МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

РД 39-0147716-102-87

1987

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель министра
нефтяной промышленности
В.М.Юдин
26 марта 1987 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

РД 39-0147716-102-87

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:
Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтепромысловой геофизики

Директор И.Г.Жувагин

Ответственные исполнители:
Зам.директора по научной работе В.В.Лаптев
Зав.отделом техники и технологии исследований в процессе бурения Б.Н.Славнитский
Зав.лабораторией геолого-технологических исследований П.П.Муравьев
Старший научный сотрудник Т.Н.Нестерова
Ведущий научный сотрудник М.Г.Адлер
Научный сотрудник С.Н.Сидорович
Инженер С.Н.Шматченко

Главным производственным управлением промысловой и полевой геофизики

Начальник Н.А.Савостьянов

Главный геофизик А.Ф.Шакиров

СОГЛАСОВАНО

Начальник Главного производственного управления промысловой и полевой геофизики — Н.А.Савостьянов

Начальник Главного управления по геологии и разработке нефтяных месторождений — Н.Н.Лисовский

Начальник Главного управления по бурению скважин — Ю.С.Ропяной

Начальник Главного технического управления — Г.И.Григорашенко

Директор Института геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ) — Н.А.Крылов

© – Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики, 1987.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

РД 39-0147716-102-87 Вводится впервые

Срок введения установлен с 01.07.1987 г.
Срок действия до 01.07.1990 г.

Настоящий документ регламентирует порядок сбора и обработки информации, способы оперативного решения геологических и технологических задач при геолого-технологических исследованиях (ГТИ) скважин в процессе их бурения. Он предназначен для применения партиями ГТИ геофизических предприятий, геологическими и технологическими службами буровых предприятий, а также проектными и научно-исследовательскими организациями Миннефтепрома.

Руководство разработано на основе временных методических указаний "Технология комплексных скважинных исследований по выявлению и оценке продуктивных пластов в процессе бурения" (ВНИИнефтепромгеофизика, 1979) и "Геолого-технологический контроль в процессе бурения" (ВНИИнефтепромгеофизика, 1982) с учетом накопленного за истекшие годы опыта эффективного решения геологических и технологических задач, достижений в технике и технологии бурения и исследования скважин, предложений и замечаний геологических, буровых и геофизических предприятий.

Соблюдение настоящего документа обязательно для всех геофизических и буровых предприятий и организаций Миннефтепрома.

В разработке методического руководства принимали участие В.И.Портнов (ВНИИнефтепромгеофизика), Л.М.Чекалин, Б.А.Головин (трест Саратовнефтегеофизика), Э.Е.Лукьянов, В.Ф.Антропов (Управление Запсибнефтегеофизика), Г.Д.Сухоносов, В.М.Козлов (Волгограднипинефть).

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Цель геолого-технологических исследований состоит в оперативном изучении геологического строения разреза скважин, выявле-

нии и оценке продуктивных пластов, повышении качества проводки и сокращении цикла строительства скважин на основе получаемой в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации. Достижение этой цели в соответствии с РД 39-4-1101-84 "Положение о службе геолого-технологических исследований скважин в процессе бурения (ГТИ)" обеспечивается путем оперативной реализации буровой бригадой рекомендаций, выдаваемых на скважине персоналом партии ГТИ, а также использованием полученной информации при проектировании строительства очередных скважин.

В функции партии ГТИ входит непрерывный в процессе бурения сбор, анализ и обработка информации о шламе, керне, параметрах бурового раствора и режиме бурения; оперативная предварительная обработка геофизической и гидродинамической информации о продуктивных или перспективных объектах; выдача буровой бригаде, геологической и технологической службам буровых предприятий рекомендаций, необходимых для оперативного выявления перспективных на нефть и газ объектов и оптимальной проводки скважин в сложных горно-геологических условиях.

Задачи, решаемые партиями ГТИ, подразделяются на геологические и технологические. К геологическим задачам относятся:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и оценка их свойств;
- выявление в разрезе нефтегазоносных или перспективных пластов и предварительная оценка их продуктивности.

К технологическим задачам относятся:

- предупреждение аварий и осложнений в процессе бурения;
- оптимизация режимных параметров бурения и отработки долот;
- расчет давлений в скважине и оценка пластовых, поровых давлений.

Область применения ГТИ включает исследование поисковых, разведочных, эксплуатационных, опорно-параметрических и опорно-технологических скважин. Согласно РД 39-4-1063-84 "Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ" геолого-технологические исследования входят в состав обязательных комплексов и подлежат безусловному выполнению в перспективных интервалах всех поисковых скважин и первых 2-3 разведочных скважин на каждой площади. При невыполнении этих исследований по вине заказ-

чика геофизическое предприятие не может гарантировать однозначное решение задач по выявлению и оценке продуктивных пластов в разрезах изучаемых скважин. По желанию заказчика ГТИ могут выполняться по всему разрезу и в большем числе разведочных скважин.

В опорно-параметрических и опорно-технологических скважинах геолого-технологические исследования проводятся с учетом РД 39-3-679-82 "Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении".

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Эффективная работа партий ГТИ возможна лишь на основе применения рациональной технологии сбора, подготовки и обработки информации, четкого взаимодействия с буровой бригадой, буровым и геофизическим предприятием.

2.I. Технология комплексного изучения разреза

Геолого-технологические исследования являются неотъемлемым элементом комплекса методов, применяемых для изучения разреза скважин, поэтому технология исследований и интерпретация получаемой информации должны базироваться на основе рационального комплексирования геолого-технологических, геофизических (ГИС) и гидродинамических (ИПТ, ОПК, ГДК) методов исследования в интересах эффективного и оперативного выявления продуктивных пластов с использованием всей имеющейся информации. На технологической схеме комплексных геолого-технологических, геофизических и гидродинамических исследований, приведенной на рис. I, цикл исследований повторяется при вскрытии каждого перспективного объекта и позволяет к моменту принятия решения о спуске обсадной колонны иметь исчерпывающую характеристику о нефтегазоносности вскрытого скважиной разреза. В зависимости от особенностей геологического строения, степени изученности разреза, условий бурения могут применяться различные варианты комплексирования ГТИ, ГИС и ИПТ (табл. I).

Главный смысл рассматриваемой технологии комплексного изучения разреза сводится к реализации двух принципиальных положений:

- время поступления геологической службе оперативных рекомендаций и предварительно обработанной информации должно быть синхронизировано с реальным процессом выявления и оценки продуктивных пластов в открытом стволе;

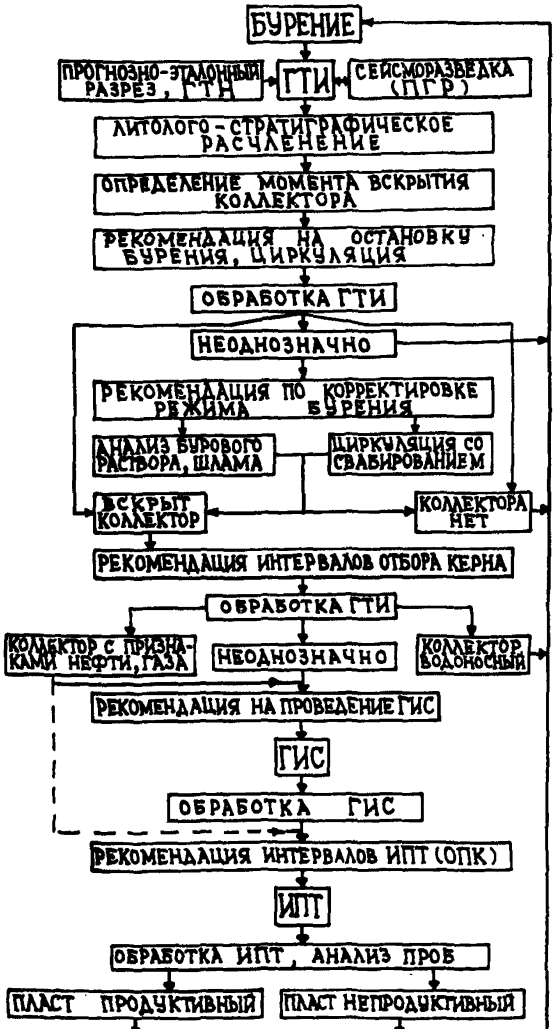


Рис. I. Технологическая схема комплексного изучения разреза в процессе бурения.

-геолого-технологические, геофизические и гидродинамические методы должны составлять единую технологическую цепь взаимообусловленных исследований.

Результатом комплексных исследований в открытом стволе каждого из выявленных в процессе бурения перспективных на нефть объектов должно быть определенное заключение:

I) пласт продуктивный, промышленная ценность установлена, подлежит испытанию и исследованию в колонне;

2) пласт непродуктивный.

На схеме, иллюстрирующей отличия традиционной технологии изучения перспективного

Таблица I

Варианты технологических схем комплексных исследований перспективных в нефтегазоносном отношении участков разреза

№ п/п	Условия исследований		Последовательность выполнения исследований
	Характеристика перспективного объекта	Скважинные условия	
I	Терригенные и карбонатные отложения, коллекторы порового типа ($К_п > 10\%$). Мощность продуктивных пластов 3 м и более	Благоприятные ($D \approx D_{номин}$)	ГТИ → керн → ИПТ → ГИС ГТИ → ИПТ → ГИС → ОГ ГТИ → ГИС → ИПТ → ОГ
		Неблагоприятные (прихваты, $D > 1{,}18 D_{номин}$, ИБР, H_2S)	ГТИ → керн → ГИС ГТИ → ГИС → ОПК → ОГ ГТИ → ГИС → ОПК
2	Тоже по п.I, но коллекторы смешанного типа ($К_п < 10\%$)	Благоприятные ($D \approx D_{номин}$, $\rho_c \geqslant 0{,}2$ Ом·м)	ГТИ → керн → ИПТ → ГИС ГТИ → ГИС → ИПТ → ГИС* → ОГ ГТИ → ИПТ → ГИС → ГИС* → ОГ
		Неблагоприятные ($D > 1{,}18 D_{номин}$, $\rho_c < 0{,}2$ Ом·м, ИБР, H_2S)	ГТИ → керн → ОПК → ГИС ГТИ → ГИС → ОПК → ГИС* → ОГ ГТИ → ГИС → ГИС*
3	Тоже по п. I, но мощность продуктивных пластов менее 3 м, чередование нефтеносных и водоносных пластов	Благоприятные	ГТИ → керн → ИПТ → ГИС ГТИ → ГИС → ИПТ → ОПК → ОГ ГТИ → ГИС → ОПК → ИПТ → ОГ
		Неблагоприятные	ГТИ → керн → ОПК → ГИС ГТИ → ГИС → ОПК → ОГ ГТИ → ГИС → ОПК ГТИ → ГИС

* Повторное проведение ГИС после выполнения технологических операций в скважине (смена раствора, закачка в пласт индикаторов, изменение гидростатического давления и т.д.).

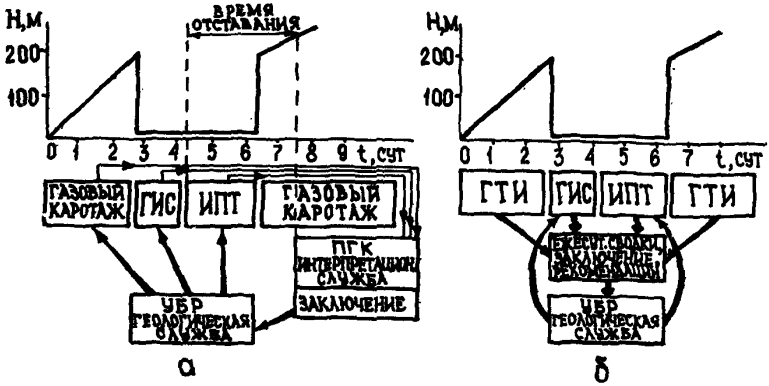


Рис. 2. Технологические схемы изучения перспективного объекта при перерыве в бурении:
а – существующая технология; б – новая комплексная технология.

объекта без ГТИ и новой технологии исследований (рис. 2), видно отставание в поступлении заключения геофизического предприятия по результатам ГИС от момента принятия геологической службой УБР решения об интервале испытаний, что ведет к снижению эффективности ИПТ и резкому увеличению затрат времени на испытание пластов в колонне. Последнее наглядно показано на примере скважины с традиционной технологией изучения разреза (рис. 3). Неэффективное применение ГИС, ИПТ, газового каротажа привело к значительным потерям времени на испытания в колонне. На примере успешного применения новой технологии изучения разреза (рис. 4) видим, что получение исчерпывающей информации о нефтегазоносности разреза в процессе бурения позволило свести к минимуму работы по испытанию пластов в обсаженной скважине.

Комплексная технология позволяет исключить пропуск продуктивных пластов, сократить срок строительства поисково-разведочных скважин за счет снижения объектов, испытываемых в колонне с неоднозначной и ошибочной геофизической характеристикой; экономить материальные ресурсы за счет сокращения количества скважин, ликвидируемых по геологическим причинам со спущенной обсадной колонной; повысить эффективность геологоразведочных работ за счет

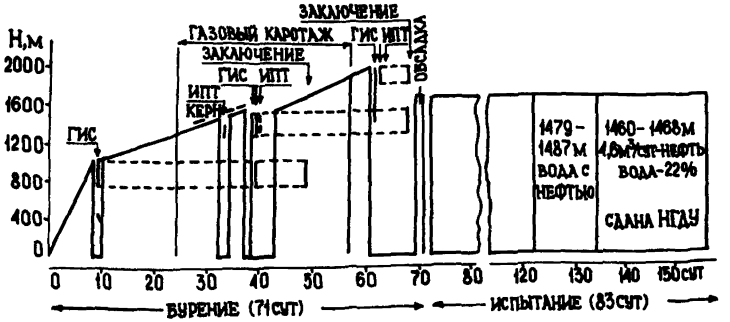


Рис. 3. График строительства и исследования разведочной скв. 127 Старо-Ахуновской площади (Башкирия).

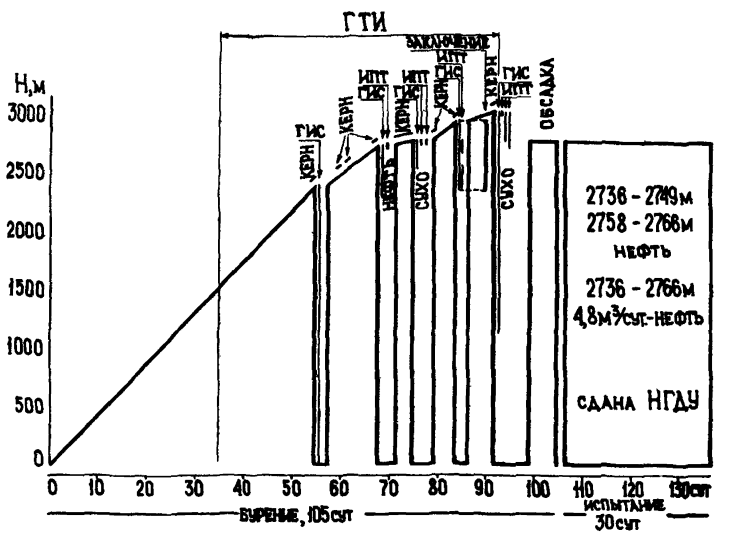


Рис. 4. График строительства и исследования разведочной скв. 17 Елизаровской площади (БССР).

оперативного выявления и оценки в процессе бурения продуктивных пластов и сокращения числа скважин, расходуемых на разведку залежи и месторождения.

2.2. Типовой комплекс геологических методов и технология исследований

Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения (табл. 2).

Методы, входящие в состав типовых комплексов, подразделяются на обязательные (основные) и дополнительные. Они также дифференцированы по решаемым задачам и видам исследований, типу применяемой промывочной жидкости.

К обязательным отнесен минимальный набор методов, обеспечивающий в указанных условиях решение геологических задач на основе имеющихся в геофизических предприятиях серийных технических средств. Проведение этими методами исследований подлежит безусловному исполнению всеми геофизическими предприятиями отрасли. Дополнительные методы применяются в сложных горно-геологических условиях, когда обязательный комплекс не обеспечивает эффективного решения поставленных задач. Невыполнение исследований каким-либо методом, входящим в обязательный комплекс, допускается лишь в исключительных случаях при условии замены его равноинформативным из состава дополнительных методов. При невыполнении по вине заказчика какого-либо исследования обязательного комплекса, ведущего к значительной потере информации, служба ГТИ вправе отказаться от решения соответствующей геологической задачи.

В необходимых случаях допускается расширение обязательного комплекса методами, входящими в состав дополнительных. Расширенный обязательный комплекс согласуется с геофизическим трестом и утверждается объединением. Изменение обязательного комплекса в связи с освоением и внедрением новых, более эффективных методов исследования осуществляется по согласованию с ВНИИнефтепромгеофизикой.

