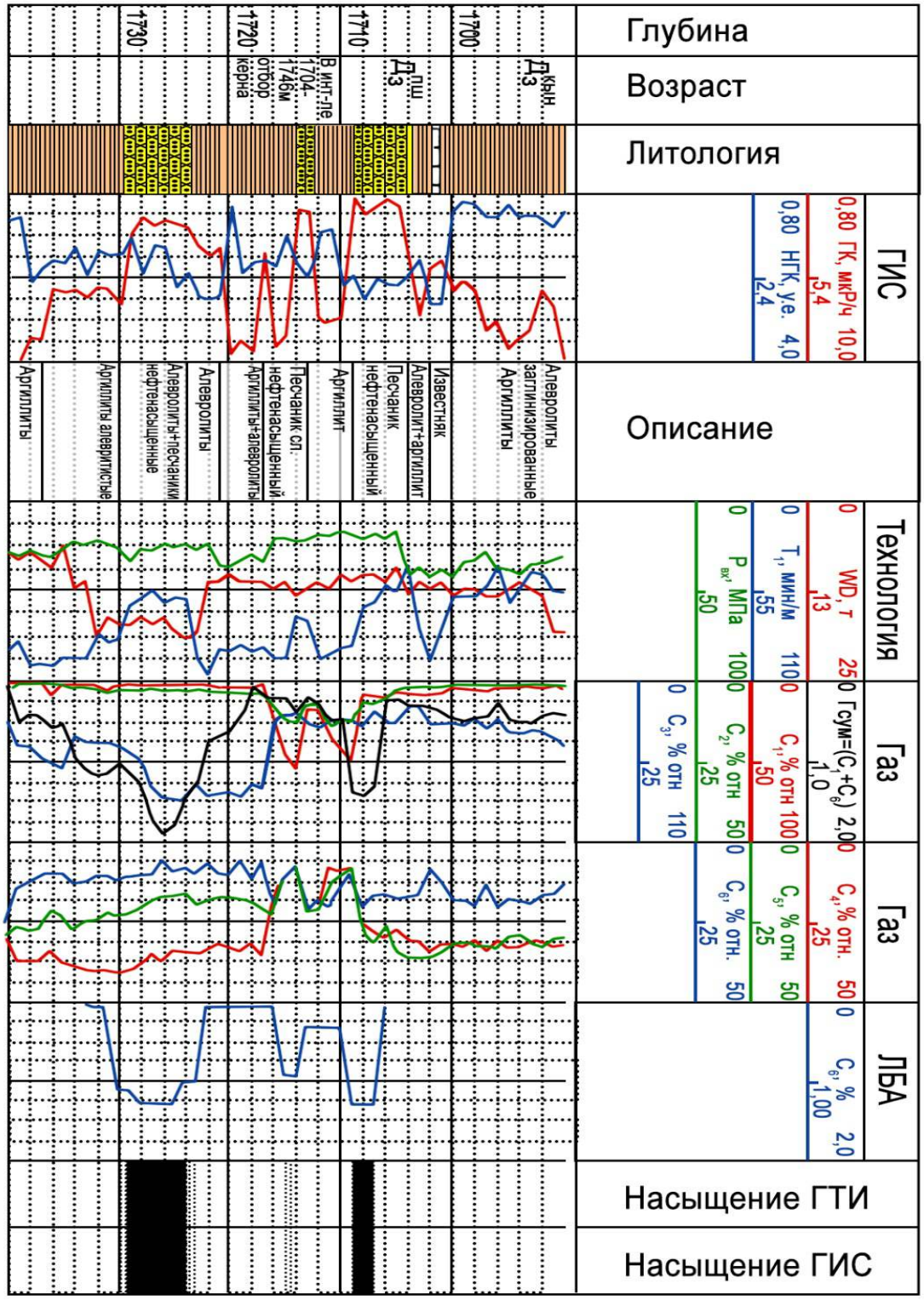


Рис.9.38. Пример выделения маломощных нефтенасыщенных пластов в процессе бурения.

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). [7]

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.9.39 показан пример использования метода ЭДМ со стандартными методами анализа шлама. [7]