По типу применяемой промывочной жидкости комплексы дифференцируются для скважин, бурящихся на растворах без добавок нефти (пресный глинистый раствор $\rho_c \geq 0{,}2$ Ом·м, минерализованная промывочная жидкость $\rho_c < 0{,}2$ Ом·м) и растворах, составленных на

Таблица 2

ТИПОВОЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Промывочная жидкость			Без добавок нефти						На нефтяной основе					
Вид исследований			По всему разрезу			В перспективных интервалах			По всему разрезу			В перспективных интервалах		
Решаемые задачи / Методы		Услов. обозначения	Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Выделение коллекторов	Выявление продуктивных пластов	Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Выделение коллекторов	Выявление продуктивных пластов	Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Выделение коллекторов	Выявление продуктивных пластов	Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Выделение коллекторов	Выявление продуктивных пластов
Обязательные методы — Геолого-геофизические методы	Макро- и микроскопия	МС	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Фракционный анализ	ФА	④			④			④			④		
	Карбонатометрия	КМ	⑮			⑮			⑮			⑮		
	Люминисцентный анализ	ЛБА		○	○		○	○			○		⑥	①
	Плотность пород	ПП					④						⑥	
	Оценка пористости	ОП					④						○	
	Газовый каротаж	ГзК		○	○		○	②		○	○			③
	Газовый анализ пластового флюида	ГзФ						○						○
Обязательные методы — Технологические измерения	Глубина		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Механическая скорость	МК	○	○		○	○		○	○		○	○	
	Расходометрия	РМ		○			○			○			○	
	Давление раствора на входе			○			○			○			○	
Дополнительные методы — Геолого-геофизические методы	Инфракрасная спектрометрия	ИКС	○			○			○			○		
	Элементный анализ	ЭА				○						○		
	Газометрия шлама	ГзШ						○						⑥
	Измерение ОВП пород	ОВП						○						⑥
	Анализ пород методом ЯМР	ЯМР					○						○	
	Фотокалориметрия	ФКА						○						①
Дополнительные методы — Технологические измерения	Термометрия	ТМ		○			○			○			○	
	Резистивиметрия раствора	РМ		○			○							
	Виброакустический каротаж	ВК	○			○			○					
	Испытание свабированием	ИС						⑨						⑨

Примечание. 1 – исследования проводятся только на образцах керна.

2 – включает газовый каротаж в процессе бурения, после остановки бурения и после свабирования буровым инструментом.

3 – применяют при неоднозначной характеристике насыщения пласта по газовому каротажу.

4 – при бурении долотами типа ИСМ исследования не проводят.

5 – при наличии аппаратуры допускается замена на ИКС.

6 – при наличии аппаратуры допускается замена на ЯМР.

углеводородной основе. Эффективность ГТИ по выявлению продуктивных пластов в разрезах, вскрываемых с применением буровых растворов на нефтяной основе или с неконтролируемыми добавками нефти, резко снижается, поэтому применение ГТИ в таких скважинах не гарантирует положительного решения указанной задачи.

Во всех категориях скважин геолого-технологические исследования выполняются по всему разрезу в масштабе глубин 1:500 и в перспективных на нефть и газ интервалах или известных продуктивных горизонтах в масштабе 1:200. В тонкослоистом разрезе (мощность прослоев менее 1 м) перспективные или продуктивные горизонты могут исследоваться детально в более крупном масштабе глубин (до 1:50). Шаг квантования по глубине или частота отбора образцов шлама в интервалах общих исследований составляет не более 5 м, а в интервалах детальных исследований - не более 1-2 м. Интервалы общих и детальных исследований ГТИ предусматриваются в проектах на строительство скважин.

2.3. Типовой комплекс и технология исследований при решении задач бурения

Оперативные технологические исследования предусматривают сбор, обработку и оперативный анализ информации о ходе основных технологических процессов строительства скважины, выявление отклонений от заданного режима, определение начальных признаков осложнений и возможных предаварийных ситуаций. При этом выполняются необходимые расчеты и выдаются рекомендации по нормализации контролируемого процесса. Типовой комплекс контролируемых параметров для различных этапов строительства скважины представлен в табл. 3. Общая схема технологических исследований представлена на рис. 5.

К обязательным отнесен минимально необходимый набор автоматически измеряемых параметров, соответствующий каждому контролируемому этапу строительства скважины и обеспечивающий решение технологических задач на основе серийных технических средств. Обязательный комплекс подлежит безусловному выполнению всеми геофизическими предприятиями отрасли. Невыполнение обязательного комплекса допускается лишь в исключительных случаях по согласованию с заказчиком и при условии замены его равноинформативным параметром. Параметры дополнительного комплекса регистрируются

Таблица 3

ТИПОВОЙ КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ПОИСКОВЫХ, РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

	НАИМЕНОВАНИЕ	ЕД. ИЗМЕР.	УСЛ. ОБОЗН.	ЭТАПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН: МЕХ. БУРЕНИЕ, ПРОРАБОТ.	ПРОМЫВКА	СПО	СПУСК ОБСАДН. КОЛОННЫ	ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ	ГИС	ИПТ	ПРИМЕЧАНИЕ
ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ	**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ НА ПОВЕРХНОСТИ**										1 БАШМАКА КОЛОННЫ 2 ИПТ 3 НАГРУЗКА НА ВКОРЬ ХВОСТОВИК, ПАКЕР 4 ПРИ РОТОРНОМ БУРЕНИИ 5 ПРИ ОТСУТСТВИИ АВТОМАТИЧЕСКОЙ РЕГИСТРАЦИИ РУЧНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ 6 В РАЗРЕЗАХ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ H_2S 7 ПРИ БУРЕНИИ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ 8 ПЕРЕД ШТУЦЕРОМ
	1 ГЛУБИНА	м	H	○							
	2 ВЫСОТА ПОДЪЕМА ДОЛОТА НАД ЗАБОЕМ	м	$h_{нз}$	○	○	○	④			⑫	
	3 ВЕС НА КРЮКЕ	т	$W_к$	○	○	○	○	○		○	
	4 НАГРУЗКА НА ДОЛОТО	т	W	○						⑪	
	5 МЕХАНИЧЕСКАЯ СКОРОСТЬ	м/ч	v	○							
	6 СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА	1/мин	n	④							
	7 КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ НА РОТОРЕ	усл.	M	④						○	
	8 РАСХОД НА ВХОДЕ	л/с	$Q_{вх}$	○	○						
	9 ПОТОК НА ВЫХОДЕ	%	$v_п$	○	○	○	○	○	○	○	
	10 УРОВЕНЬ РАСТВОРА В ЕМКОСТ.	м	$h_{пр}$	○	○	○	○	○	○	○	
	11 ДАВЛЕНИЕ НА ВХОДЕ	МПа	$P_{вх}$	○	○						
	12 ПЛОТНОСТЬ Р-РА НА ВХОДЕ[5]	г/см³	$\gamma_{вх}$	○	○	○	○			○	
	13 ПЛОТНОСТЬ Р-РА НА ВЫХОДЕ[5]	г/см³	$\gamma_{вых}$	○	○	○	○	○		○	
	14 ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ Р-РА	%	$Г_{сум}$	○	○	○	○	○		○	
	15 КОНЦЕНТРАЦИЯ СЕРОВОДОРОДА[6]	%	C_{H_2S}	○	○	○	○	○		○	
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ	1 ДАВЛЕНИЕ РАСТВОРА В ЗАТРУБЬЕ	МПа	$P_{вых}$	⑦	⑦					⑨	
	2 КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ НА МАШИННОМ КЛЮЧЕ	усл	$M_к$			○	○			○	
	3 СУММАРНОЕ ЧИСЛО ХОДОВ НАСОСА	ход	$n_{хсум}$	○	○						
	4 СУММАРНОЕ ЧИСЛО ОБОРОТОВ РОТОРА	об.	$n_{рсум}$	○							
	5 СКОРОСТЬ СПО	м/с	$v_{спо}$			○	○			○	
	6 ТЕМПЕРАТУРА РАСТВОРА НА ВХОДЕ	град	$T_{вх}$	○	○					○	
	7 ТЕМПЕРАТУРА РАСТВОРА НА ВЫХОДЕ	град.	$T_{вых}$	○	○			○		○	
	8 ЭЛ. СОПРОТИВЛЕНИЕ РАСТВОРА НА ВХОДЕ	Ом·м	$\rho_{вх}$	○	○					○	
	9 ЭЛ. СОПРОТИВЛЕНИЕ РАСТВОРА НА ВЫХОДЕ	Ом·м	$\rho_{вых}$	○	○			○		○	
	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ НА ЗАБОЕ										
	1 ЗЕНИТНЫЙ УГОЛ	град.		○		○					
	2 АЗИМУТ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	град.		○		○					
	3 АЗИМУТ ОТКЛОНИТЕЛЯ	град.		○							
	4 НАГРУЗКА НА ДОЛОТО	т	W	○							
	5 СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА	1/мин.	n	○							
	6 КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ НА ДОЛОТЕ	усл.	M	○							
	7 ГАММА-КАРОТАЖ	усл.	ГК	○		○					
	8 ЭЛЕКТРОКАРОТАЖ	Ом·м	КС	○		○					

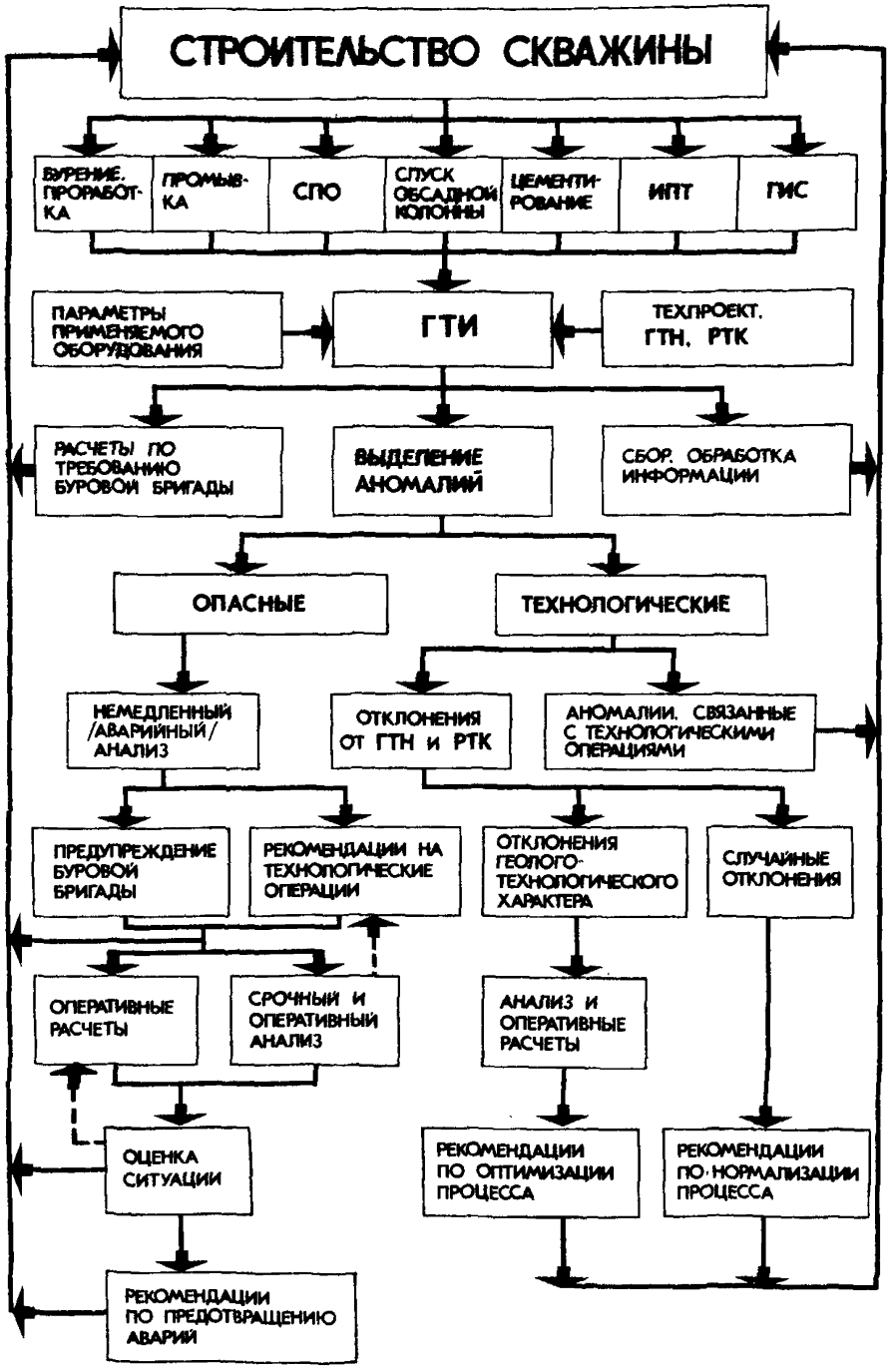


Рис. 5. Схема технологических исследований скважин.

для повышения эффективности исследований в сложных горно-геологических условиях при наличии соответствующих технических средств. Подобные изменения комплекса согласуются между геофизическими предприятием и объединением.

Технологические исследования осуществляются путем визуального наблюдения за изменением автоматически, а некоторых и вручную измеряемых параметров, за соответствием фактического процесса строительства скважины проектному и последующего анализа информации.

Весь технологический процесс исследования разделяется на две параллельные цепочки: одна предполагает контроль нормального процесса проводки скважины без угрозы аварий и осложнений, вторая включается только при наличии угрозы таких ситуаций. Обе цепочки замыкаются (при условии нормализации процесса) на продолжение соответствующего этапа строительства скважины.

Если учесть интенсивный и лавинообразный характер протекания технологических процессов, которые приводят к авариям и тяжелым осложнениям, то очень важно обеспечить безусловное взаимодействие операторского состава партии ГТИ с буровой бригадой.

2.4. Организация работ

Организационные формы функционирования службы ГТИ определяются РД 39-4-1101-84 "Положение о службе геолого-технологических исследований скважин в процессе бурения (ГТИ)" и РД 39-4-784-79 "Основные условия производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах".

Важнейшим условием эффективного применения геолого-технологических исследований является организация четкого взаимодействия партии ГТИ с буровой бригадой, геологической и технологической службами УБР. В соответствии с изменением к РД 39-4-1101-84 рекомендации геологического характера, выдаваемые партией ГТИ, являются обязательными для выполнения заказчиком. Отменить их выполнение в праве лишь главный геолог УБР. К рекомендациям геологического характера относятся: остановка бурения с продолжением промывки до выхода забойных порций бурового раствора и шлама с целью уточнения насыщенности и литологического состава забойной части ствола скважины; уточнение предусмотренных геолого-техническим нарядом интервалов отбора керна, испытания

пластов (ИПТ), опробований (ОПК) и комплекса геофизических исследований в открытом стволе. Любые случаи невыполнения буровой бригадой, соответствующими службами УРБ рекомендаций партии ГТИ, повлекшие за собой аварии, осложнения, потерю информации или пропуск продуктивных пластов, равно как и недостаточно обоснованные рекомендации подлежат документированию, разбору и рассмотрению руководством геофизического предприятия и УБР с целью принятия мер, исключающих их повторение.

Подготовка скважин к исследованиям должна осуществляться в соответствии с РД 39-4-220-79 "Технические требования на подготовку скважин к проведению геолого-технологического контроля и осуществлению геохимических, геофизических и гидродинамических исследований в бурящихся скважинах".

Для проведения ГТИ буровая установка должна быть снабжена следующим дополнительным оборудованием: механизмом для крепления и перепуска неподвижного конца талевого каната; дегазатором; доливочной емкостью; проточной емкостью в желобе на выходе из скважины для установки датчиков измерения параметров бурового раствора; регулируемым штуцером на выходе из скважины.

Обвязка циркуляционной системы буровой установки должна обеспечивать тарировку расходомеров бурового раствора на входе в скважину и на выходе из нее.

Подрядчик приступает к работе при наличии акта о подготовке буровой установки к проведению ГТИ (приложение I). При кустовом бурении акт составляется единым на все скважины куста.

Монтаж и установка информационно-измерительных систем буровой должны производиться подряд совместно с заказчиком в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации на применяемые технические средства. Степень участия заказчика в монтаже должна быть оговорена в проекте привязки.

После окончания геолого-технологических исследований составляется акт на результаты ГТИ (приложение 2), копия акта передается заказчику. При продолжительности ГТИ на одной скважине более года акт на результаты ГТИ составляется на каждые 1000-2000 м исследуемого разреза.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

Геолого-технологические исследования выполняются с помощью специализированных станций типа ГЕОТЕСТ-I, СГТ, оснащенных сред-

ствами отбора, подготовки, анализа шлама, керна и проб бурового раствора (табл. 4), а также комплектом технологических датчиков параметров бурения (СКУБ, КИИС ГТИ) (табл. 5).