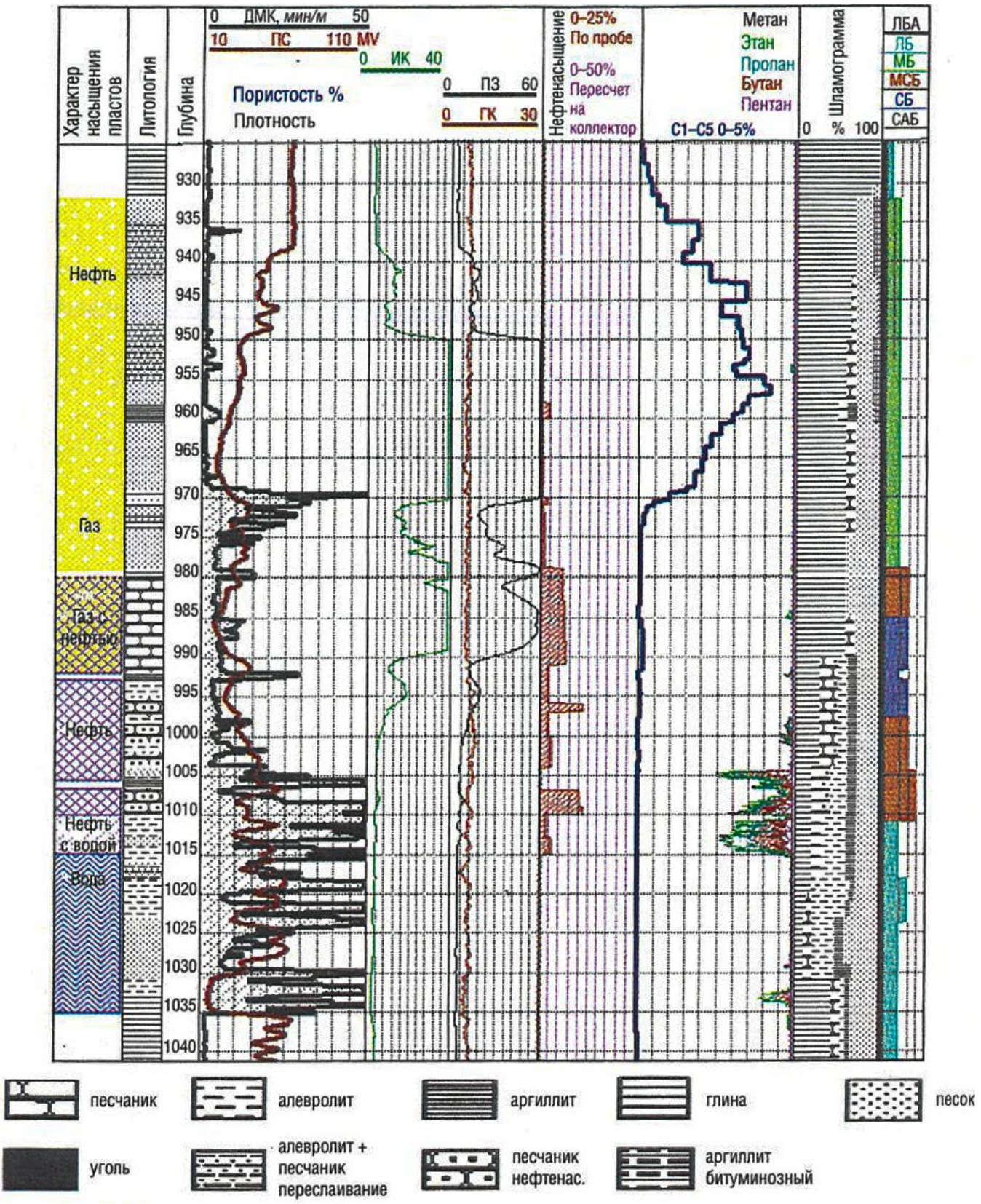


Рис.9.39. Скв.618. Газовая, газонефтяная и нефтяная залежи в пластах ПК-1-3.

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 9.14.

Таблица 9.14.

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.

10. Особенности проведения исследований при бурении горизонтальных скважин.

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 разделе 9.1. 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. 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.

Эффективный выход шлама зависит от целого ряда факторов: режима бурения и промывки, конфигурации ствола скважины и конструкции бурильной колонны, физико-химических свойств разбуриваемой породы, физико-химических свойств промывочной жидкости, эксцентричности колонны труб относительно ствола скважины.

На рис. 10.1 показан пример образования шламовой подушки вследствие недостаточного расхода промывочной жидкости [35].

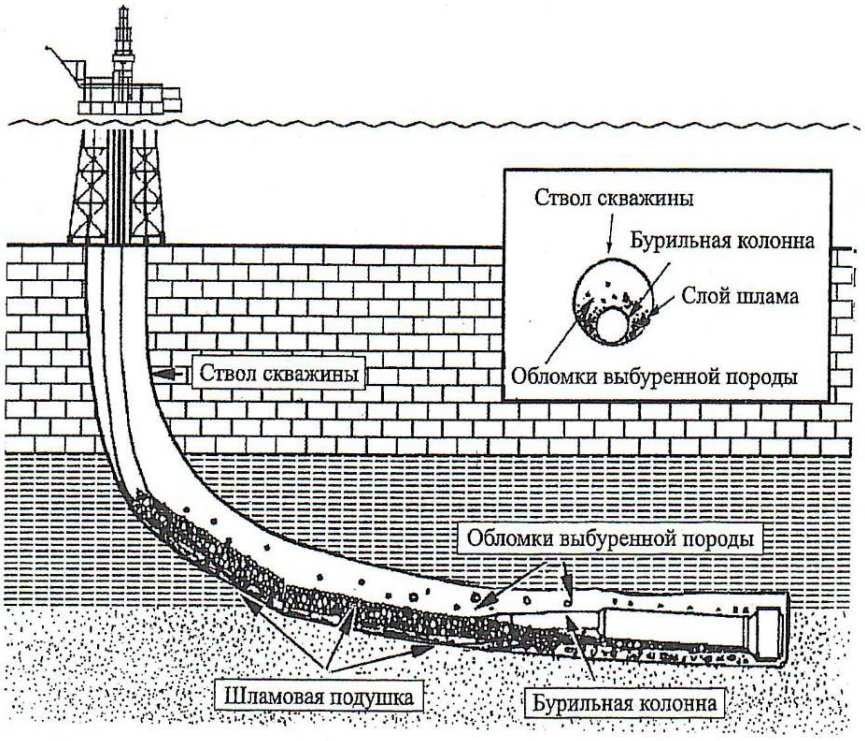


Рис. 10.1. Образование слоя шлама в наклонно-направленной скважине.

Как видно из рис. 10.1. большое влияние на образование шламовой подушки имеет эксцентричность расположения бурильного инструмента относительно ствола скважины. Бурильная труба лежит на нижней стороне кольцевого пространства, из-за чего зазор между бурильной трубой и стенкой скважины очень мал, из-за этого происходит ухудшение выноса шлама, который скапливается в узком пространстве, образуя шламовую подушку.

Всё это необходимо учитывать при определении основной породы в пробе шлама и правильной идентификации литотипа породы.

На рис.10.2 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.