Таблица 4

Перечень геологических приборов и оборудования для отбора, подготовки и анализа шлама, керна и бурового раствора

Комплекс	Наименование изделия	Тип	Получаемая информация	Наличие в составе станции	
				ГЕОТЕСТ-I	СГТ-2
Обязательный	Весы технические	ВЛКТ-500	Масса породы	+	+
	Весы торсионные	ВТ-500	-"-	-	+
	Сита почвенные	СП-200	Фракционный состав шлама	+	+
	Люминоскоп	ЛБУ	Нефтебитумосодержание породы	+	+
	Индикатор аномалий плотности шлама	ИАПШ-I	Плотность породы	-	+
	Микроскоп бинокулярный	МБС-9	Детальное описание пород	+	+
	Кальциметр	РГЗ-I	Карбонатность пород	-	+
	Дегазатор проб бурового раствора	ТВД	Газонасыщенность проб бурового раствора	-	+
	Анализатор газосодержания	ДГРП-2, ГИ М	Газосодержание бурового раствора	-	+
	Хроматермограф	ХГ-IГ, ХТТ-2	Состав УВГ	-	+
	Лаборатория бурового раствора	ЛГР	Плотность, вязкость и водоотдача бурового раствора	-	+
Дополнительный	Механический дегазатор	ВМД	Газонасыщенность шлама и керна	-	-
	Установка ЯМР-анализа	АОКС	Пористость, остаточное нефтесодержание	-	-
	Иономер-универсальный	ЭВ-74	ОВП-пород	-	-
	ИК-спектрометр	ИКС	Минеральный состав пород	-	-
	Гамма-спектрометр	NP-424L	Элементный состав пород	-	-

Продолжение табл. 4

Комплекс	Наименование изделия	Тип	Получаемая информация	Наличие в составе станции	
				ГЕОТЕСТ-I	СГТ-2
Дополнительный	Фотокалориметр	ФЭК	Нефтебитумосодержание породы	-	-
	Аппарат оценки остаточной воды	АДЖ-I	Остаточная водонасыщенность	-	+
	Пробник для физико-механических испытаний шлама (керна)	ПШ-2	Твердость, абразивность, сплошность, набухаемость, анизотропия прочности, липкость и др.	-	-

Таблица 5

Перечень и состав технологических датчиков, применяемых со станциями ГЕОТЕСТ-I и СГТ

Комплекс	Наименование датчика	Тип	Измеряемый параметр	СКУБ		КИИС ГТИ		Прочие	
				Динамичный диапазон	Погрешность, %	Динамичный диапазон	Погрешность, %	Динамичный диапазон	Погрешность, %
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
Обязательный	Датчик давления		Давление бурового раствора на входе, МПа	0-40	2,5	0-40	2,5	-	-
	Расходомер	РТР-7М	Расход бурового раствора на входе, л/с	0-I00	2,5	0-I00	2,5	-	-
	Датчик веса		Вес на крюке, нагрузка на долото, тс	0-350	2,5	0-350	2,5	-	-
	Датчик момента на роторе		Крутящий момент на роторе, тс·м	0-3	2,5	0-3	2,5	-	-
	Датчик потока		Поток бурового раствора на выходе, %	0-I00	2,5	0-I00	2,5	-	-

Продолжение табл. 5

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
Обязательный	Уровнемер		Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	0–I,6	2,5	0–I,6	2,5	–	–
	Датчик оборотов ротора		Скорость вращения ротора, об/мин	0–300	2,5	0–300	2,5	–	–
	Датчик подачи инструмента		Перемещение бурового инструмента, м	не огр.	2,5	–	–	–	–
	Датчик оборотов вала лебедки	ДОЛ–I	Перемещение крюка талевой системы, м	–	–	–	–	не огр.	–
	Аппаратура контроля плотности раствора	АКПР	Плотность бурового раствора на входе и выходе, г/см^3	–	–	–	–	0,8–2,6	Абс. погр. 0,007 г/см^3
	Анализатор газосодержания	ДГРП–2	Газосодержание бурового раствора, %	–	–	–	–	0–I00	
	Анализатор сероводорода	666АДОI	Содержание сероводорода в газовоздушной смеси, мг/м^3	–	–	–	–	0–20	Отн. погр. ±20%
Дополнительный	Датчик температуры		Температура бурового раствора на входе и выходе, °С	0–I00	2,5	0–I00	2,5	–	–
	Датчик момента на ключе		Крутящий момент на машинном ключе, тс·м	0–6	2,5	0–6	2,5	–	–
	Датчик ходов насоса	ДХН	Двойные ходы бурового насоса, ход/мин	–	–	–	–	0–I00	2,5

С целью обеспечения оперативной маневренности в переброске партий геологических исследований с одной скважины на другую применяются газокаротажная станция АГКС-4АЦ и геологическая кабина, смонтированные на шасси автомобиля. В этом случае геологическая кабина должна обеспечивать проведение обязательного комплекса исследований шлама, керна и бурового раствора.

В зависимости от видов выполняемых работ указанные технические средства могут применяться в следующих сочетаниях:

а) при геологических исследованиях:
- станция АГКС-4АЦ и геологическая кабина, укомплектованная приборами анализа шлама и керна;
- станция ГЕОТЕСТ-I с комплектом датчиков СКУБ и станция АГКС-4АЦ;
- станция СГТ-2 или СГТ-3;

б) при технологических исследованиях:
- станция ГЕОТЕСТ-I с комплектом датчиков СКУБ;
- станция СГТ с комплектом датчиков СКУБ;

в) при геолого-технологических исследованиях:
- станция ГЕОТЕСТ-I и АГКС-4АЦ с комплектом датчиков СКУБ;
- станция СГТ с комплектом датчиком СКУБ и набором приборов анализа шлама и керна или геологической кабиной.

Аппаратура и оборудование для гидродинамических исследований включают в себя испытатель пластов на трубах или опробователь пластов на кабеле, устройства для разгерметизации проб и приборы для анализа пластового флюида. Основные технические характеристики, область применения и состав аппаратуры и оборудования для гидродинамических исследований описаны в РД 39-0147716-512-85 "Технология исследования глубоких разведочных скважин испытателями на трубах с применением технических средств "Глубина".

4. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

4.I. Факторы, влияющие на эффективность работ

Эффективность поиска и разведки продуктивных залежей в исследуемом разрезе геолого-технологическими, геофизическими и гидродинамическими методами определяется влиянием природных и технологических факторов.

Для природных факторов характерно закономерное ухудшение и усложнение условий выявления нефтегазоносных объектов в связи с ростом разведанности территорий и постепенным истощением ресурсов. Среди природных факторов, оказывающих негативное воздействие на эффективность работ, наиболее существенными являются:

- возрастание доли глубокопогруженных и сложнопостроенных продуктивных комплексов с зонами АВПД, высоким содержанием сероводорода, развитием траппового магматизма и т.д.;

- ухудшение структуры запасов нефти за счет увеличения трудноизвлекаемых категорий (залежи высоковязкой нефти, низкопродуктивные пласты многопластовых объектов, водонефтяные зоны и др.);

- снижение крупности открываемых залежей и месторождений;

- сокращение фонда подготовленных структур в районах с высокой степенью разведанности и вовлечение в разведку трудных для поиска ловушек неантиклинального типа;

- перемещение поисково-разведочных работ в новые, малоизученные и труднодоступные районы Сибири, Крайнего Севера, акватории морей.

Таким образом, распространенными объектами ГТИ становятся продуктивные залежи, приуроченные к сложнопостроенным, глубокозалегающим коллекторам с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами, а также небольшие по размерам и запасам залежи, связанные с ловушками как структурного, так и литологического, стратиграфического и других типов.

К технологическим факторам, снижающим эффективность ГТИ, относятся:

- вскрытие перспективных объектов при больших репрессиях на пласт и применение промывочных жидкостей, ухудшающих их фильтрационно-емкостные свойства и способствующих образованию глубоких зон проникновения фильтрата раствора в пласт;

- неконтролируемые добавки нефти в промывочный буровой раствор;

- нарушение предписаний ГТН и несоблюдение буровой бригадой рекомендаций партии ГТИ;

- невыполнение обязательного комплекса исследований ГТИ и технологии комплексного оперативного изучения разреза геолого-технологическими, геофизическими и гидродинамическими методами.

4.2. Геолого-геофизическое районирование

Дифференциация типовых комплексов ГТИ с учетом геологических особенностей региона осуществляется в соответствии с геолого-геофизическим районированием (РД 39-4-1063-84). Схема геолого-геофизического районирования, типовые разрезы провинций, входящих в выделенные группы, приведены на рис. 6 и 7. Характерные особенности, присущие каждой из групп нефтегазоносных провинций и областей, приводятся в табл. 6.

Основой классификации являются геотектонические, литолого-фациальные, палеогеографические, геохимические, гидрогеологические и другие признаки.

Группа I (Волго-Уральская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции). Геологические особенности провинций, входящих в данную группу, обусловлены спецификой их эволюции в составе краевых частей древней Восточно-Европейской платформы. Этими особенностями являются сравнительно небольшая мощность палеозойского осадочного чехла; преобладание в разрезе карбонатных пород; наличие продуктивных комплексов по всему разрезу и приуроченность крупных по величине запасов к поровым терригенным коллекторам, а также поровым и сложным карбонатным коллекторам; высокая минерализация пластовых вод; наличие большого числа залежей с малыми по величине и трудноизвлекаемыми запасами.

Осадочные формации провинций являются типично платформенными, для которых характерна небольшая мощность и выдержанность на большой площади. Слабодифференцированные тектонические движения платформы в сочетании с закономерным изменением фациальной обстановки обусловили общность геолого-физических свойств коллекторов и продуктивных комплексов провинций.

Ведущее значение в запасах имеют терригенные продуктивные комплексы девона и нижнего карбона. Особенностью коллекторов этих комплексов является преобладание мономинеральных кварцевых песчаников, мелкозернистых с хорошо отсортированными и окатанными зернами обломочного материала и присутствием лишь в незначительных количествах цементирующих веществ. Роль карбонатных продуктивных комплексов в группе постоянно возрастает.

Группа II (Прикаспийская нефтегазоносная провинция, Предуральская нефтегазоносная область, Припятская нефтеносная область). Специфика геологических условий здесь обусловлена эво-

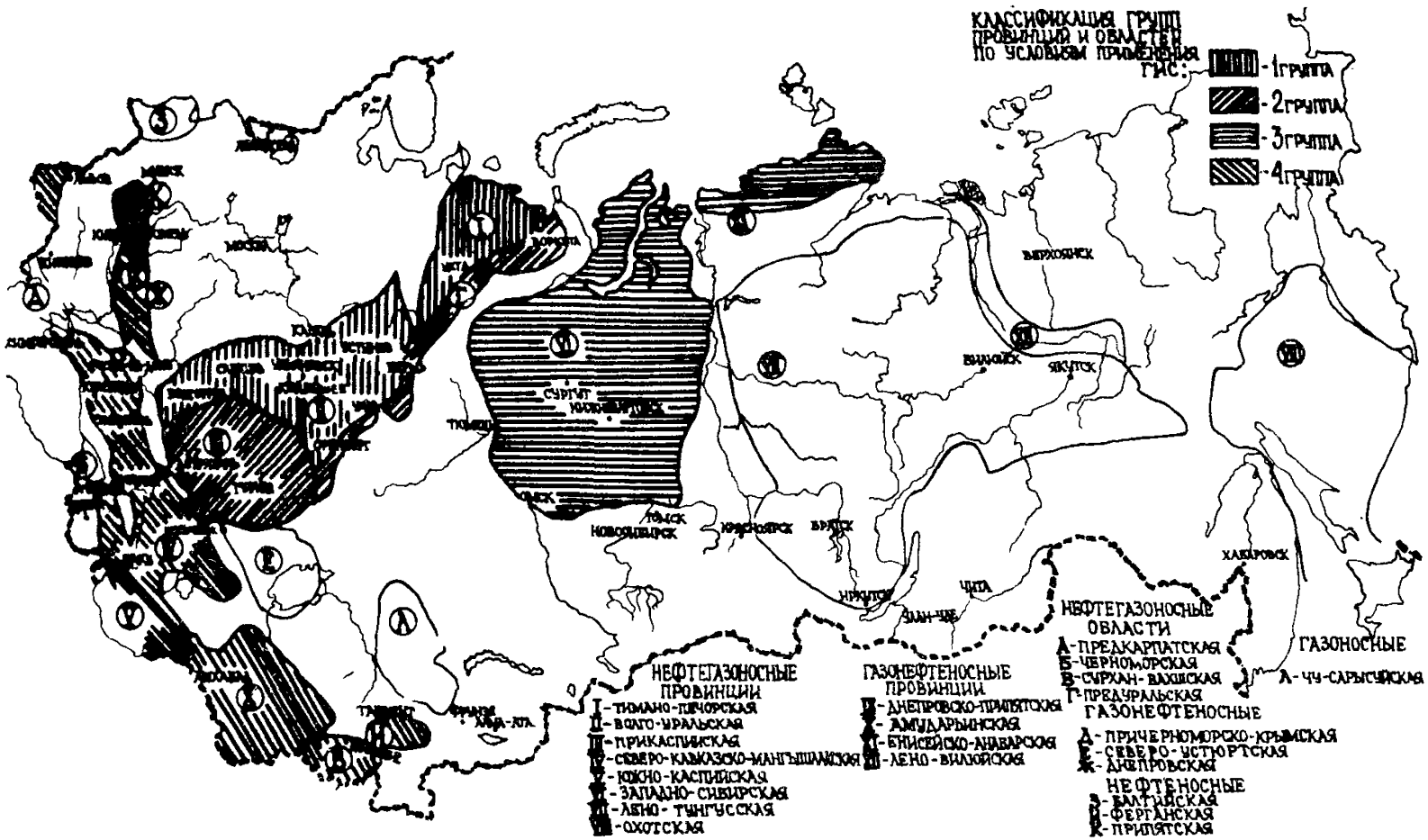


Рис. 6. Схема районирования нефтегазоносных провинций по геолого-технологическим условиям применения ГИС.

I
II
III
IV
Волго-Уральская
Тимано-Печорская
Прикаспийская
Предуральская
Припятская
Западно-Сибирская
Сев.-Кавказско-Мангышл.
Южно-Каспийская
Амударьинская
Днепровская
ГЛУБИНА, м
Система
Литология
Прод. гориз.
известняки
доломиты
мергели
глины, аргиллиты
алевролиты
пески, песчаники
гипсы, ангидриты
каменная соль
породы кристаллического фундамента, туфогенные породы
нефть
газ

лицией осадочного комплекса пород в рамках крупных отрицательных структур (мегасинеклиза, краевой прогиб, автокоген) древней Восточно-Европейской платформы.

Характерными особенностями провинций и областей, образующих данную группу, являются наличие мощной толщи палеозойских и мезозойских осадочных пород, значительная роль в разрезе карбонатных и галогенных отложений; наличие зон АВПД и АНПД; приуроченность крупных по запасам продуктивных комплексов к сложным подсолевым и межсолевым карбонатным и терригенным коллекторам; высокая минерализация пластовых вод; наличие большого числа залежей с трудноизвлекаемыми запасами, высоким содержанием сероводорода.

Учитывая открытия последних лет (Астраханское, Карачаганакское, Вуктыльское, Тенгизское месторождения), данная группа будет перспективным объектом поиска новых залежей.

Наиболее распространенными типами карбонатных коллекторов являются порово-трещинный, порово-кавернозно-трещинный и поровый, которые в основном приурочены к подсолевым отложениям.

Группа Ш (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция). Геологические условия провинции определяются особенностями ее формирования и эволюции в мезозойское и кайнозойское время в рамках молодой платформы. Тектонически она приурочена к эпигерцинской плите Центрально-Евразиатской платформы.

Главными особенностями, важными с точки зрения ведения ГТИ, являются умеренная мощность палеозойско-мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; подавляющее преобладание в разрезе терригенных пород; приуроченность основных продуктивных комплексов к полимиктовым песчаным и песчано-алевритовым коллекторам порового типа; низкая минерализация пластовых вод и наличие значительной по мощности (до 30-40 м) переходной зоны в интервале ВНК. Кроме того, продуктивные залежи открыты в карбонатных коллекторах палеозоя и битуминозных глинистых породах баженовской свиты. Карбонаты палеозоя широко представлены, в основном, на севере провинции, на юге встречаются на отдельных сводах и в впадинах. Изученность слабая. Баженовский продуктивный комплекс представляет в настоящее время большую сложность в изучении геофизическими методами.

Технические условия исследований определяются следующими особенностями: высокие скорости проходки скважин, широкое при-

Геолого-технологические особенности применения ГИС

Группа	Провинции, области	Разрез				Продуктивный комплекс		
		Тип	Мощность осадочного чехла			Литологический состав	Тип коллектора	Стратиграфический диапазон нефтегазоносных комплексов
			Всего, тыс.м	в т.ч. отложений, %: карбонат.	в т.ч. отложений, %: солев.			
I	Волго-Уральская	карбонатно-терригенно-терригенный	I,5–6	70–80	до I	терригенно-карбонатный	поровый, сложный	D – P
	Тимано-Печорская		0,5–6	60–70	до I			S – T
II	Прикаспийская	карбонатно-терригенный с мощн. солей, зон АНЦ	8–20	30	20	карбонатно-терригенный	поровый, сложный	D – K
	Предуральская		2–I2	30	I5			D – P
	Припятская		3–6	50	I5			D
III	Западно-Сибирская	терригенный	2–9	I	0	терригенный	поровый	T – K
IУ	Северо-Кавказско-Мангышлакская	терригенно-карбонатный с наличием солей, зон АНЦ	I–I2	I0	3	терригенно-карбонатный	поровый, сложный	T – N
	Южно-Каспийская		3–20	I5	0			K – N
	Предкарпатская		2–I2	20	5			J – N
	Днепровская		3–I6	30	I5			C – J
	Амударьинская		2–7	I0	I2			J – P

* I тип – сульфатно-натриевый
II тип – гидрокарбонатно-натриевый
III тип – хлоридно-магниевый
IУ тип – хлоридно-кальциевый

Таблица 6

в группах нефтегазоносных провинций

Пластовый флюид			Скважинные условия					
Нефть	Вода		Средняя глубина, м: макс.	Средняя температура, °С: макс.	Среднее давление, МПа: макс	Диаметр скважины в продуктивном комплексе, мм	Промывочная жидкость	Наличие осложнений
Плотность, г/см³	Минерализация, г/л	Тип по В.А. Сулину						
0,814–0,918	160–320	IУ	2248 / 5500	80 / 120	26 / 70	190–214	пресная	АНПД
0,883–0,941	170–250	IУ						
0,805–0,906	100–380	IУ						
0,783–0,887	100–320	IУ, реже III	3180 / 7000	80 / 180	60 / 140	140–214	соленая, непроводящая, пресная	АВПД
0,895	50–350	IУ						
0,835–0,845	10–80	II	2775 / 4500	60 / 140	32 / 60	190–214	пресная	
0,753–0,836	15–170	IУ, реже I–II						
0,380–0,877	15–290	IУ, реже I–III					пресная,	АВПД
0,83	50–320	IУ	3743 / 8000	130 / 250	70 / 160	140–214	непроводящая,	
0,75	50–350	IУ					соленая	
0,77– 0,877	40–400	IУ, реже III						

менение кустового наклонно направленного бурения (более 95%) с углами до 60° и более; благоприятные термобарические условия; преимущественное применение пресной промывочной жидкости.