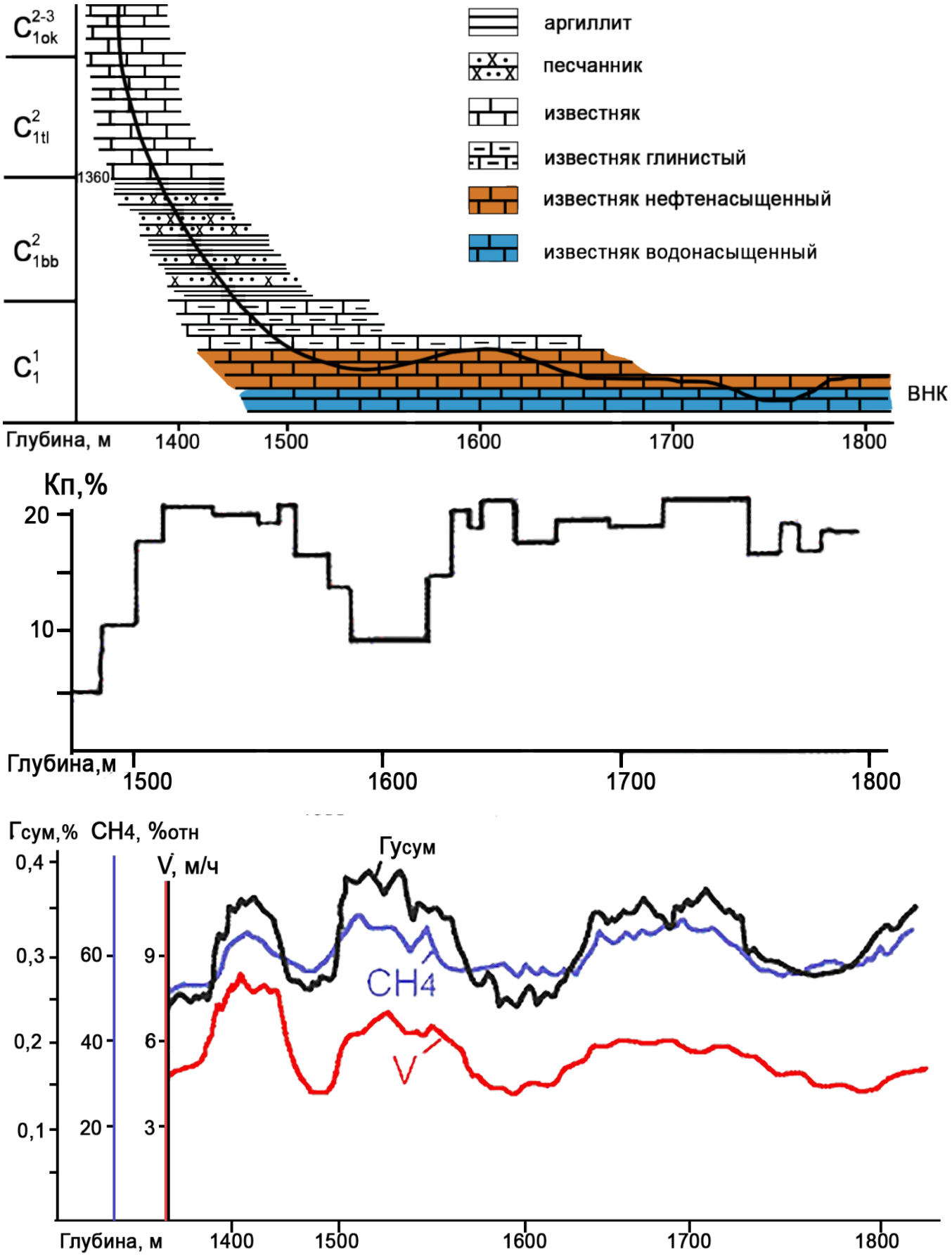


Рис. 10.2. Проведение геологических исследований в процессе бурения горизонтальной скважины на Татышлинской площади (Республика Башкортостан).

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

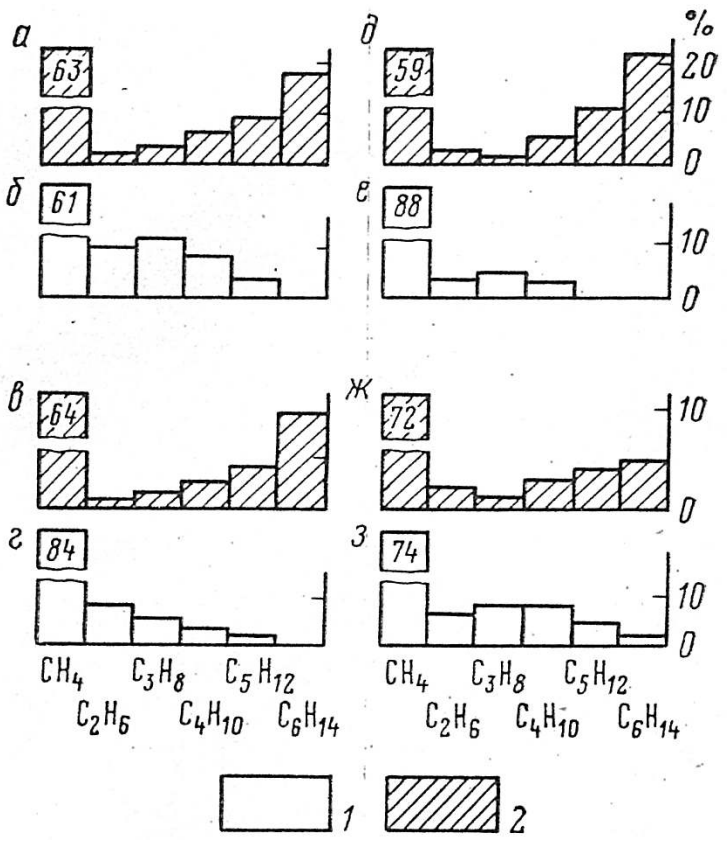


Рис.10.3. Соотношение содержаний (в %) отдельных углеводородных компонентов (C_1 – C_6) газов залежей (1) и глинистых покрышек (2) на примере Варьеганско-Тагринского района Западной Сибири (по И.С. Старобинцу, Е.А. Матюхину, М.В. Обуховой).

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

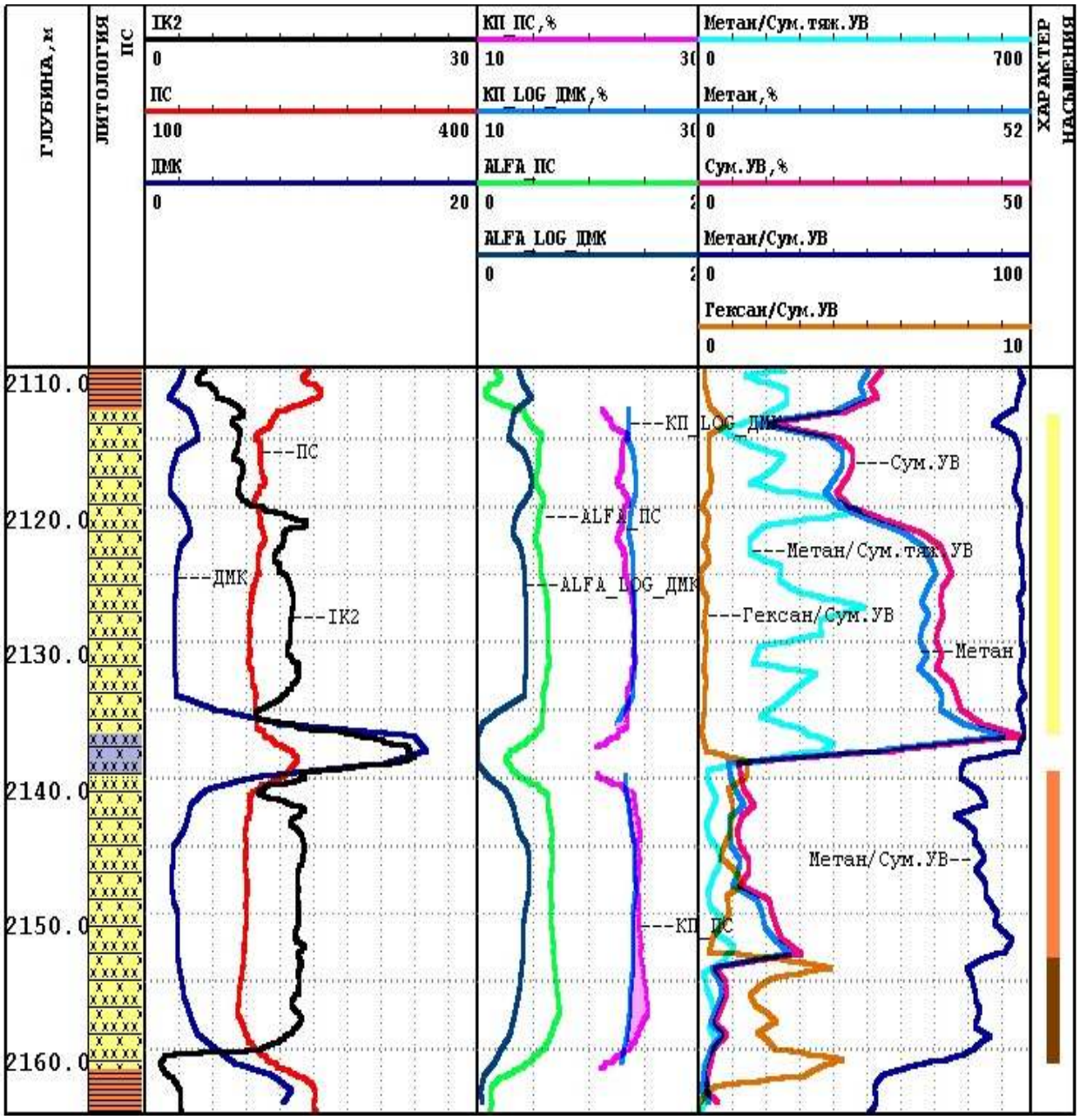


Рис. 10.4. Изменение относительного состава газа на границах раздела газ-нефть (скв.5185, Федоровское месторождение).

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 привязки 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 и геофизических исследованиях нефтенасыщенных горных пород баженовской свиты в процессе бурения горизонтальных скважин [36]. В разрезе баженовской свиты выделяют три типа коллекторов: порово-

трещинный, развитый в битуминозных аргиллитах, трещинный и трещинно-кавернозный, развитый в карбонатных окремнелых породах. Аргиллиты, по утверждению авторов, могут быть коллекторами при открытой пористости более 4%, кремнистые известняки – при наличии у них вторичной пористости, отличной от нуля.

Первый тип коллекторов содержит как подвижную легкую нефть, так и битум, смолы, асфальтены. Второй и третий тип коллекторов содержат только подвижную нефть.

Геолого-геофизическая характеристика баженовских отложений одной из скважин Галяновской площади приведена на рис.10.5.

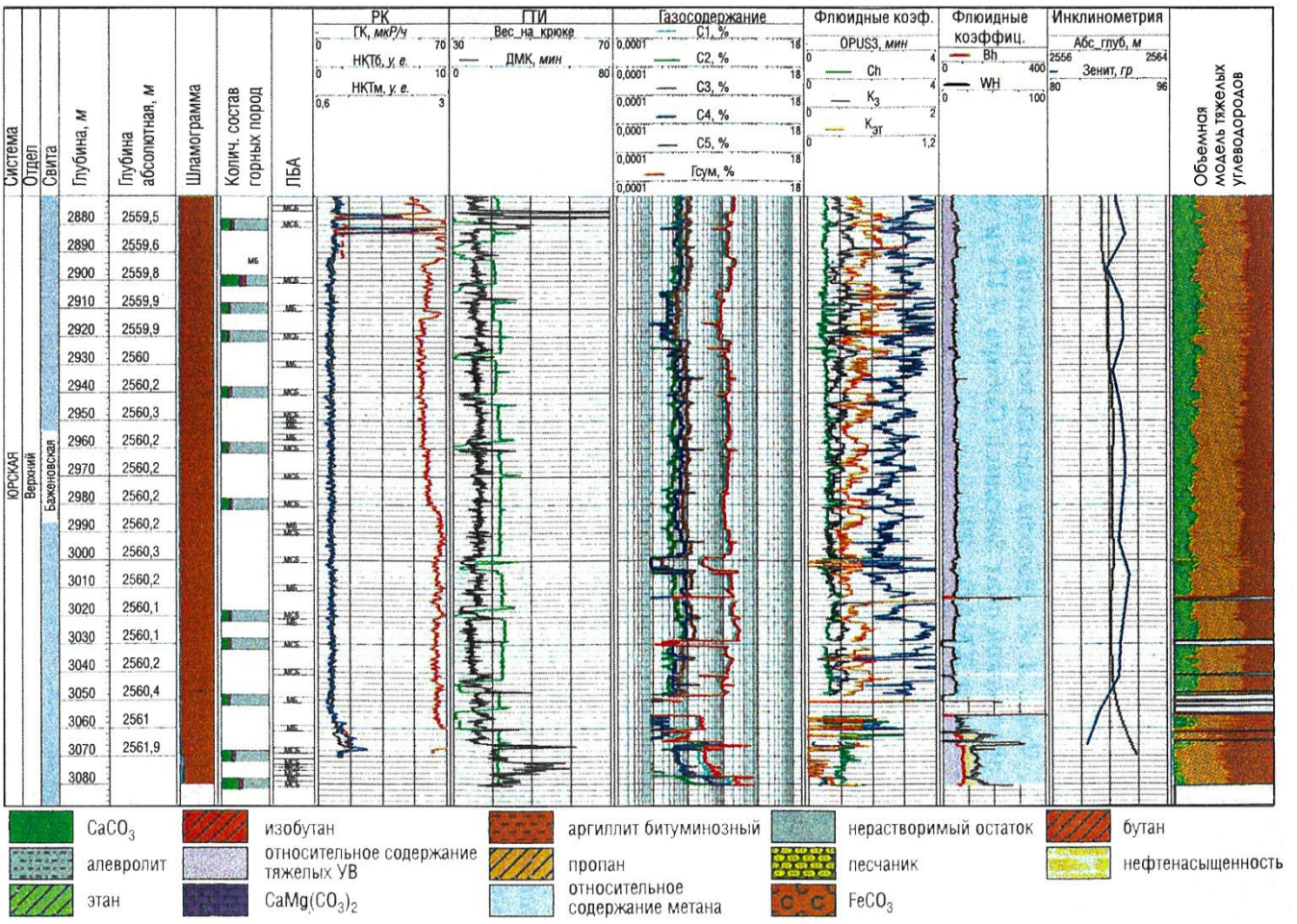


Рис.10.5. Геолого-геофизическая характеристика баженовских отложений в Галяновской скважине.

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

В таблице 10.1 показаны результаты анализа проб бурового шлама с использованием микроскопии, карбонатометрии, ЛБА и ИК-спектрометрии по одной из горизонтальных скважин, пробуренной в баженовской свите.