Группа IУ (Северо-Кавказско-Мангышлакская, Южно-Каспийская нефтегазоносные провинции, Амударьинская нефтегазоносная провинция, Днепровская газонефтеносная область, Предкарпатская, Сурхан-Вахшская, Ферганская нефтегазоносные области). Геологические условия в этой группе контролируются особенностями эволюции осадочных отложений в составе краевых, глубокопогруженных частей молодой Центрально-Евразиатской платформы (провинции Северо-Кавказско-Мангышлакская, Амударьинская), а также Средиземноморского (провинции и области Южно-Каспийская, Предкарпатская, Сурхан-Вахшская) и Урало-Монгольского (Ферганская нефтегазоносная область) подвижных поясов.

Особенности этой группы провинций и областей следующие: значительная мощность мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; преобладание в разрезе терригенных пород с зонами АВПД; наличие галогенных отложений (мощностью до 1200 м в Днепрово-Донецкой, до 600 м в Амударьинской). Основные продуктивные комплексы связаны с терригенными коллекторами, на которые приходится большая доля добычи нефти и газа. Карбонатные породы в разрезе играют подчиненную роль. Преобладающий тип коллектора в верхней части разреза поровый. С ростом глубины возрастает роль коллекторов со сложной структурой порового пространства и низкими значениями общей пористости.

Для группы в целом характерна изменчивость минерализации пластовых вод продуктивных горизонтов по площади и разрезу. Наибольшая минерализация вод отмечается в продуктивных горизонтах областей и провинций Предкарпатской, Днепрово-Донецкой и Амударьинской.

Технологические условия ГИС в скважинах этой группы наиболее сложные. Продуктивные пласты обнаружены на глубинах 7 км и более. Температура в скважинах достигает 230-240°С, гидростатическое давление 150-160 МПа. Характерно наличие в разрезах зон АВПД и АНПД. В перспективе ожидается дальнейший рост глубин скважин и соответствующее ужесточение термобарических условий. Наиболее распространенным типом раствора является утяжеленный глинистый, однако в ряде районов применяются минерализованный и непроводящий.

5. ИССЛЕДОВАНИЕ ШЛАМА И КЕРНА

Шлам и керн являются источниками прямой, непосредственной информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной, поэтому в общем комплексе оперативных методов изучения разреза в процессе бурения им принадлежит ведущая роль.

Для изучения шлама и керна применяются разнообразные по физической природе и назначению методы. Технологическая схема исследования шлама и керна представлена на рис. 8.

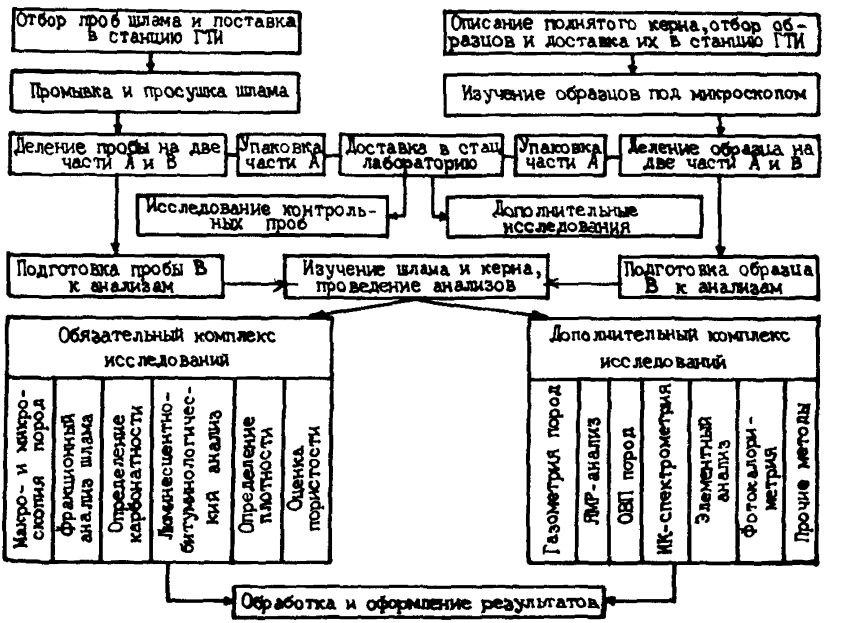


Рис. 8. Технологическая схема исследования шлама и керна.

5.I. Отбор, подготовка и привязка шлама к глубине

Успешное решение геологических задач с использованием информации по шламу может быть осуществлено, если при проводке скважины соблюдаются следующие основные условия и требования: режим промывки обеспечивает подъем выбуренного шлама с забоя

скважины до места отбора, режим бурения - объемное разрушение пород долотом; после прекращения бурения перед подъемом инструмента циркуляция продолжается в течение времени, необходимом для выноса шлама с забоя скважины на поверхность; шлам отбирается по всему исследуемому интервалу в строго определенном месте одним и тем же способом.

Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины в потоке выходящего бурового раствора с применением шламоотборников непрерывного или эпизодического действия. Допускается отбор шлама с вибросита, если площадь ячейки сита не более 4 мм^2.

При исследовании по всему разрезу интервал отбора проб шлама не должен превышать 5 м, на перспективных участках разреза - не более 1-2 м. Время отбора выбирается таким, чтобы обеспечить получение шлама с интервала проходки 0,5-1 м.

Для привязки проб шлама к истинным глубинам отбора рассчитывается время отставания шлама $t_ш$ в минутах, т.е. время движения выбуренных частиц шлама от забоя до шламоотборника, по формуле

$$t_ш = \frac{H}{60(v_{к.п} - a v_{с.ш})}, \qquad (1)$$

где $v_{к.п}$ - скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве, м/с,

$$v_{к.п} = \frac{4Q \cdot 10^3}{\pi(D^2 - d_н^2)}, \qquad (2)$$

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

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

$$v_{с.ш} = 10^{-2} k_р \sqrt{l_ш \frac{\gamma_ш - \gamma_р}{\gamma_р}}, \qquad (3)$$

где $k_р$ - коэффициент, зависящий от формы частиц (для кубической $k_р$ = 30, для частиц в форме параллелепипеда $k_р$ = 20);

$l_ш$ - средний размер частиц шлама, см.

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

$$t_{ш i} = \frac{l_i}{60\ (v_{к.п i} - a v_{с.ш})}, \qquad (4)$$

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

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

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

$$t_ш = \sum_{i=1}^{n} t_{ш i}, \qquad (5)$$

где n – количество секций.

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

$$t_ш = \frac{H + \Delta H}{60\ (v_{к.п} - a v_{с.ш})}. \qquad (6)$$

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

Расход на выходе определяется лопастным расходомером, при его отсутствии – на входе индукционным расходомером РТР-7М или путем измерения числа двойных ходов насоса. Для оперативного определения $v_{к.п}$, $v_{с.ш}$ и $t_ш$ можно использовать палетки (рис. 9 – II).

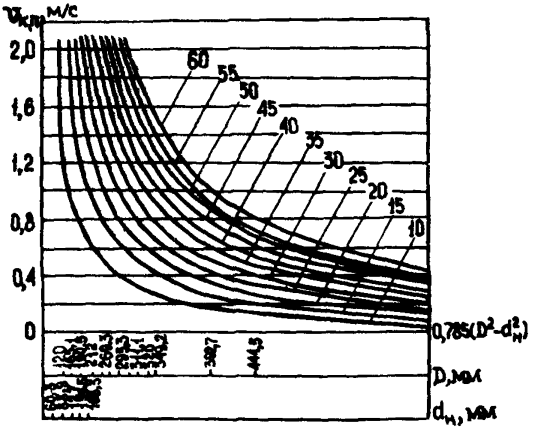


Рис. 9. Палетка для определения скорости движения бурового раствора в кольцевом пространстве.

Шифр кривых – $Q_{вых}$.

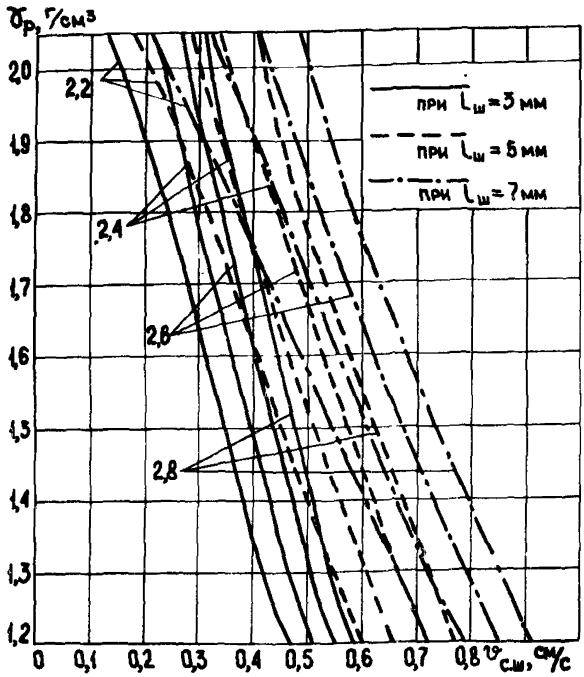


Рис. 10. Палетка для определения скорости оседания шлама.
Шифр кривых - $\gamma_ш$, г/см³.

Время движения шлама от забоя до устья скважины необходимо уточнять опытным путем, находим $t_{ш.оп}$. Наиболее простой способ заключается в следующем. После окончания спуско-подъемных операций фиксируется время начала циркуляции и время появления у шламоотборника забойного шлама различных габаритных фракций, после чего определяется время отставания для каждой фракции. Погрешности в определении $t_{ш.оп}$ при данном способе связаны с трудностью диагностики забойного и обвального шлама.

Более надежным, хотя и более трудоемким, является индикаторный способ. Берется по 2 дм³ ранее вынесенного из скважины отмытого и высушенного шлама трех габаритных фракций: Ф1 от 3 до 4,9 мм; Ф2 - от 5 до 6,9 мм и Ф3 - от 7 до 10 мм, - одного литологического состава с одинаковым значением плотности. Шлам каждой из фракций окрашивается нитрокраской в яркие цвета (например, Ф1 - в красный, Ф2 - в голубой, Ф3 - в зеленый). После сушки шлам перемешивается и помещается в полиэтиленовые пакеты (6-8 шт),

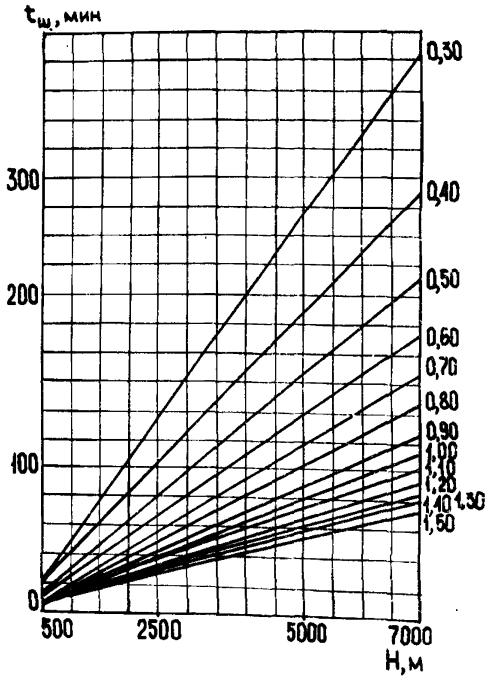


Рис. II. Палетка для определения времени отставания шлама.

Шифр кривых – $v_{к.п} - v_{с.ш}$, л/с.

в которые вместе со шламом высыпается по 70–100 г сухого красителя. После подъема бурильного инструмента пакеты опускаются в скважину. После спуска инструмента и разрушения пакетов фиксируется время начала циркуляции, время появления на устье скважины окрашенных раствора и шлама. С момента появления окрашенного шлама через 3 мин (при $H < 2$ тыс.м) или 5 мин (при $H > 2$ тыс.м) отбираются пробы шлама с указанием времени отбора. Определяются среднее значение размеров частиц шлама для каждой пробы по преобладающей окраске шлама в пробе и время отставания шлама $t_{ш.оп}$. Далее строятся графики зависимости $t_ш$ и $t_{ш.оп}$ от среднего размера частиц шлама $l_ш$ и сравниваются значения $t_ш$ и $t_{ш.оп}$ для каждой фракции. При расхождении $t_ш$ и $t_{ш.оп}$ более чем на 10% в дальнейшем для привязки проб шлама к глубине используется $t_{ш.оп}$ с введением соответствующей поправки за увеличение глубины скважины в процессе бурения. При незначительных расхождениях (до 10%) используется расчетное время отставания шлама $t_ш$.

Определяется $t_{ш.оп}$ перед началом проведения геолого-технологических исследований, при изменении конструкции скважины, при вскрытии перспективного интервала, а также при резком изменении параметров бурового раствора. Рассчитанные и определенные

опытным путем значения $t_{ш}$ и $t_{ш.оп}$ заносятся в графу "Примечание" журнала оператора-геолога (приложение 3).

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

Подготовка шлама к анализам

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

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

Предназначенный для анализа шлам (объемом 300 $см^3$) делится на две части А и В.

Проба А (объемом 100 $см^3$) высушивается, упаковывается в полиэтиленовые или бумажные пакеты, снабжается этикеткой установленной формы (приложение 4) и доставляется в стационарную лабораторию.

Проба В (объемом 200 $см^3$) используется для оперативных исследований на скважине. В пробе выделяется основная порода, определяется цвет основной и обвальной породы, плотность основной породы, при проведении дополнительного комплекса исследований измеряются газонасыщенность и окислительно-восстановительный потенциал пород, после чего шлам высушивается. После осушки производится фракционный анализ шлама, макро- и микроописание, определяется процентное соотношение литологических разностей.

Выделение в шламе основной породы

Производится тремя способами: с помощью шламограмм, эталонно-прогнозных моделей, фракционного анализа шлама.

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

$$x = \frac{m_i}{m_ш} \cdot 100 ,$$

где m_i – масса породы данной литологической разности, г;

$m_ш$ – общая масса пробы шлама, г.

Шламограмма строится в масштабе глубин (I:500, I:200 или I:50) на сводной диаграмме геологических исследований (приложение 5).

Выделение основной породы с помощью шламограмм базируется на использовании зависимостей между типом разреза и особенностями в строении шламограмм (рис. I2).

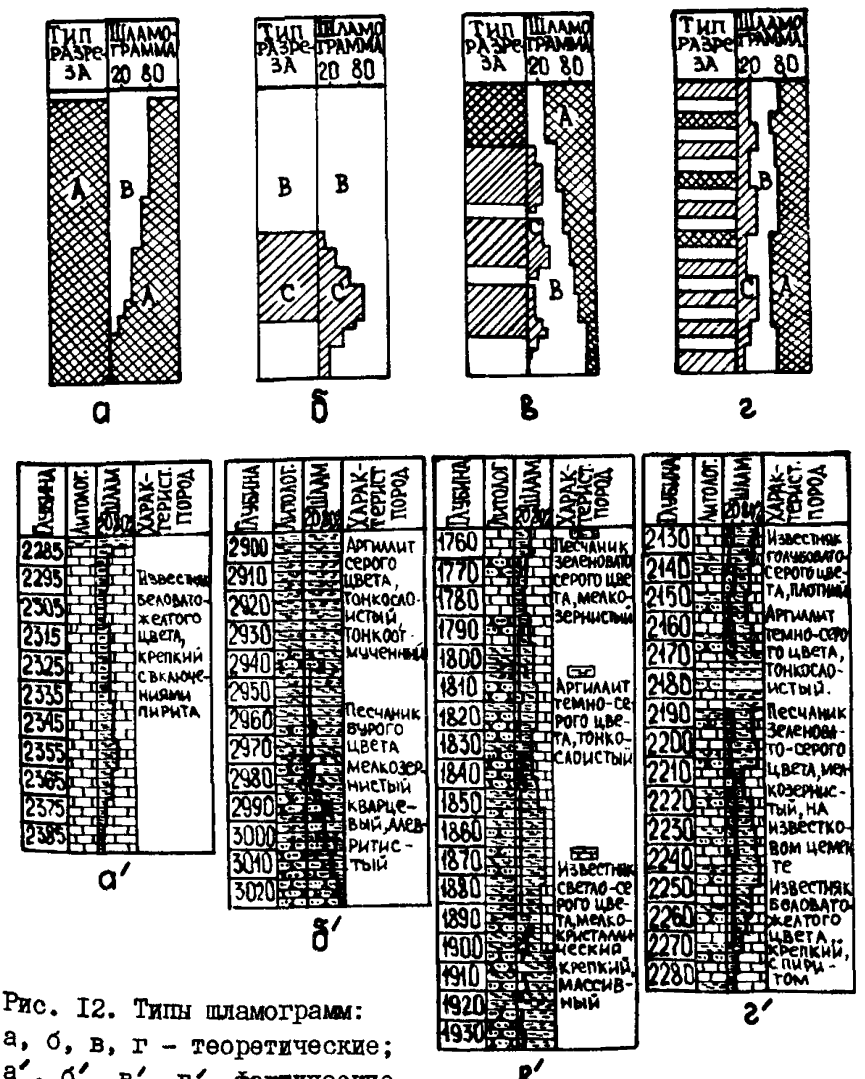


Рис. I2. Типы шламограмм:
а, б, в, г – теоретические;
а′, б′, в′, г′ – фактические.