Таблица 10.1

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

Анализ полученных данных показал неоднородность породы 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, а концентрация нефти в образцах горных пород – от 3,5 мг/г до 6,23 мг/г.

Концентрация нефти по результатам ИК-спектрометрии изменяется от 0,143 мг/г до 7,63 мг/г, то есть в 5 раз. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – от 4,61% до 29,8%.

Наиболее высокое содержание нефти отмечено в интервале 2795-3190 м.

Учитывая, что при бурении горизонтальных скважин часто используется ПЖ с добавлением нефтепродуктов, несомненный интерес представляет использование исправленных значений метана (C_1), этана (C_2) и пропана (C_3) при расчете граничных флюидных коэффициентов (ГФК), когда за 100% относительного состава берутся не все углеводородные компоненты, а только три первых.[24]

Границы флюидных коэффициентов для коллекторов с различным характером насыщения на основе исправленных значений C_1, C_2 и C_3 приведены в таблице 10.2. [24]

Таблица 10.2

Границы флюидных коэффициентов для разнонасыщенных коллекторов на основе исправленных значений компонентов C_1-C_3 (по Э.Е.Лукьянову)

№ п\п	УВГ	Граничные значения			
		Нефть	Нефть и газ	Газ	Вода с газом
Исправленные значения компонентов	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	$C_1 \cdot C_2 \cdot C_3$	>7000	7000-1000	<1000	<3000
8	$C_1/C_2 \cdot C_3$	<1	1-10	>10	>10

Исследования, проведенные в ОАО «Башнефтегеофизика», показывают, что нефтеносные и водоносные пласты резко отличаются по относительному составу углеводородных газов. На рис.10.6 показана палетка, построенная по двум компонентам – метану и этану – для условий Башкортостана.[37]

Видно, что, несмотря на достаточно большую зону неоднозначности, концентрация метана и этана в водоносных пластах значительно выше, чем в нефтяных. Относительное содержание CH_4 в водоносных горизонтах выше 78% и C_2H_6 – 35%, а в нефтяных пластах содержание метана и этана соответственно составляет 58 и 20%.

Таким образом, для контроля положения долота на горизонтальном участке бурения скважины при контроле относительного состава углеводородного газа и особенно первых трех компонентов – метана, этана и пропана – можно определить с высокой степенью точности вскрытие водоносного горизонта, т.е. определить вхождение долота в зону водонефтяного контакта (ВНК), и своевременно информировать об этом заказчика.

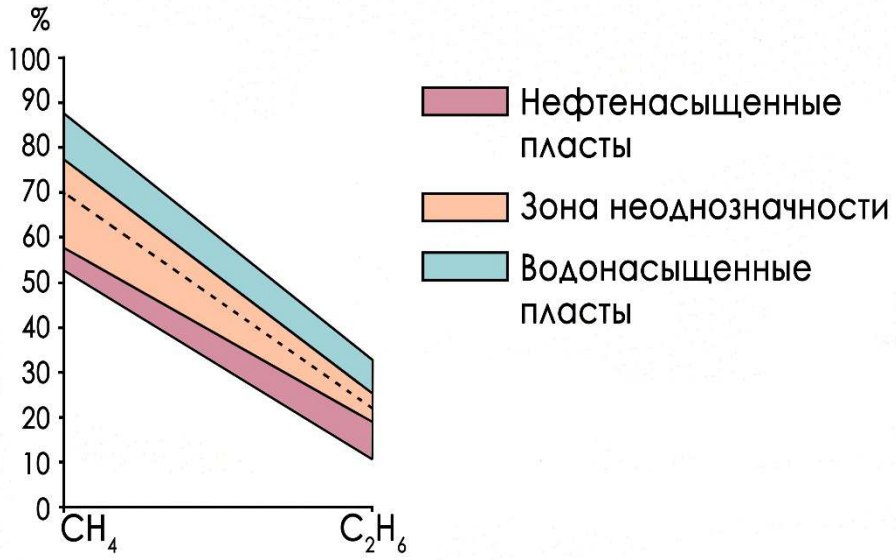


Рис.10.6. Палетка раздельного анализа газа по метану и этану.

Большие перспективы выделения зон ВНК в процессе бурения представляет непрерывное измерение в газовоздушной смеси (ГВС), извлекаемой из промывочной жидкости, неуглеводородных газов, в первую очередь углекислого газа (CO_2) и азота (N_2). Наличие углекислого газа отмечается в подземных водах практически всех нефтегазоносных бассейнов. Углекислота отмечается в пластовых водах Западно-Сибирского мегабассейна [4]. её аномальные концентрации установлены в Уватском, Шеркалинском, Перегребненском и Сургутском районах. При общей газонасыщенности вод до 2000 – 3000 $см^3$/л содержание углекислоты колеблется в пределах 5 – 51%.

По данным Ю.А.Ежова, А.В.Лукина, в подземных водах Волго-Уральского нефтегазового бассейна содержание углекислоты увеличивается с глубиной. Основными процессами генерации углекислоты, по мнению авторов, являются десульфатизация, окисление органического вещества и термометаморфизм карбонатных пород.

В пластовых водах, наряду с углекислым газом, обязательным компонентом является азот. Его содержание в водах большинства нефтегазоносных бассейнов (НГБ) колеблется от 10 до 400 $см^3$/л [4].

Непрерывное измерение CO_2 и N_2 в ГВС можно проводить с использованием портативных датчиков на выходе из скважины или с использованием масс-спектрометров, установленных в станции ГТИ. Вскрытие зоны ВНК будет отмечено резким возрастанием концентрации CO_2 и N_2 в ГВС.

Так как подземные воды большинства НГБ содержат соли, данные непрерывного измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) или удельной электрической проводимости (УЭП) промывочной жидкости позволяют определить момент вскрытия зоны ВНК по резкому изменению УЭС или УЭП промывочной жидкости. Хорошие результаты дает комплексное использование различных методов исследования проб бурового шлама: микроскопии, карбонатометрии, ЛБА и ИК-спектрометрии.

Хорошие перспективы применения в горизонтальных скважинах могут быть связаны с внедрением в практику работ ГТИ новых методов анализа бурового шлама и керна, особенно методов элементного анализа горных пород. К таким методам относится рентгенофлуоресцентный анализ (РФА).