Различают четыре основных типа разреза.

I тип (см. рис. I2, 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–I00% 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 ее снижается, а основной постепенно увеличивается до 80–I00%.

II тип (см. рис. I2, б) – чередование литологически однородных пластов средней мощности (I5–40 м). На шламограмме наблюдается резкое увеличение (до 60–70%) концентраций отдельных литологических разновидностей пород С. Первое появление данной литологической разности в пробе отмечается как ее кровля. Нижней границей является глубина, с которой концентрации исследуемой породы начинают снижаться.

III тип (см. рис. I2, в) представлен частым чередованием литологически разнородных пластов небольшой мощности (от 3–5 до I0–I2 м). Обычно это чередование песчаников (реже известняков) с глинами, аргиллитами. Начало разбуривания различных пластов фиксируются появлением новой литологической разности. Как правило, это песчаники, содержание их с углублением скважины сравнительно невелико (не более I0–20%). Подошва пластов отмечается по уменьшению поступления в шламовую смесь соответствующей литологической разновидности.

IУ тип (см. рис. I2, г) представлен литологически разнородным разрезом (с 3–4 литологическими разностями), сложенным рыхлыми породами, которые обуславливают образование значительных объемов 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 пород 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. 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 должны быть представлены следующие данные: глубина, стратиграфия, литология, шламограмма, циклиты и их мощности, 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 механической скорости (ν) для каждого интервала, коэффициент изменения механической скорости ($K_{мех}$) по отношению к опорному пласту; интервалы возможных поглощений и водонефтегазопроявлений, величина приведенных газопоказаний ($\Delta\Gamma_{х.пр}$), относительное содержание метана в газовоздушной смеси, геофизическая характеристика.

Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза приведен на рис. 13.

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 размером 3-5 мм. При наличии керна последний измельчается до кусочков размером 3-5 мм. Объем пробы одного эталона 10-15 $см^3$. Каждая эталонная проба помещается в пробирку, на которой указывается номер слоя и (или) циклита, 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 циклита и его слоев, из которых были отобраны исследуемые пробы шлама.

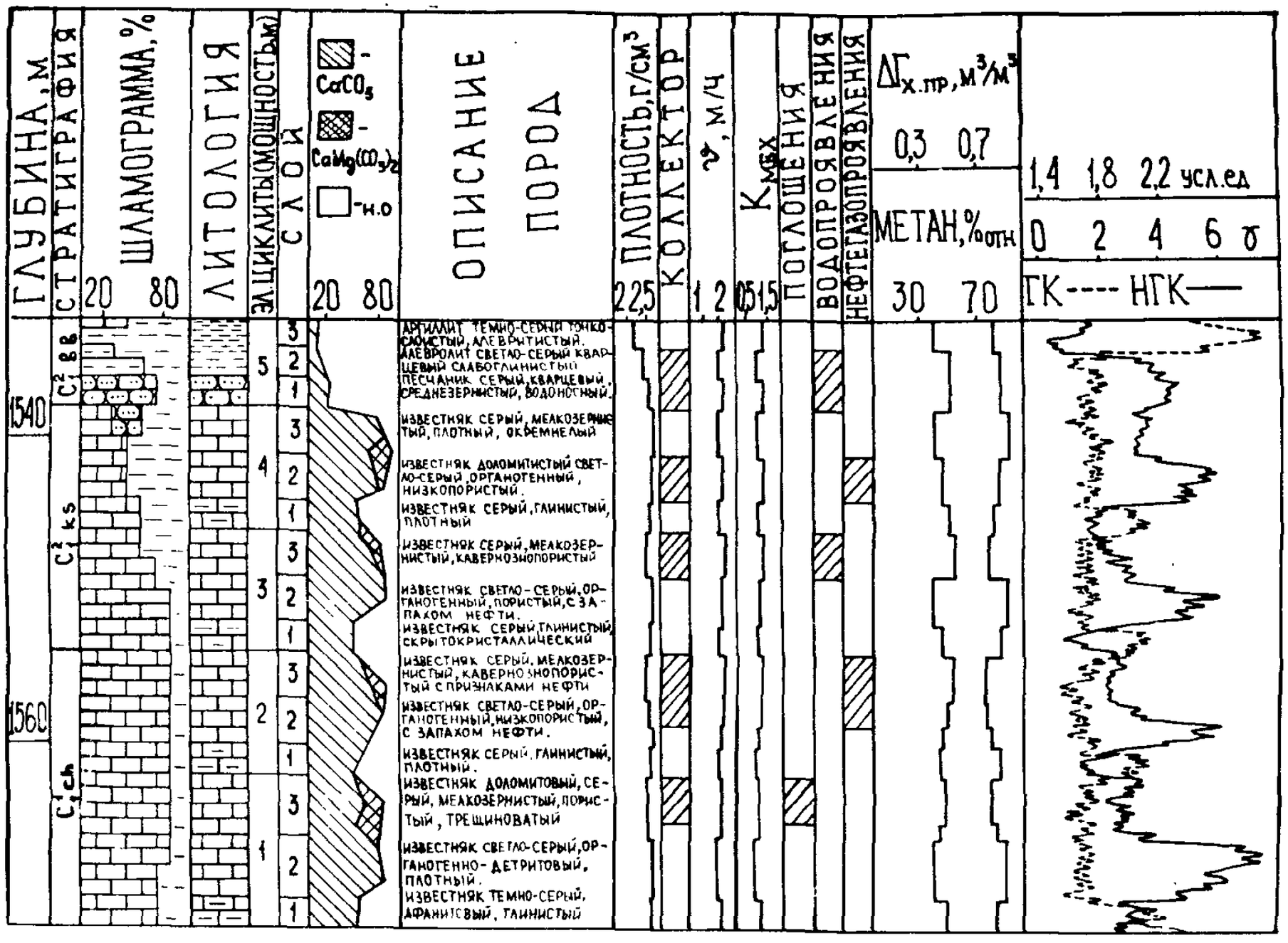


Рис. I3. Пример участка эталонно-прогнозного геологического разреза.

Подробное литологическое описание пород и границы распространения отдельных литологических разностей приводятся в журнале оператора-геолога, сводной диаграмме геологических исследований и ежесуточной сводке геолого-технологических исследований (см. приложения 3, 5 и 6).

5.2. Отбор и подготовка керна к исследованиям

Керн из колонкового снаряда извлекается аккуратно без нарушения его ориентировки, очищается тряпкой или бумагой от глинистого раствора и укладывается в специальные ящики.

Керн укладывают в строгой последовательности, в порядке возрастания глубины скважины и только в одном направлении – слева направо. На ящиках обязательно пишут интервал и наносят стрелку, указывающую направление укладки керна. Мелкие кусочки и обломки керна, последовательность которых невозможно установить, завертывают в плотную бумагу и укладывают в той же последовательности, что и керн. Если в каком-либо интервале проходки вынос керна отсутствовал, в ящик вкладывается этикетка с указанием интервала и отметкой об отсутствии в нем керна. Оператор станции ГТИ осматривает керн, уложенный в ящики, и проводит его макроскопическое описание.

5.3. Обязательные методы исследования шлама и керна

К обязательным методам относятся: фракционный анализ шлама, макро- и микроскопия пород, определение карбонатности, люминесцентно-битуминологический анализ, определение плотности и оценка пористости.

Фракционный анализ шлама

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

Физическая сущность метода заключается в том, что форма и размер частиц шлама зависят от режимно-технологических параметров бурения, литологии разбуриваемых пород, порового давления и

их физико-механических свойств (твердости, плотности, трещиноватости и т.д.). С учетом факторов бурения получаемая информация позволяет изучать строение и свойства вскрываемого разреза.

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

$$C_i = \frac{m_{ш i}}{m_ш} \cdot 100 ,$$

где $m_{ш i}$ - масса шлама i-й фракции, г;

$m_ш$ - общая масса четырех фракций анализируемого шлама, г.

По результатам фракционного анализа в масштабе глубин I:500 или I:200 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.

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

Использование фракционного анализа для литологического расчленения разреза показано на рис. I4, из которого видно, что



Рис. I4. Литологическое расчленение разреза по результатам фракционного анализа.

фракционный состав шлама существенно изменяется в зависимости от литологии пород. Известняки характеризуются преобладанием в шламе фракций Ф2 и Ф3. При разбуривании аргиллитов в шламе увеличивается более чем в 2 раза процентное содержание фракции Ф4, а при проходке песчано-алевролитовой толщи резко возрастает в

пробах доля частиц шлама фракции Ф1. В нижней части разреза, после прохождения известняков, вновь увеличивается процент шлама фракции Ф4. Наиболее информативными при литологическом расчленении разреза являются фракции Ф1 и Ф4.

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

Выделение зон аномально-высоких поровых давлений основано на том, что при бурении в переходной зоне поровое давление увеличивается, в результате чего снижается дифференциальное давление на забой, механическая скорость бурения возрастает и размер частиц шлама увеличивается до 7-10 мм и более. При превышении порового давления над противодействующим ему гидростатическим наблюдается обрушение глинистых пород в скважину. Частицы шлама при этом обычно более 7 мм, вытянутой формы, плоские с острыми краями. При выделении зон аномально-высоких поровых давлений графики изменения Ф1-Ф4 необходимо интерпретировать в комплексе с кривыми изменения плотности шлама.

Привязка отбираемого шлама по глубине обеспечивается тем, что расчет отставания производится для всех фракций шлама, а исследования физико-химических свойств шлама проводятся с одной фракцией. Это необходимо потому, что при подъеме выбуренного шлама с забоя скважины происходит его оседание в буровом растворе под действием гравитационных сил, причем скорость перемещения частиц шлама различных фракций неодинакова и прямо пропорциональна их габаритам. Фракция шлама, с которой ведутся исследования, указывается в журнале оператора-геолога в графе "Примечание" (см. приложение 3). Если в процессе бурения исследования проводятся с различными фракциями, это также отмечается в журнале.

Макро- и микроскопия пород

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

Шлам исследуется с применением бинокулярного стереоскопического микроскопа типа МБС, керн - с помощью лупы с 6-12-кратным увеличением.

Керн, поднятый и уложенный в специальные ящики, подвергается непосредственно на буровой визуальному просмотру и описанию,

в котором отражается последовательность его извлечения - по интервалам отбора сверху вниз, дается краткая литологическая характеристика породы, указываются мощности отдельных слоев и характер их залегания (согласное, несогласное, углы наклона и др). Карбонатность породы определяется по реакции с соляной кислотой: у известняков при взаимодействии с ней наблюдается бурное выделение пузырьков углекислого газа; доломиты, по внешнему виду часто не отличимые от известняка, в куске не вскипают (вскипают в порошке). Из каждой литологической разности пород отбираются образцы керна для более тщательного исследования в условиях станции и при необходимости - последующего детального анализа в стационарных лабораториях.

Описание пород по результатам исследований шлама и керна производится по схеме (табл. 7).

Таблица 7

Схема описания пород

Признак	Характеристика или пример описания
Название породы	По таблице 8
Цвет (во влажном состоянии)	Серый, буровато-серый, темно-серый, с зеленоватым оттенком
Структура породы	По таблице 9
Текстура породы	Слоистая, массивная, чешуйчатая, оскольчатая
Твердость, степень уплотненности породы	Твердые, 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	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 10
Тип коллектора	По таблице 11
Пористость и кавернозность	По таблице 12
Трещиноватость	По таблице 13
Битуминозность, нефтеносность	Признаки: - выделение битума или нефти по порам, кавернам, трещинам; - пропитка породы нефтью; - окрашенность породы нефтью в бурый цвет;

Продолжение табл. 7

Признак	Характеристика или пример описания
	- 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 8

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

Основные разности пород	Размер слагающих частиц, мм	Состав
I	2	3
	Обломочные породы	
Брекчии, конгломераты, галечники	I0-I,0 и более	Мономинеральный (преимущественно кварцевый - SiO_2), полиминеральный, аркозовый (кварцево-полевошпатовый), граувакковый (кварц, полевые шпаты, обломки пород)
Пески, песчаники	I,0-0,I0	
Алевролиты	0,I0-0,0I	
Песчаники алевритистые	алевритовых - до 25%	
Песчаники алевритовые	алевритовых - 25-50%	
	Глинистые породы	
Глины Аргиллиты Глинистые сланцы	пелитовых - менее 0,0I, глинистые минералы - менее 0,00I	Наиболее распространенный: гидрослюдистый, каолинитовый, монтмориллонитовый, гидрохлоритовый, смешанный
Глины алевритистые	алевритовых - до 25%	
Глины алевритовые	алевритовых - 25-50%	
	Карбонатные породы (химические и биохимические)	
Известняки	разнокристаллические	$CaCO_3$ (кальцит) - 95-I00%
Доломиты	-"-	$CaMg(CO_3)_2$ (доломит) - 95-I00%
Мел	менее 0,I0	$CaCO_3$ - 95-I00%
Мергели	-"-	$CaCO_3$ - 50-75%; глинистый материал - 25-50%

Продолжение табл. 8

I	2	3
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 с примесями других минералов
Опоки	–"–	$SiO_2 \cdot 2H_2O$
Фосфаты	–"–	$Ca_{10}P_6O_{24}F_2$ и др.

Кроме указанных в табл. 8 основных типов осадочных пород в разрезах скважин встречаются вулканогенные породы (песчаники, алевролиты), состоящие из переотложенных обломков изверженных пород, а также эффузивно-осадочные породы. Среди последних наиболее распространены туфогенные брекчии, песчаники, алевролиты и пеплы, сложенные смесью изверженного и осадочного материала.

Таблица 9

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

Диаметр частиц (обломков, зерен, кристаллов), мм	Структура
	Обломочные породы
> 1,0	Грубообломочная (псефитовая)
1,0 – 0,5	Крупнозернистая песчаная (псаммитовая)
0,5 – 0,25	Среднезернистая песчаная
0,25–0,10	Мелкозернистая песчаная
0,10– 0,01	*Алевритовая*
< 0,01	Пелитовая

Продолжение табл. 9

Диаметр частиц (обломков, зерен, кристаллов), мм	Структура
Неотсортированная	Разнозернистая
	Карбонатные и другие химические породы
> I,0	Грубокристаллическая (грубозернистая)
I,0–0,5	Крупнокристаллическая
0,5–0,25	Среднекристаллическая
0,25–0,I0	Мелкокристаллическая
0,I0–0,0I	Скрытокристаллическая или меловая
< 0,0I	Афанитовая
Неоднороднозернистая	Оолитовая, сферолитовая, сгустковая, комковатая, органогенная, органогенно-обломочная и т.д.

Таблица I0

Типы цемента
(по М.С.Швецову)

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

Таблица II

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

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

Микроскопическое описание производится при необходимости в стационарных лабораториях (экспедиции, конторы треста) после изготовления шлифов из отдельных литологических разностей пород. Под микроскопом исследуются породы-коллекторы с целью более детального их изучения. Уточняется вещественный состав основной части породы и цемента, форма и размеры зерен, структура порового пространства. Микроописание бывает необходимо также при определении стратиграфических границ, маркирующих слоев и в случаях, требующих точной литологической характеристики разреза, особенно при бурении первых на площади поисковых скважин, при опорном и параметрическом бурении. Результаты макро- и микроисследований шлама и керна заносятся в журнал

Таблица I2

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 I3

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

оператора-геолога, на сводную диаграмму геологических исследований и в ежесуточную сводку геолого-технологических исследований (см. приложения 3, 5, 6).

Примеры описания пород.

I. Девонская система, верхний отдел, франский ярус, пашийский горизонт, песчаный пласт Туймазинского нефтяного месторождения (Башкирия).

Песчаник кварцевого состава буровато-серый, мелкозернистый, твердый, средней крепости, с неравномерно развитым глинистым цементом порового типа, мелкопористый, с отдельными тонкими трещинами, выполненными глинистым веществом. Отмечается слабая пропитка нефтью отдельных участков породы; присутствуют редкие обуглённые растительные остатки.

2. Юрская система, средний отдел, тюменская свита, песчаный пласт Салымского нефтяного месторождения (Тюменская область).