Метод РФА позволяет определить наличие в образцах горных пород основных элементов: Al, Si, Fe, Mg, Mn, Na, Ca, K, P, S, а также Mo, Nb, Cr, Th, U, Xn, Zr.[1]

Опытно методические работы, проведенные в ОАО «Башнефтегеофизика», показали, что в нефтенасыщенных образцах наблюдаются аномально высокие концентрации серы (S), ванадия (V), железа (Fe) и никеля (Ni) (табл.5.4). [1]

Проводя экспериментальные ГТИ в нескольких горизонтальных скважинах и на нескольких месторождениях, можно составить прогнозную модель, в которой по наличию в пробе шлама

определенных элементов можно проводить ориентировку положения долота в пласте и определить моменты вскрытия кровли пласта или входа в зону ВНК.

Результаты анализов показывают неоднородность пород, как по литологическому составу, так и по характеру и количеству насыщающих пласт углеводородов. Карбонатность пород изменяется от 18,7% до 49,3%, тип битумоида от маслянистого до маслянисто-смолистого.

Концентрация нефти по результатам ИК-спектрометрии изменяется от 1,413 мг/г до 7,63 мг/г, т.е. в 5 раз, коэффициент остаточной нефтенасыщенности от 4,61% до 24,8%. Тип битумоида, по результатам ЛБА маслянисто-смолистый, а цвет люминесценции от светло-желтого (С-Ж) до желто-коричневого (Ж-К). Наиболее высокое содержание нефти отмечено в интервале 2795 – 3190 м.

Изменение основных регистрируемых, измеряемых и расчетных параметров при проведении геолого-технологических исследований в горизонтальных скважинах при вскрытии кровли, подошвы пласта или зоны ВНК (по отношению к показаниям в пласте-коллекторе) приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3.

Изменение регистрируемых, измеряемых и расчетных параметров при проведении ГТИ в горизонтальных скважинах

№ п/п	Измеряемые, регистрируемые и расчетные параметры	Изменение параметров		
		Кровля	**Водонефтяной контакт (ВНК)**	**Подошва**
1	Механическая скорость	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
2	Литологический и минеральный состав горных пород	Резкое изменение	Без изменений	Резкое изменение
3	Суммарные показания углеводородных газов (УВГ)	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
4	Газонасыщенность промывочной жидкости	Уменьшение	Незначительное уменьшение	Резкое уменьшение
5	Флюидный коэффициент $CH_4/\sum ТУ$	Резкое уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
6	Флюидный коэффициент $CH_4 \cdot C_2H_6 \cdot C_3H_8$	Резкое уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
7	Концентрация неуглеводородных газов CO_2, N_2, He	Уменьшение	Увеличение	Уменьшение
8	Плотность горных пород по шламу	Увеличение	Без изменений	Увеличение
9	Открытая пористость горных пород	Уменьшение	Без изменений	Уменьшение
10	Интенсивность люминесценции горных пород по шламу (ЛБА)	Резкое снижение	Снижение	Резкое снижение
11	Цвет люминесценции горных пород по шламу (ЛБА)	Резкое изменение	Изменение	Резкое изменение
12	Газонасыщенность проб бурового шлама	Уменьшение	Незначительное уменьшение	Резкое уменьшение
13	Концентрация нефти в горной породе по шламу (ИК-спектрометрия)	Уменьшение	Уменьшение	Резкое уменьшение
14	Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости	Без изменений	Резкое уменьшение	Без изменений

Если количественные и качественные изменения каждого из параметров, приведенных в таблице 10.3, оцифровать по балльной системе (например по 10-балльной) в зависимости от величины значения параметра для какого-либо месторождения, можно составить программу, которая позволит оператору станции ГТИ более оперативно реагировать на положения долота в пласте в процессе проводки горизонтального участка ствола скважины и своевременно информировать заказчика о входе в подошву или кровлю пласта, а также при входе в зону ВНК.

При высоких скоростях бурения и применении долот истирающего типа, когда затруднительно в процессе бурения производить отбор представительных проб шлама и проводить стандартный комплекс методов анализа, целесообразно проводить измерение степени люминесценции ПЖ на выходе из скважины в непрерывном режиме.

Наличие пятен люминесценции на поверхности выходящей из скважины промывочной жидкости будет свидетельствовать о прохождении долотом нефтенасыщенного пласта, а их исчезновение – о вскрытии подошвы или кровли, т.е. о выходе долота из пласта.

Таким образом, исследования горизонтальных скважин, и особенно, бурящихся в сложных горно-геологических и технических условиях, с помощью методов оперативного анализа проб бурового шлама и газового каротажа, как было показано выше, дают положительные результаты.

В дальнейшем, при возможности изучения элементного состава шлама и масс-спектрометрии промывочной жидкости, появится возможность уверенного контроля за положением долота в пласте, т.к. элементный и газовый состав в нефтяных пластах резко отличаются от их состава в кровле и подошве пласта. Существует перспектива и определения вскрытия водонефтяного контакта (ВНК), и контроля входа в водоносную часть залежи, при определении таких газов, как гелий, аргон, азот и др., которые находятся, в основном, в водоносном слое нефтяной залежи.

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

11. Выдача рекомендаций и заключений.

Рекомендации и заключения, выдаваемые операторами-геологами, являются результатом оперативной обработки и интерпретации, получаемой в процессе бурения геологической и технологической информации. От своевременности и точности выданных рекомендаций и заключений во многом зависит геологическая эффективность работ, поэтому и степень ответственности за их достоверность очень высока.

Рекомендации являются, как правило, промежуточным звеном в представлении информации заказчику и выдаются в оперативном плане, после обработки и экспресс-интерпретации геолого-технологической информации. Рекомендации, выдаваемые оператором-геологом станции ГТИ, направлены, в большинстве случаев, на повышение эффективности изучения геологического разреза в процессе бурения, реже – на повышение технико-экономических показателей бурения по скважине.

К рекомендациям первого рода относятся рекомендации на остановку бурения с продолжением циркуляции до выхода забойных порций ПЖ и бурового шлама, на изменение физико-химических свойств промывочной жидкости с целью обеспечения сохранности выносимого шлама, на бурение с отбором керна, на изменение режимных параметров бурения при первичном вскрытии коллектора для обеспечения оптимального режима вскрытия пласта и получения достоверной геологической информации, на проведение геофизических и гидродинамических исследований, сразу же после вскрытия пласта-коллектора, во избежание кольматации и закупорки околоскважинного пространства.

К рекомендациям второго рода относятся рекомендации на смену долота, в связи с резкой сменой литотипа пород, рекомендации на утяжеление промывочной жидкости в связи с вскрытием кровли продуктивного пласта с высоким пластовым давлением или с вхождением в переходную зону аномально высоких поровых давлений и другие.

Рекомендации могут выдаваться в устной и письменной форме. В устной форме рекомендации выдаются буровому мастеру, супервайзеру, дежурному геологу заказчика.