Песчаник граувакковый, светло-серый с зеленоватым оттенком, неотсортированный, средней твердости и крепкости. Цемент глинистый, порового и пленочного типа и карбонатный сгустковый. Порода пористая, нетрещиноватая, на свежем изломе с запахом нефти. Отмечаются мелкие гальки и обломки эффузивных пород.

3. Каменноугольная система, средний отдел, нижнебашкирский подъярус, продуктивный горизонт Коробковского газонефтяного месторождения (Волгоградская область).

Известняки серые и светло-серые, органогеннообломочные, оолитовые, отрицательно-оолитовые, слоистые и массивные, пористые, переслаиваются с мелкозернистыми слабодоломитистыми и глинистыми, трещиноватыми разностями известняков, содержащими органогенные обломки. Местами известняки сильнотрещиноватые, трещинки частично заполнены глинистым веществом.

4. Неогеновая система, плиоцен, продуктивная толща, балаханская свита Карадагского газонефтяного месторождения (Азербайджан).

Пески и песчаники кварцевые, светло-серые, бурые, мелкозернистые, хорошо отсортированные, плотные, слабой крепости и рыхлые, с глинистым поровым и контактовым цементом, прослоями нефтенасыщенными. Переслаиваются с глинами, бурыми и серыми, слоистыми, плотными, песчанистыми и чистыми.

Определение карбонатности пород

Определение карбонатности горных пород осуществляется путем

измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Проводится по всему исследуемому разрезу с дискретностью, указанной в подразделе 5.I.

При взаимодействии кальцита с соляной кислотой при температуре 20°С реакция протекает в течение 30 с по схеме

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2CO_3 \begin{cases} H_2O \\ CO_2 \end{cases}$$

При взаимодействии доломита реакция протекает в течение 30–35 мин по схеме

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2CO_3 \begin{cases} 2H_2O \\ 2CO_2 \end{cases}$$

В зависимости от температурного режима различают два способа: без нагрева соляной кислоты и с ее подогревом. При первом способе анализ проводится при комнатной температуре (20°С), при втором способе – по окончании реакции $CaCO_3$ с HCl (через 30 с) включается нагрев и соляная кислота нагревается до 80°С, что способствует более быстрому протеканию реакции $CaMg(CO_3)_2$ с HCl. Время анализа при этом сокращается с 30–35 до I0–I5 мин.

Для измерения карбонатности отбираются I0–I5 частиц основной породы и измельчаются в порошок (0,25 мм) в металлической или фарфоровой ступке. После измельчения отвешивается навеска 0,5 г (с точностью до 0,0I г), которая помещается в реакционную камеру карбонатомера и герметизируется. При подаче в камеру 7–9%-ного раствора соляной кислоты в результате реакции разложения карбонатных минералов выделяется углекислый газ, по изменению объема или давления которого определяется содержание в породе кальцита и доломита. Окончание процесса реакции определяется по отсутствию приращения показаний прибора.

Количество $CaCO_3$ и $CaMg(CO_3)_2$ определяется с помощью калибровочного графика, который строится по результатам анализа навесок чистых карбонатных минералов (порошок кальция углекислого ТУ 6-09-895-7I) весом 0,I0; 0,20; 0,30; 0,40; 0,50 г. Вес 0,50 г принимается за I00%. Калибровка производится не реже одного раза в месяц, а также после переезда на новую скважину или после ремонта прибора.

Для определения содержания кальцита в исследуемой навеске шлама через 30 с после начала реакции снимают отсчет (рис.I5, а)

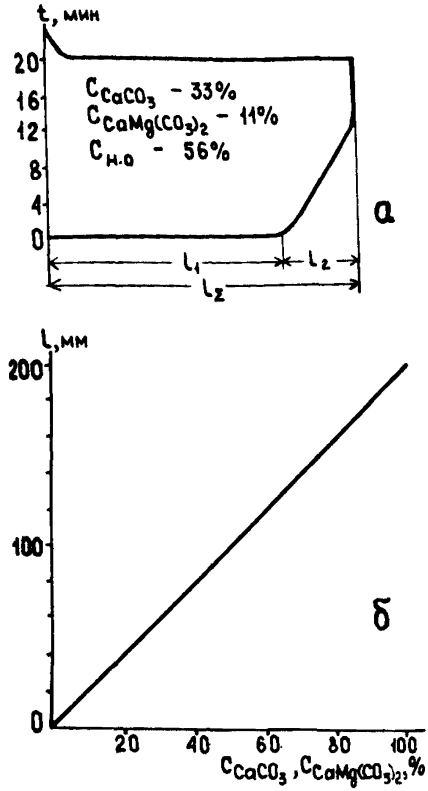


Рис. I5. Пример записи содержания кальцита и доломита в пробе шлама.

и по калибровочному графику (рис. I5, б) определяют его содержание в породе. После окончания реакции снимают отсчет l_Σ и по разнице отсчетов $l_\Sigma - l_1$ с помощью калибровочного графика определяют содержание доломита. Величина нерастворимого осадка $C_{н.о}$ находится по формуле

$$C_{н.о} = 100 - [C_{CaCO_3} + C_{CaMg(CO_3)_2}].$$

При измерении содержания кальцита и доломита в породах из битуминозного или продуктивного интервала навеску из исследуемой породы необходимо проэкстрагировать. Для этого на лист фильтровальной бумаги наносится в виде конуса тонкоистертая (0,25 мм) порода в необходимом количестве ($\approx$ I0 г) и обрабатывается хлороформом. Через I0 мин породу переносят на чистый лист фильтровальной бумаги и операция повторяется. Разовый расход хлороформа - 20 капель. 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. Для диагностирования карбонатных пород следует придерживаться классификаций, приведенных в табл. I4-I7.

Таблица I4

Классификация карбонатных пород известняк-доломит-глина (по Теодоровичу)

Порода	Содержание, %		
	Глинистый материал	$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$
Глинистый известняк	30–I0	35–90	0–45
Слабоглинистый доломитовый известняк	5–I0	90–45	5–47
Слабоглинистый известняк	5–I0	95–85	0–5
Известняк	0–5	I00–90	0–5
Слабодоломитовый известняк	0–5	95–80	5–20
Доломитовый известняк	0–5	80–65	I5–35
Сильнодоломитовый известняк	0–5	65–47	30–50

Таблица I5

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

Порода	Содержание, %	
	$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$
Известняк	95–I00	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–I00

Таблица I6

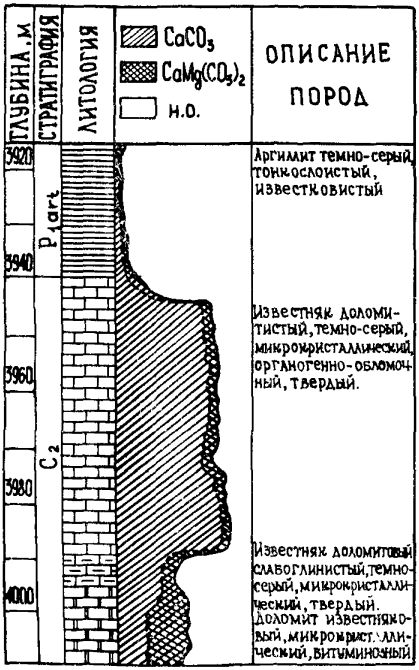
Классификация терригенно-карбонатных пород (по И.В.Хворовой)

Порода	Карбонатные минералы,%	Терригенная составляющая,%
Известняк (доломит)	95–I00	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–I00

Таблица I7

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–I00	Доломит	95–I00
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 известковая	5–25	Глина доломитовая	5–25
95–I00	Глина	0–5	Глина	0–5



Пример литологического расчленения по результатам определения карбонатности в интервале исследований 3920–40I0 м на скв. 39 Тенгиз приведен на рис. I6.

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

Результаты определения карбонатности представляются на сводной диаграмме геологических исследований (см. приложение 5).

Рис. I6. Пример литологического расчленения разреза по результатам определения карбонатности (скв.39,Тенгиз).

Люминесцентно-битуминологический анализ

Анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения битуминозных веществ в горной породе включают: визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов; капельно-люминесцентний анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

При добавках в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ частицы шлама или кусочки керна разламываются и просматриваются в свежем изломе под люминесцентным осветителем при 7-10-кратном увеличении. При визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности возбуждающего света. Учитывая последнее, необходимо по всему исследуемому разрезу применять однотипную аппаратуру со стандартными источниками ультрафиолетовых лучей (λ = 366 нм) и светофильтрами (УФС-3, УФС-6).

После визуального просмотра шлама производится капельно-люминесцентный анализ, для чего отбирается 5-7 г сухих частиц шлама основной породы. Шлам измельчается в ступке и просеивается через сито с размерами отверстий 0,25 мм.

Для анализа целесообразнее брать навеску пробы 1,0 г. При навесках 0,1-0,5 г происходит более полная экстракция битуминоз-

ных веществ, однако возможны ошибки при определении концентрации битумоидов (за счет неточности при взвешивании навесок). При навесках 2 г и более возникает опасность неполного извлечения битуминозных веществ и удлиняется процесс экстрагирования.

Навеска помещается в виде конуса на предварительно обработанный хлороформом лист фильтровальной бумаги. На вершину конуса наносятся из пипетки 20 капель хлороформа, который, вымывая из породы битумоиды, образует на поверхности бумаги пятно диаметром I-3 см. После испарения растворителя (8-I0 мин) порошок с бумаги удаляется и в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции (табл. I8).

Таблица I8

Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
I	Беловато-голубые тона разной интенсивности	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид (ЛБ)
II	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Маслянистый битумоид (МБ)
III	Желтый, оранжево-желтый до светло-коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов I-2%	Маслянисто-смолистый битумоид (МСБ)
IV	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый	Битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (3-20%)	Смолистый битумоид (СБ)
V	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 черных нелюминесцирующих крупинок, серы - по появлению темных нелюминесцирующих полосок (при дневном свете наблюдаются желтоватые блестки), твердых парафинов - по наличию воскообразного налета.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система (табл. I9).

Таблица I9

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	I

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

При добавках в буровой раствор нефти необходимо провести ее люминесцентный анализ. Чистой стеклянной палочкой капля нефти наносится на фильтровальную бумагу (удобнее круглый фильтр). После просыхания капли фильтровальная бумага просматривается в ультрафиолетовых лучах люминескопа. При осмотре 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 анализа исследуемого образца (газовый анализ, пористость и др.) для решения вопроса о причинах наличия в пробе битумоидов.

При бурении с применением ИБР и отмывкой шлама с применением дизтоплива ЛБА проводится только на образцах керна.

Люминесцентно-битуминологический анализ необходимо проводить только в вытяжном шкафу.

Пример выделения по данным ЛБА нефтенасыщенного коллектора в карбонатных отложениях нижнего карбона по скв. 104 Старо-Ахуновской площади (Башкирия) показан на рис. 17.

Люминесцентно-битуминологический анализ проводится по всему исследуемому разрезу через 3-5 м, в перспективных участках - через каждый метр проходки. Данные о интенсивности, цвете и типе битумоида по результатам капельно-люминесцентного анализа заносятся в журнал оператора-геолога, на сводную диаграмму геологических исследований и в сводку геолого-технологических исследований (см. приложения 3, 5, 6).

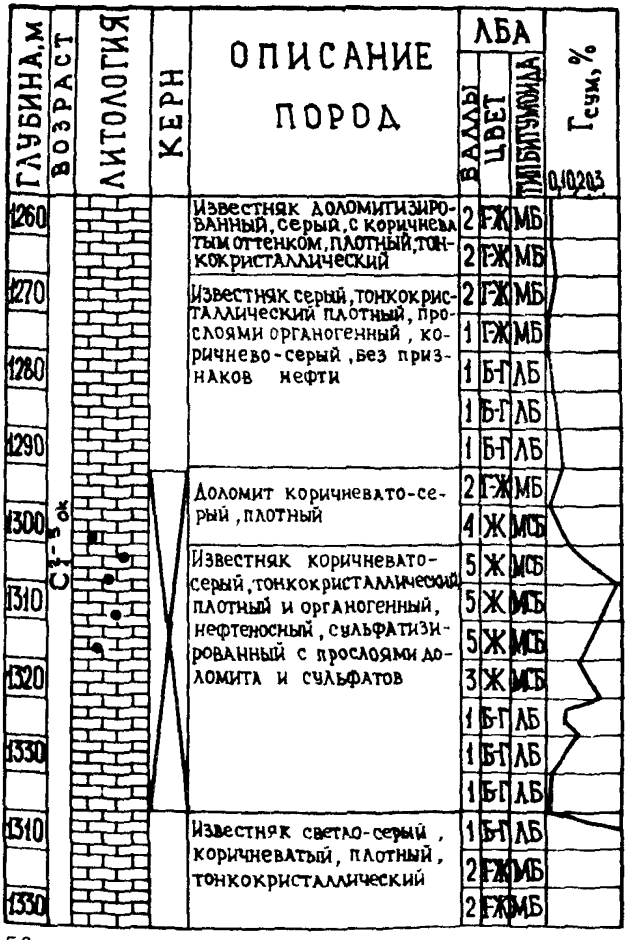


Рис. 17. Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по люминесцентно-битуминологическому анализу (скв. 104, пл. Старо-Ахуновская).

Определение плотности горных пород

Определение плотности пород по шламу и керну проводится с целью выделения зон аномально-высоких поровых давлений, выявления коллекторов и приближенной оценки их пористости. Для определения плотности горных пород используются различные способы: пикнометрический, гидростатического взвешивания, ареометрический, объемновесовой, флотационный и др. В практике ГТИ рекомендуется применять пикнометрический, гидростатического взвешивания и ареометрический способы.

Пикнометрический способ основан на сравнении массы определенного объема исследуемого образца с массой такого же объема воды при одинаковой температуре. Измерения проводятся с помощью технических весов ВЛТ-I или ВЛКТ-I60 и пикнометра ПТ-50 в следующей последовательности. Из пробы шлама под микроскопом отбирается I0-20 влажных частиц шлама основной породы с ненарушенной текстурой. После снятия избытка влаги фильтровальной бумагой исследуемый шлам помещается в сухой пикнометр и взвешивается на лабораторных весах с точностью до 0,0I г. Пикнометр со шламом заливается до метки дистиллированной водой (температурой 20°С) и снова взвешивается. Предварительно определенные константы пикнометра: масса сухого пикнометра m и масса пикнометра с водой $m_в$, - позволяют ограничить определение плотности шлама двумя взвешиваниями.

Плотность шлама рассчитывается по формуле

$$\delta_ш = \frac{m_ш - m}{m_в + (m_ш - m) - m_{ш.в}}, \qquad (7)$$

где $m_ш$ - масса пикнометра со шламом, г;

$m_{ш.в}$ - масса пикнометра со шламом и водой, г.

Для каждой отобранной пробы производится три определения плотности шлама. Искомая плотность шлама определяется как среднее арифметическое трех замеров

$$\delta_ш = \frac{\delta_{ш_1} + \delta_{ш_2} + \delta_{ш_3}}{3}, \qquad (8)$$

где $\delta_{ш_1}, \delta_{ш_2}, \delta_{ш_3}$ - плотность шлама соответственно по I, 2, 3 замеру, г/см^3.

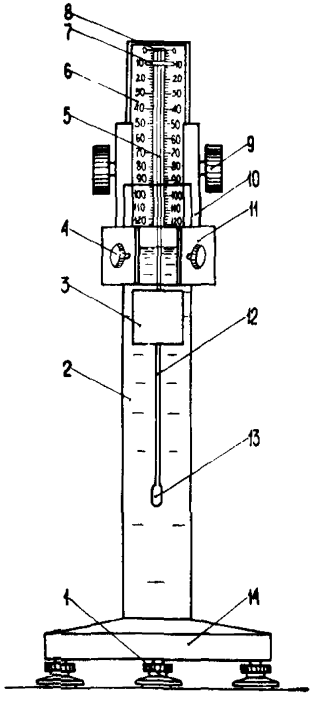
Для получения достоверных результатов температура заливаемой в пикнометр дистиллированной воды должна быть одинаковой ($\approx$ 20°С) при определении плотности шлама по всему исследуемому интервалу.

Определение плотности пород по шламу способом гидростатического взвешивания производится с помощью торзионных весов типа ВТ. Для измерения плотности отбирается шламинка размером 5–7 мм, устанавливается в держателе весов и определяется ее масса $m_{ш1}$. После взвешивания шламинка помещается в керосин, насыщается им в течение 5 мин, после чего снова устанавливается в держатель весов и определяется масса шламинки в насыщенном состоянии $m_{ш2}$. Третье взвешивание производят в керосине, измеряя массу шламинки, погруженной в жидкость $m_{ш3}$. Плотность породы рассчитывается по формуле

$$\delta_ш = \frac{m_{ш1} \cdot \delta_к}{m_{ш2} - m_{ш3}}, \qquad (9)$$

где $\delta_к$ – плотность керосина, $\delta_к$ = 0,8 г/см^3.