Рекомендации в письменной форме выдаются в виде записей в буровом журнале, телефонограммы или радиограммы представителям геологической или технологической службы заказчика. Обычно рекомендации в письменном виде необходимо выдавать, если буровая бригада, супервайзер или другие представители заказчика отказываются выполнять выданную устную рекомендацию.

При выдаче письменной рекомендации оператор должен кратко изложить суть выдаваемой рекомендации и объяснить причину её выдачи. Например: рекомендация остановить бурение с продолжением циркуляции до выхода забойных порций ПЖ и бурового шлама в связи с появлением признаков вскрытия пласта-коллектора: увеличение механической скорости бурения в 1,8 раза, поглощение промывочной жидкости с высокой интенсивностью, незначительное падение давления ПЖ в нагнетательной линии, достигнута прогнозная отметка вскрытия пласта-коллектора. После текста рекомендации ставятся дата и точное время (до минут) её выдачи, глубина скважины, Ф.И.О. оператора-геолога и подпись.

Запись о выданной устной или письменной рекомендации обязательно делается в дежурном журнале оператора-геолога. Перечень выданных рекомендаций прилагается к геологическому отчёту.

Заключения, с анализом выполненных геологических исследований и интерпретацией их результатов, выдаются в сроки, установленные в техническом задании на скважину (обычно, перед проведением комплекса ГИС, спуском промежуточной колонны, перед проведением испытаний в открытом стволе), а так же по просьбе заказчика.

В заключении указывается интервал исследований, характеристика вскрытых отложений, выявленные перспективные нефтегазоносные интервалы, коллекторские свойства пород, количественная оценка их нефтегазонасыщенности, предварительная мощность пластов-коллекторов с указанием характера их насыщения.

После окончания бурения скважины и проведения ГИС выдаётся комплексное заключение интерпретационной партии (КИП) по результатам обработки геолого-технологической и геофизической информации. Желательно, чтобы операторы-геологи не только были ознакомлены с выданным в КИП заключением, но и принимали непосредственное участие в его составлении.

Достоверность выдаваемых заключений является основным показателем работы оператора-геолога, поэтому их качеству должно уделяться самое пристальное внимание.

12. Схемы обмена геологической, геохимической, технологической, геофизической и гидродинамической информацией в процессе проводки скважины.

От скорости обмена информацией между оператором-геологом и технологом станции ГТИ, буровым мастером, супервайзером, заказчиком и геофизическим предприятием во многом зависит выполнение задач, предусмотренных техническим заданием.

Особое внимание необходимо уделить взаимоотношениям между оператором-геологом и оператором-технологом станции ГТИ.

Оператор-геолог не только должен досконально знать все возможности геологических исследований бурового шлама и керна, но и знать возможности газового каротажа и иметь представление об использовании результатов измерения параметров процесса бурения и промывки для оперативного решения геологических задач:

– литологического расчленения разреза;

– выделения опорных пластов и коллекторов;

– оценки характера насыщения пластов-коллекторов;

– выделения пластов с АВПоД и АВПД.

Это обусловлено тем, что информация по результатам анализа проб шлама поступает с задержкой во времени, или, как говорят, «с отставанием», равным иногда десяткам минут, а информация по технологическим параметрам: скорость бурения, давление нагнетания ПЖ,

расхода и объема ПЖ, крутящего момента на роторе дает практически мгновенную информацию о процессах бурения и характеристиках разбуриваемых горных пород и, часто, о характере их насыщения.

Поэтому первыми признаками вскрытия нефтегазонасыщенного пласта-коллектора будет изменение давления ПЖ на стояке манифольда, изменение механической скорости бурения, расхода ПЖ на выходе из скважины, объема ПЖ в приемной емкости, потом, с отставанием по времени, возрастание газосодержания в промывочной жидкости и изменение относительного состава газа, и только после этого оператор-геолог будет располагать информацией по результатам анализа проб бурового шлама.

Всё это диктует оператору-геологу необходимость поддерживать тесное постоянное общение с оператором-технологом и обусловливает необходимость хорошо понимать и интерпретировать данные газового каротажа, параметров бурения и промывки.

Основное внимание оператор-геолог станции ГТИ должен уделять степени соответствия фактического разреза скважины прогнозному. При выявлении несоответствия оператор-геолог должен сообщать об этом технологу станции ГТИ, буровому мастеру и супервайзеру и обязательно отмечать это в ежесуточных сводках.

Также оператор-геолог должен незамедлительно сообщать оператору-технологу, бурмастеру и супервайзеру о признаках подхода к пласту-коллектору, вскрытия пласта-коллектора и характере насыщающего коллектор флюида.

Таким образом, технологическая схема обмена информацией предполагает тесную взаимосвязь между оператором-геологом, оператором-технологом, буровым мастером и супервайзером, а при наличии удаленного доступа к информации и обрабатывающим центром заказчика.

Центры сопровождения бурения заказчика при наличии удаленного доступа к геолого-геохимической и технологической информации могут контролировать и помогать оперативно решать различного рода задачи и возникающие проблемы удаленно.

В настоящее время практически все крупные нефтегазодобывающие компании имеют информационные и аналитические центры удаленного мониторинга и сопровождения бурения скважин и средства связи со своими удаленными объектами.

Программное обеспечение для мониторинга приобретается обычно у стороннего поставщика.

Наиболее известной и распространенной системой мониторинга является информационная система «Мониторинг удаленных объектов – WellOnline», разработанная в ООО «Петровайзер» (г.Тверь).

При проведении каротажа: электрического, радиоактивного, акустического и т.д., оператор-геолог станции ГТИ обязательно должен ознакомиться с результатами исследований. По результатам каротажа необходимо скорректировать границы (кровли и подошвы) опорных пластов, стратиграфических горизонтов, пластов-коллекторов, зон аномально высоких поровых давлений.

При бурении горизонтальных скважин, когда одновременно проводятся геолого-технологические исследования и исследования с применением забойных телеметрических систем (ЗТС) или роторно-управляемых систем (РУС), необходимо тесное взаимодействие операторов станции ГТИ с операторами ЗТС и РУС.

13. Оценка качества материалов геологических исследований.

Основными критериями оценки качества первичных материалов геологических исследований являются полнота и качество представленных материалов.

Представленный материал оперативных геологических исследований считается браком если:

– построенная геологическая колонка не соответствует фактическому геологическому разрезу исследуемой скважины;

– наблюдается пропуск нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов;

– не выполнен комплекс исследований бурового шлама, керна и промывочной жидкости, предусмотренный техническим заданием, по вине оператора-геолога.