Для экстренных определений плотности горных пород по шламу можно использовать ареометрический плотномер шлама ИАПШ-I, разработанный по ВНИИнефтепромгеофизике. Плотномер шлама (рис. I8) состоит из основания I4 с закрепленной в нем стеклянной колбой 2, заполненной жидкостью (дистиллированная кипяченая вода) с известной плотностью, поплавка и отсчетного устройства. Поплавок состоит из пустотелого плунжера 3, в котором соосно закреплены: в нижней части – балансир I2, а в верхней – измерительный стержень 5, на конце которого установлены отсчетная шайба 8 и под ней чашка 7 для размещения образца шлама при проведении взвешивания в воздухе.



Вес поплавка при помощи закрепленного на конце балансира грузика I3 подбирается таким образом, чтобы при погружении поплавка в жидкость верхняя плоскость плунжера находилась ниже уровня жидкости на I0–I5 мм.

Рис. I8. Ареометрический плотномер шлама.

Перед проведением измерений на скважине поплавок плотномера протирается спиртом. Колба плотномера заливается дистиллированной водой так, чтобы верхняя плоскость плунжера поплавка находилась под водой на 10-15 мм. Если это расстояние не выдерживается, то необходимо отрегулировать вес грузика поплавка. После установки прибора в вертикальное положение, передвигая шкалу, совмещают проекцию отсчетной шайбы с ее отражением в зеркале и нулевой линией отсчета на шкале. Отсчетное устройство устанавливается на колбе при помощи обоймы 11 с двумя стопорными винтами 4, на которой закреплена каретка 10 с подвижной зеркальной, исключающей ошибку на параллакс, шкалой 6, перемещаемой по вертикали вращением маховичка 9.

С помощью ареометрического плотномера можно проводить измерение образцов горных пород с плотностью 1,1-3,0 г/см^3.

Для определения плотности под микроскопом отбирается 10-20 влажных частиц шлама основной породы. Предварительно шлам должен быть отмыт от бурового раствора. Избыток влаги с образцов снимается фильтровальной бумагой. Для каждого измерения отбираются несколько частиц шлама (2-3), которые помещаются на чашку 7 поплавка и взвешиваются в воздухе, т.е. снимается первый отсчет X_I в делениях шкалы, после чего эти же частицы переносятся на плунжер 3 поплавка и снова взвешиваются в жидкости, т.е. снимается второй отсчет X_2. Плотность шлама рассчитывается по формуле

$$\gamma_{ш} = \frac{X_1}{X_1 - X_2} \cdot \gamma_{ж}, \qquad (10)$$

где $\gamma_{ж}$ - плотность жидкости в колбе плотномера, г/см^3.

Для одной пробы шлама производится не менее трех определений и искомая плотность определяется как среднее арифметическое этих измерений.

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

При интерпретации кривой изменения плотности следует иметь в виду, что значения плотности горных пород колеблются в довольно широких пределах (табл. 20) и зависят от многих факторов: минерального состава пород; плотности минералов, составляющих твер-

Таблица 20

Плотность осадочных горных пород (г/см^3)

Порода	Пределы изменения	Наиболее часто встречающееся значение	Минеральная плотность		
			$\delta_{м.ср}$	$\delta_{м\,min}$	$\delta_{м\,max}$
Обломочные породы					
Брекчия	I,60–3,00	–	–	–	–
Конгломерат	2,I0–3,00	–	–	–	–
Песок	I,30–2,00	I,50–I,70	–	–	–
Песчаник	2,00–2,90	2,50–2,65	2,67	2,58	2,76
Песчаный сланец	2,30–3,00	2,60–2,70	–	–	–
Алевролит	I,80–2,80	2,30–2,50	2,69	2,62	2,76
Глинистые породы					
Глина	I,20–2,40	–	2,68	2,58	2,78
Аргиллит	I,70–2,90	2,30–2,40	2,68	2,60	2,78
Глинистый сланец	2,30–3,00	2,40–2,60	–	–	–
Химические породы					
Известняк	I,80–2,90	2,60–2,70	2,72	2,62	2,80
Доломит	I,90–3,00	2,60–2,80	2,80	2,76	2,88
Мел	–	–	2,69	2,56	2,80
Мергель	I,50–2,80	2,20–2,40	2,70	2,58	2,80
Гипс	2,I0–2,50	2,40–2,50	2,37	2,3I	2,48
Ангидрит	2,40–2,90	2,50–2,60	2,96	2,92	3,00
Соль каменная	2,I5–2,30	–	2,I6	2,I2	2,22
Опока	I,00–I,60	–	3,00	2,I0	2,50
Кремень	2,32–2,60	–	2,59	2,46	2,75

дую часть породы; жидкости и газов, заполняющих ее поровое пространство; пористости породообразующих минералов; структурно-текстурных особенностей породы. С глубиной плотность осадочных горных пород возрастает, так как она обусловлена, главным образом, пористостью. Такая закономерность наиболее характерна для глинистых пород. При отсутствии зон АВПоД плотность глин закономерно увеличивается с глубиной, а при их наличии эта закономерность нарушается за счет разуплотнения глин.

Определение глинистости пород по шламу проводится по всему исследуемому интервалу через 5 м, в перспективных участках раз-

реза – через I м. По полученным значениям плотности на сводной геологической диаграмме в масштабе I:500 строится график изменения $\gamma_ш$ с глубиной. Измеренные значения плотности пород заносятся также в журнал оператора-геолога и ежесуточную сводку геолого-технологических исследований (см. приложения 3 и 6).

Оценка пористости пород

Используются следующие способы оценки пористости: визуальная оценка пористости пород методами окрашивания, нагревания и насыщения; определение общей пористости пород по изменению их плотности.

При методе окрашивания отдельные частицы шлама, предварительно высушенные, опускаются в водный или спиртовый раствор различных красителей. Через I-2 мин частицы извлекаются, избыток влаги удаляется с помощью промокательной бумаги и на свежем изломе шламинок оценивается степень их окрашенности. Породы с высоким коэффициентом открытой пористости характеризуются интенсивной окрашенностью.

При методе нагревания предварительно высушенные образцы породы помещаются в пробирки с горячей водой ($t \approx 90^{o}C$). В результате расширения воздуха, находящегося в порах, наблюдается выделение пузырьков воздуха. По интенсивности выделения пузырьков и их величине можно судить о характере пористости.

При методе насыщения высушенные образцы шлама опускаются на I-2 мин в хлороформ или четыреххлористый углерод. После этого частично насыщенные частицы шлама опускаются поочередно в горячую воду ($t \approx 90^{o}C$). Жидкость из пор испаряется, по сравнению с предыдущим методом наблюдается более интенсивное выделение пузырьков газа.

Описанные визуальные методы оценки пористости используются для качественной характеристики коллектора. При этом следует исходить из применяемой на практике условной градации пористости пород. низкая пористость – 0-5%; средняя пористость – 5-I0%; высокая пористость – >I0%.

Определение общей пористости пород $K_п$ по изменению значений их плотности основано на зависимости между плотностью и пористостью пород при постоянной минералогической плотности:

$$K_п = \frac{\gamma_м - \gamma_п}{\gamma_м - \gamma_ж}, \qquad (II)$$

где $\sigma_м$ - минералогическая плотность породы, г/см^3;
$\sigma_п$ - плотность породы, г/см^3;
$\sigma_ж$ - плотность жидкости, г/см^3.

Минералогическая плотность пород при оценке пористости указанным способом берется из табл. 20. Плотность жидкости при работе с экстрагированными образцами и применением дистиллированной воды принимается равной единице. Для оперативной оценки пористости через плотность пород используется палетка (рис. I9).

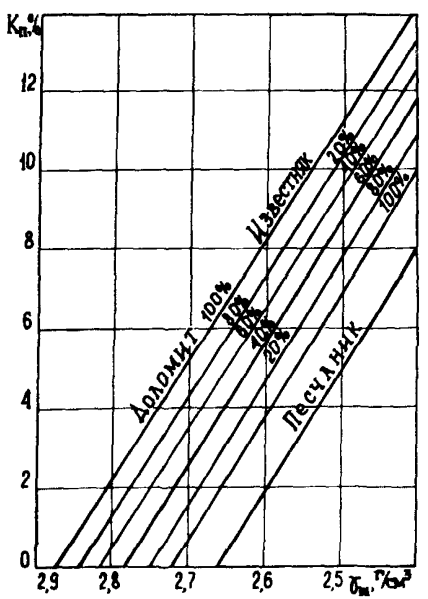


Рис. I9. Палетка для оценки пористости по плотности пород.

В связи с тем, что на изменение плотности шлама влияют и другие факторы, в частности, структурно-текстурные особенности породы, палетку не рекомендуется использовать при трещинном типе коллектора или при шламе с размерами частиц основной породы < 3 мм. Интерпретацию данных плотности и пористости пород необходимо проводить в комплексе с другими методами ГТИ: макро- и микроописанием пород, механическим и газовым каротажом.

5.4. Дополнительные методы исследования шлама и керна

К ним относятся методы, которые из-за отсутствия серийно выпускаемой аппаратуры, недостаточной производительности измерений, низкой степени автоматизации процессов измерений и расчетов не могут быть рекомендованы для массового применения: газометрия горных пород, измерение окислительно-восстановительных потенциалов (ОВП), ЯМР-анализ, гамма-спектрометрия, ИК-спектрометрия и фотокалориметрия горных пород.

Газометрия шлама и керна

Анализируется количество и состав углеводородных газов, извлекаемых из открытых и закрытых пор шлама и керна. Применяется с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений.

Газометрия пород производится с помощью термовакуумного типа ТВД и вакуумно-механического типа 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 90°С 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

$$q_{ш.i} = \frac{C_{ai} \cdot V_{г.ш} \cdot \eta_{ш.о}}{10 V_ш}, \qquad (12)$$

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

$$q_ш = \sum_{i=1}^{i=n} q_{ш i}, \qquad (13)$$

где n – количество углеводородных компонентов.

Относительный состав газа определяется по формуле

$$q_{C_nH_{2n+2}} = 100 \frac{q_{ш i}}{q_ш}. \qquad (14)$$

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

требования:

- дегазацию шлама (керна) проводить в минимально возможное и строго одинаковое время после его 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 20 сут. 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_o и закрытых $q_з$ пор, отношения $q_o/q_з$, 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. 20.

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 буровому раствору не дает положительного результата.

Данные определения газонасыщенности открытых и закрытых пор шлама (керна) заносятся в журнал оператора-геолога, сводную диаграмму геологических исследований, ежесуточную сводку геолого-технологических исследований (см. приложения 3, 5, 6).

ЯМР-анализ горных пород

Основан на резонансном поглощении энергии высокочастотного поля ядрами водорода флюидов, насыщающих эти породы, находящиеся в постоянном магнитном поле. Применяется для исследования

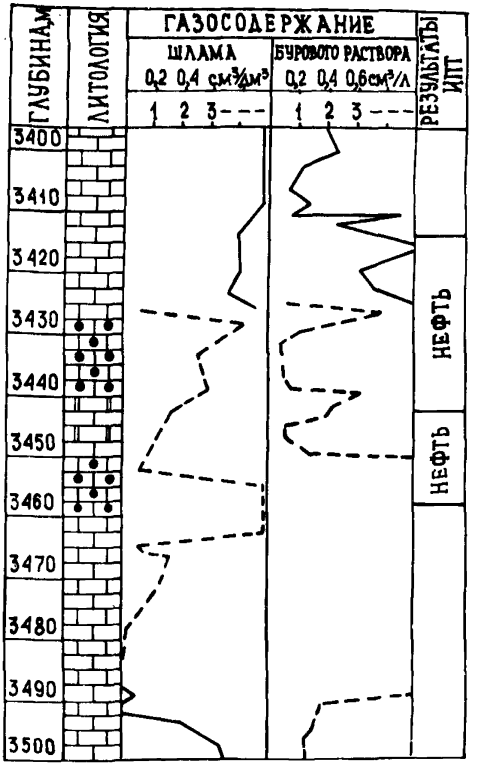


Рис. 20. Пример выделения нефтенасыщенного коллектора по газометрии шлама.

коллекторских свойств горных пород. Основными параметрами, определяемыми с помощью ЯМР-анализа шлама и керна, являются коэффициенты общей и открытой пористости, остаточная водонасыщенность. Исследования выполняются на установках типа АОКС, разработанных ВНИИгеоинформсистем. Подробно методика проведения исследований изложена в РД 39-4-1070-84 "Руководство по определению коллекторских свойств горных пород и насыщающих их флюидов методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР)" и методических указаниях МУ 41-06-62-84 "Оперативное определение коллекторских свойств горных пород аппаратурой ядерного магнитного резонанса типа АОКС".

Окислительно-восстановительный потенциал горных пород

Изучение ОВП горных пород по шламу и керну производится с целью выделения в разрезе нефтенасыщенных интервалов.

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

Обладая высокой восстановительной активностью, углеводороды нефтяного ряда характеризуются пониженными значениями потенциа-

ла Eh , что позволяет выявлять по этому признаку нефтенасыщенные породы.

Окислительно-восстановительный потенциал определяется с помощью иономеров типа ЭВ-74, И-80 и других с двумя электродами: основным и вспомогательным. В качестве основного электрода используются стандартные платиновые электроды типа ЭПВ-I, а в качестве вспомогательных - хлорсеребряные электроды ЭВЛ-IМ1, ЭВЛ-IМ3.

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

- время начала измерений Eh после отбора пробы шлама должно быть одинаковым (I5-30 мин);
- условия заливки водой одинаково подготовленных проб шлама должны быть идентичными;
- вспомогательные электроды должны быть однотипными;
- электроды перед каждым анализом должны тщательно очищаться одним и тем же веществом.

Если пробы шлама представлены двумя и более разностями пород, следует определять потенциал Eh смешанной пробы и каждой разности отдельно (по крайней мере, одной из них, наиболее представительной) и измерения проводить по шламу одной габаритной фракции. Подготовленный шлам засыпается в стеклянный цилиндр (I00 мл) и заливается прокипяченной дистиллированной водой так, чтобы не появились пузырьки воздуха в воде, находящегося между шламинками, и чтобы уровень воды не превышал уровня шлама более чем на I-2 мм.

Первый отсчет производится сразу же после появления сигнала измеряемой величины потенциала начальной $Eh_{нач}$. Последующие отсчеты выполняются не реже одного раза в минуту в первые I0 мин, а остальные - через 5 мин в течение 40 мин. Эталонировка электродов производится с помощью буферных растворов, являющихся эталонными редокс-системами.

При интерпретации результатов измерений ОВП необходимо изучать характер соотношений величин потенциалов $Eh_{нач}$ и $Eh_{кон}$, который указывает на отсутствие или наличие в горных породах нефтяных углеводородов. Получаемые результаты представляются в

виде неравенства $Eh_{нач} > Eh_{кон}$ или $Eh_{нач} < Eh_{кон}$, соответствующих уменьшению или увеличению значений окислительно-восстановительного потенциала, для чего строятся графики значений $Eh_{нач}$ и $Eh_{кон}$, а также график $\Delta Eh = Eh_{нач} - Eh_{кон}$ в масштабе глубин, принятом на сводной диаграмме геологических исследований. Если исследуемые породы характеризуются уменьшением ОВП, т.е. $Eh_{нач} > Eh_{кон}$, они содержат нефтяные углеводороды. Для пластов с повышенными коллекторскими свойствами - это признак нефтегазонасыщенности.

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

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

Пример выделения коллектора и определения характера насыщения его по скв. 83 Южно-Сергеевской площади (Башкирия) показан на рис. 21. При вскрытии киновско-пашийских отложений конечное значение окислительно-восстановительного потенциала резко уменьшается с 320 до 120 мВ, начальное значение ОВП значительно превышает конечное значение, что указывает на наличие нефтенасыщенного коллектора. При испытании выделенного по изменению ОВП интервала получен приток нефти.

Методика проведения исследований методом ОВП в процессе бурения глубоких скважин изложена в РД 39-4-573-81 "Технология выделения и оценки промышленной ценности сложных коллекторов в разрезе глубоких скважин Северо-Восточного Предкавказья по комплексу промыслово-геофизических, гидродинамических и геолого-технологических данных".

Инфракрасная спектрометрия

Метод основан на изучении полос поглощения в спектрах инфракрасного (ИК) излучения при прохождении его через вещество. Поглощение происходит на частотах, которые совпадают с собственными частотами колебаний атомов в молекулах вещества. Инфракрасный спектр минеральной смеси является суммарным, а интенсивность полос поглощения каждого минерала пропорциональна его содержанию в смеси. Для литологического расчленения разреза в процессе бурения и выявления нефтенасыщенных пластов используется ИК-спек-

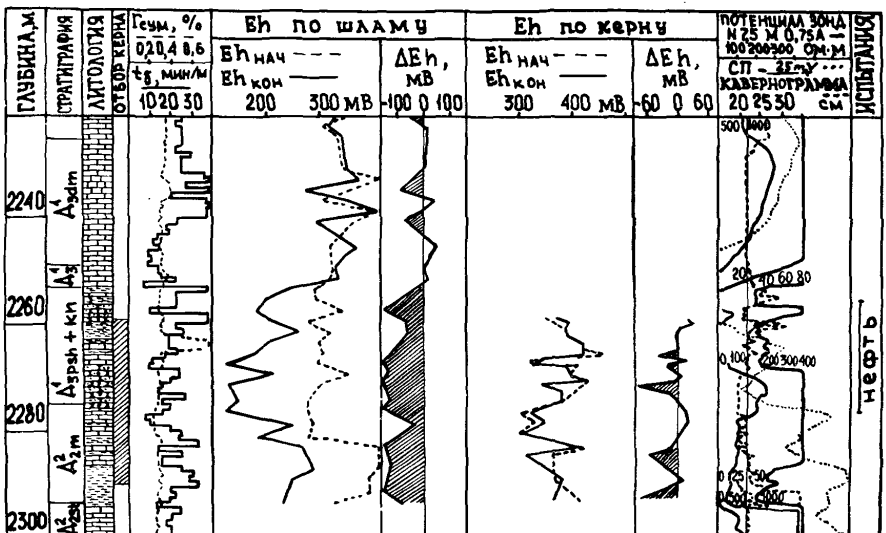


Рис. 21. Пример выделения коллекторов (скв. 83, пл. Южно-Сергеевская).