В представленном геологическом разрезе не допускается несовпадение границ пластов более 5 м с фактическими границами. Литология пород должна соответствовать породам фактического разреза. При наличии в разрезе зон с аномально высокими поровыми давлениями материал считается браком, если оператор-геолог не выдал своевременно предупреждения об их вскрытии.

Пропуск нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов или невыдача оператором-геологом предупреждений о вскрытии потенциально-продуктивного пласта служит основанием считать представленный материал браком.

Невыполнение комплекса исследований по вине оператора-геолога может считаться браком, если, например, не проводились измерения содержания карбонатов в карбонатном разрезе, определение пористости и плотности горных пород по шламу и керну, люминесцентно-битуминологический анализ, отсутствие фотоснимков бурового шлама, керна, капиллярных вытяжек проб шлама и керна в ультрафиолетовых лучах.

Материал считается браком, если грубо нарушался интервал отбора проб бурового шлама. Например, если тех.заданием отбор проб бурового шлама задавался через 3 – 5 м, а отбор производился через 10 – 15 м.

Материал считается удовлетворительного качества, если:

– низкое качество какого-либо вида (метода) исследований в неперспективной части разреза скважины;

– отбор проб шлама с интервалом более чем указано в тех. задании в неперспективной части разреза скважины;

– низкое качество фотоснимков бурового шлама и ЛБА в неперспективной части разреза скважины;

– пропуск измерений карбонатности, плотности, пористости и ЛБА в неперспективной части разреза скважины (на более 20% от требуемого количества по тех. заданию);

– при погрешности в привязке проб к истинным глубинам до 5 м;

– отсутствие калибровки приборов (на более 20% от необходимого числа, предусмотренных инструкцией);

– неполное литологическое описание пород по шламу и керну в неперспективных участках разреза скважины;

– плохая читаемость представленного материала (таблицы, текст, графические данные) в отдельных участках разреза (кроме перспективных интервалов).

Все первичные материалы, которые не имеют перечисленных выше недостатков, относятся к материалам хорошего качества.

Список литературы.

1. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 53375-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. М.: Стандартинформ. 2009.

2. *Чекалин Л.М., Моисеенко А.С., Шакиров А.Ф. и др.* «Геолого-технологические исследования скважин». М.: Недра. 1993. 240 с.

3. *Тарасова Е.В.* «Интерпретация результатов ГТИ и оценка аномально высоких давлений». Тверь: ПолиПРЕСС. 2024. 296 с.

4. *Вендельштейн Б.Ю. и др.* «Петрофизическая характеристика продуктивных отложений юрского возраста Бованенского месторождения по данным представительного керна и ГИС» // НТВ «Каротажник». Тверь. изд. АИС. 1996, вып.29. 104 – 108 с.

5. «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин», Справочник. М. «Недра». 1988. 476 с.

6. *Флоровская В.Н.* «Люминесцентно-битуминологический анализ в нефтяной геологии». М.: Изд. Московского университета. 1957. 292 с.

7. *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. 180-193 с.

8. *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. 77 – 110 с.

9. *Муравьев П.П., Сидорович С.Н.* «Методы оперативного изучения геологического разреза нефтегазовых скважин». Геофизика. Изд. ГЕРС, 2000. 82 – 85 с.

10. *Илларионова Г.А., Сыровятский А.П.* «Методы анализа сточных вод». Иркутск. Изд. ИГМУ. 2019. 52 с.

11. *Муравьев П.П., Осипчук И.П., Казанцев Ю.П.* «Геологические и геохимические исследования в процессе бурения нефтегазовых скважин и интерпретация получаемой информации». Тверь. 2023. 292 с.

12. *Вторушина Э.А., Булатов Г.Д. и др.* «Современный метод определения пиролитических параметров горных пород». «Геология нефти и газа». М. 2018. №2. 71 – 77 с.

13. *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. 22 с.

14. *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).

15. *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. 56-59 с.

16. *Ковба Л.И.* «Рентгенофазовый анализ». М.: МГУ. 1976. 232 с.

17. *Валитов А.Б., Мельников А.А.* «Рентгенодифракционный и рентгенофлуоресцентный методы при геолого-технологических исследованиях». //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2022. Вып.№4(318). 25 – 36 с.

18. *Пущаровский Д.Ю.* «Рентгенография минералов». М.: Изд. Геоинформмарк, 2000. 292 с.

19. *Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домащенко Г.М.* «Испытание скважин в процессе бурения». М.: Изд. «Физматкнига». 2009. 480 с.

20. *Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В.* «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». М.: Изд. Нефть и газ. 1997. 679 с.

21. *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.

22. *Померанц Л.И.* «Газовый каротаж». М.: Недра. 1982. 240 с.

23. *Муравьев П.П., Осипчук И.П., Казанцев Ю.П.* «Геолого-геохимические и технологические исследования в процессе бурения нефтяных и газовых скважин». Тверь. Изд. «Перо». 2024. 471 с.

24. *Лукьянов Э.Е., Кудашева С.В.* «Методические рекомендации по интерпретации данных ГТИ». Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2016, 512 с.

25. *Заливин В.Г., Вахромеев А.Г.* «Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ». Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия». 2018. 506 с.

26. *Лукьянов Э.Е.* «Оперативная оценка аномально-высоких пластовых давлений в процессе бурения». Издательский Дом «Историческое наследие Сибири». 2012. 424 с.

27. *Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е.* «Литология нефтегазоносных толщ». М.: Недра. 1991. 286 с.

28. *Ханин А.А.* «Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение». М.: Недра. 1969. 368 с.

29. «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». РД 39-0147716-102-87. Уфа. ВНИИНПГ. 1987. 274 с.

30. *Воронов А.Н., Махмудов А.Х., Несмелова З.Н. и др.* «Природные газы осадочной толщи». М.: Недра. 1976. 232 с.

31. *Гриценко А.И., Петровский Т.Д., Юшкин В.В.* «Углеводородные конденсаты месторождений природных газов». М.: Недра. 1983. 263 с.

32. *Померанц Л.И., Соколова К.Н., Дигурова С.И.* «Методические рекомендации по проведению геохимических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ (с помощью станций типа АГКС-4АЦ и АГКС-65)». М.: ВНИИ геофизика. 1975. 90 с.

33. *Чекалин Л.М.* «Методические рекомендации по проведению газового каротажа и интерпретация его результатов». Саратов. 1970. 75 с.

34. *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. 18-20 с.

35. *Бабаян Э.В.* «Осложнения в бурении». Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия». 2023. 246 с.

36. *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. 199-208 с.

37. *Шматченко С.Н.* «Геолого-технологические исследования в скважинах». Уфа. Изд. «Информреклама». 2010. 248 с.