трометр, разработанный в МИНГе. Прибор состоит из оптической и электронной частей и блока питания. Двухканальная оптическая система включает в себя источник ИК-излучения, измерительный и сравнительный каналы и приемник излучения. В качестве источника ИК-излучения используется нихромовая спираль, нагреваемая до температуры 800°С.

В приборе предусмотрено использование десяти пар дисперсионно-интерференционных узкополосных светофильтров. Из них две пары предназначены для анализа нефтей и имеют максимум пропускания на характерной полосе поглощения углеводородов (на длине волны 3,42 мкм). Семь пар имеют максимум пропускания на длинах волн 9,2; I2,67; 9,6; 6,95; II,35; 6,I5; 8,72 мкм и предназначены для анализа основных породообразующих минералов: кварца, глины, кальцита, доломита, ангидрита и гипса в осадочных горных породах. Одна пара светофильтров имеет максимум пропускания на 6,0 мкм, т.е. по такой длине волны, где нет полос поглощения минералов, и предназначена для оценки и компенсации рассеянного излучения на частицах образца. Пары светофильтров тщательно подбираются для идентичности характеристик каналов.

Проведение анализа шлама на минеральный состав осуществляется в следующей последовательности.

Из пробы шлама отбирается по I0-I5 кусочков (5-7 мм) каждой из присутствующих в пробе литологических разностей породы, которые измельчаются в ступке в порошок (0,25 мм). Порошок заливается спиртом (≈ I0 мл), после чего приготовленная суспензия с помощью кисточки или кусочка ваты тонким слоем наносится на измерительную кювету. Кювета помещается в анализатор. Устанавливаются светофильтры для компенсации рассеянного ИК-излучения на частицах образца и производится регулировка величины излучения в сравнительном канале до равенства сигналов обоих каналов (измерительного и сравнительного). Поочередно устанавливаются светофильтры, соответствующие карбонатам (I440 см), сульфатам (II50 см), кварцу (II00 см), глинистым минералам (I036 см) и др. Их отсчеты регистрируются на устройстве отображения.

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

$$E = k(\lambda)C \cdot d,$$

где E – оптическая плотность образца;

k – коэффициент поглощения минерала на характеристической длине волны λ;

C – концентрация минерала, доли;

d – толщина образца, мм.

По результатам определения минерального состава исследуемого образца строятся графики изменения процентного содержания минералов в породе, и в зависимости от соотношения минералов определяется тип породы и строится литологическая колонка. Пример литологического расчленения разреза и выделения карбонатных отложений по ИК-спектроскопии проб шлама приведен на рис. 22.

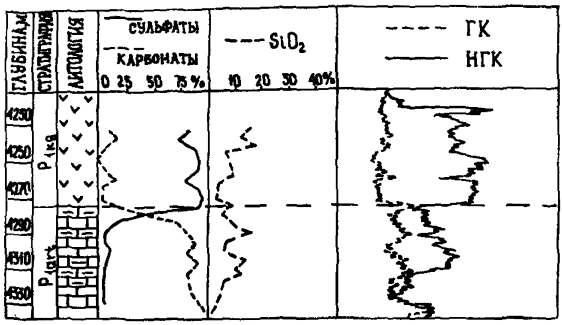


Рис. 22. Пример выделения кровли артинских отложений по результатам ИК-спектрометрии шлама (скв. 41, пл. Тенгиз).

Гамма-спектрометрия

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

В полевых условиях гамма-спектрометрический анализ проводится с помощью трех- или четырехканальных амплитудных анализаторов (NP-424, NP-424-4, АГС-71 и др.) в комплекте со сцинтилляционными датчиками с кристаллами NaJ или CsJ и усилительными согласующими устройствами. В стационарных лабораторных условиях применяют многоканальные анализаторы типа АИ-124, АИ-256 и др.

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

- установку рабочих окон анализатора для K, Ra и Th с помощью эталонов или стандартных образцов состава (СОС);

- измерение скорости счета для K, Ra и Th, содержащихся в исследуемой пробе шлама;

- обработку результатов измерений и определение концентраций K, U(Ra) и Th и общей радиоактивности.

Результаты измерений обрабатываются на ЭВМ. Подробная методика определения радиоактивных элементов гамма-спектрометрическим методом изложена в методических указаниях МУ 41-06-025-83 "Ядерно-физические методы оперативного анализа" и прилагаемых инструкциях на аппаратуру.

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

Спектральный состав гамма-излучения и его интенсивность зависят от литологического состава пород и геохимических условий осадконакопления. Общей закономерностью является увеличение общей естественной радиоактивности шлама и керна при возрастании доли глинистых минералов в породе. Глинам и аргиллитам соответствуют аномалийно-высокие, а песчаникам и известнякам - низкие концентрации радиоактивных элементов. Высокие концентрации урана нередко наблюдаются для битуминозных карбонатных отложений и в магматических образованиях. Продуктивные зоны трещиноватости в глинистых породах часто характеризуются низкими значениями концентраций калия и тория и высокими - урана, причем темные обогащенные органикой породы обладают большей естественной радиоактивностью по сравнению с более светлыми разностями.

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

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

Фотокалориметрический анализ горных пород

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

Проводится на серийно выпускаемых фотоэлектрокалориметрах типа ФЭК-М, ФЭК-56М, ФЭК-56М-У42, ФЭК-60 и др. Для получения качественных результатов измерения на фотоэлектрокалориметре анализ следует проводить в строгом соответствии с инструкцией по его эксплуатации с обязательным выполнением следующих требований:

- следует придерживаться одного выбранного способа измерения, т.е. показания следует брать по какому-либо одному из отсчетных барабанов;

- размер кюветы должен быть оптимальным и постоянным с толщиной поглощающего слоя 10 мм;

- светофильтр должен быть таким, чтобы максимум поглощения раствора соответствовал максимуму пропускания светофильтра;

- анализируемые растворы должны быть свободны от взвешенных частиц;

- в процессе измерения кюветы должны быть закрыты крышками и после очередного измерения промыты чистым растворителем.

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

Оптическая плотность полученных экстрактов определяется согласно инструкции по эксплуатации фотоэлектрокалориметров, при-

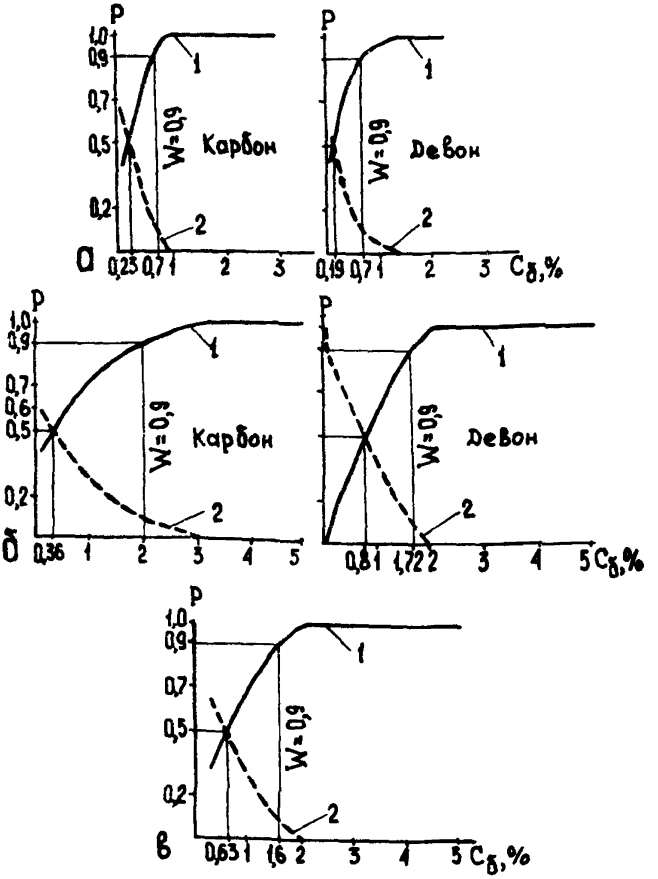


Рис. 23. Палетки вероятностного распределения $C_б$ в нефтеносных (I) и непродуктивных (2) отложениях нефтяных месторождений Татарии:

а - сводовая часть и западный склон Южного купола Татарского свода; б - восточный борт Мелекесской депрессии, северный и северно-восточный склон Южного купола и Северный купол Татарского свода; в - юго-восточный склон Южного купола Татарского свода.

лагаемых к прибору. В случае большого процентного содержания битума в экстракте производится его разбавление чистым разбавителем (хлороформом) в n -раз. Величина разбавления учитывается при последующем подсчете количества битумов. После определения оптической плотности Д извлеченного экстракта по эталонировочному графику зависимости $Д = f(C_б)$ (где $C_б$ - содержание битумоида в эталоне) определяют процентное содержание битумоида в исследуемой породе. Разделение пластов на нефтеносные и непродуктивные с определенной долей вероятности по этому параметру производится по палеткам вероятностного распределения величины $C_б$ в продуктивных и непродуктивных пластах. Палетки вероятностного распределения величины $C_б$ в продуктивных и непродуктивных (вода, битум, нефть с водой) отложениях нефтяных месторождений Татарии приведены на рис. 23. На палетках все значения $C_б$ правее вертикальной граничной линии с вероятностью 0,9 характерны для нефтяных пластов.

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

Прочие методы

Наибольший интерес представляют пиролиз шлама и ЭПР-анализ горных пород.

Пиролиз шлама и керна основан на анализе углеводородных газов, выделяющихся из образца горной породы при нагревании ее от 60 до 600°С, и используется для выявления в разрезе нефтегазосодержащих пород и оценки зрелости органического вещества. Пиролиз проводится на пиролитической установке, основными частями которой являются блок пиролиза и хроматограф.

Для анализа используется измельченная навеска горной породы (0,5 г), которая помещается в термокамеру блока пиролиза и нагревается по заданной программе до 300°С. При нагреве происходит десорбция свободных углеводородов, что отмечается на пирограмме пиком S_1. После окончания десорбции температура в термокамере повышается до 600°С, в результате чего происходит процесс пиролиза керогена породы, который преобразуется в УВГ и регистрируется на диаграмме пиком S_2. На пирограмме отмечается температура в термокамере T_{max} при максимальном значении S_2.

По результатам анализа рассчитывается показатель содержания УВГ в породе

$$П_к = \frac{S_1}{S_1+S_2}$$

и строятся графики изменения S_1, S_2, $П_к$ и T_{max} с глубиной в масштабе I:500 или I:200.

Нефтенасыщенные породы-коллекторы характеризуются высокими значениями S_1 и S_2. Глинистые породы с наличием органического вещества отмечаются аномалийными значениями S_2. Нефте- и газонасыщенные песчаники характеризуются очень высокими значениями S_1, $П_к$ и низкими - S_2, T_{max}.

Метод электронного парамагнитного резонанса основан на поглощении сверхвысокочастотной энергии переменного поля парамагнитным веществом, находящимся в сильном постоянном магнитном поле, и используется для выделения опорных пластов, интервалов, обогащенных органическим веществом, и оценки карбонатности пород.

Для анализа используются спектрометры типа РЭ-I30I, Минск-РЭМ-30 и др. Измерения сигнала ЭПР могут проводиться с горной породой или экстрактом. Образец породы измельчается (до 0,3 мм) и засыпается в ампулу. Объем навески породы или экстракта 0,2см^3. Ампула с породой или экстрактом помещается в резонатор спектрометра, и регистрируется ЭПР-спектр. Наличие органического вещества отмечается углеродным сигналом, величина которого пропорциональна содержанию ОВ в породе. Карбонатные породы характеризуются сверхтонкой структурой, обусловленной наличием ионов марганца, заключенных в кристаллической решетке карбонатных минералов.

Определение физико-механических свойств горных пород по шламу и керну

Оперативное определение физико-механических свойств горных пород проводится для оценки их буримости и поведения на стенках скважин, а также для построения сводного классификационного разреза геологической толщи исследуемого района. Физико-механические свойства горных пород определяются с помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М. Пробник ПШ-2М позволяет определять твердость, абразивность, прочность на разрыв, показатель анизотропии прочности, набухаемости и разупрочнения на контакте с водой. Методика определения и использования этих характеристик изложена в РД 39-3-679-82 "Методическое руководство по определению и использованию показателей горных пород в бурении" (М.:1983).

6. ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА И ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

При исследованиях проб бурового раствора и пластового флюида применяют основной и дополнительный комплексы различных по физической природе методов и измерений (рис. 24).

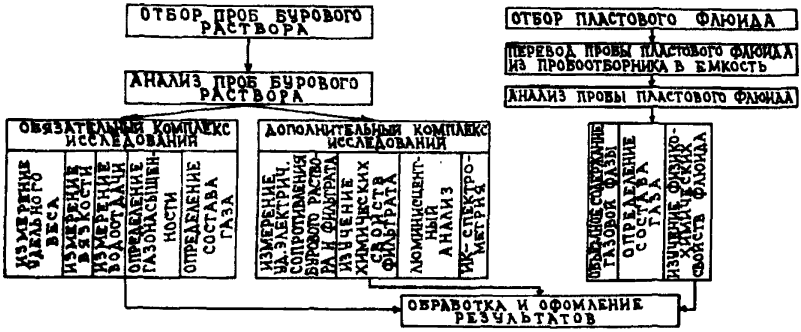


Рис. 24. Схема исследования проб бурового раствора и пластового флюида.

6.I. Отбор проб бурового раствора

Пробы бурового раствора отбираются периодически в процессе бурения скважины с целью определения газонасыщенности бурового раствора и определения его параметров.

При отборе проб бурового раствора 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 бурового раствора вследствие адсорбции углеводородов внутренней поверхностью пластмассовых пробоотборников или взаимодействия щелочных реагентов бурового раствора с Fe и Al металлических пробоотборников.

Пробоотборники (колбы и пробки), применяемые для отбора проб бурового раствора, должны быть тщательно промыты горячей водой. После промывки резиновые пробки необходимо прокипятить, а пробоотборники - пропарить.

Отбор проб бурового раствора 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 в выходящем буровом растворе.

Пробы бурового раствора желательно дегазировать и анализировать в станции ГТИ непосредственно на скважине. Допустимое время хранения проб не более 10 сут. Извлеченная из бурового раствора 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 газа 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 сут (при концентрации $< 0{,}1\%$) до 15 сут (при концентрации $> 0{,}5\%$). Для привязки отобранной пробы бурового раствора к истинной глубине определяется время отставания по формуле

$$t_{от} = \frac{3{,}14 \cdot 10^{-3} (D^2 - d_н^2) \cdot H}{4 \cdot Q_{вых.п}} . \qquad (15)$$

Значение расхода бурового раствора на выходе с учетом газосодержания $Q_{вых.п}$ (берется среднее за время отставания с учетом газосодержания $V_г$ бурового раствора для нескольких проб) рассчитывается по формуле

$$Q_{вых.п} = (1 - K_г) \cdot Q_{вых} . \qquad (16)$$

Для определения $V_г$ на выходе из скважины отбирается несколько проб (3–4) бурового раствора, которые дегазируются, затем рассчитывается коэффициент газонасыщенности раствора

$$K_г = 10^{-3} \frac{V_г}{V_р} , \qquad (17)$$

где $V_г$ – объем газа, выделившегося при дегазации пробы бурового раствора, $см^3$.

При многосекционной компоновке скважины время отставания подсчитывается как сумма $t_{от}$ для каждой из секций.

Расчетные значения $t_{от}$ проверяются опытным путем после каждого спуско-подъема по времени проявления газовых и температурных аномалий. Время между началом циркуляции после СПО и зарегистрированными максимальными значениями суммарного газосодер-

жания и температуры бурового раствора должны соответствовать расчетному значению $t_{от}$. При расхождении значений >10% берется $t_{от}$, определенное опытным путем.

К каждой отобранной пробе бурового раствора прикладывается этикетка, в которой указывается номер скважины, площадь, порядковый номер пробы, глубина, дата отбора и фамилия оператора (см. приложение 4).

6.2. Обязательный комплекс исследований

Газовый каротаж

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения $ГзК_б$ и газовый каротаж после бурения $ГзК_п$. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $Г_{сум}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) - компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении газового каротажа обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Момент отбора пробы фиксируется на хроматографе с учетом времени прохождения газа от дегазатора к хроматографу.

Термовакуумная дегазация (ТВД) проб бурового раствора проводится при температуре бурового раствора 90°С и вакууме 0,09 МПа. Процесс дегазации пробы длится 10 мин.

Газонасыщенность бурового раствора углеводородными газами рассчитывается по формуле

$$q = 10^{-2} \frac{V_г \sum_{i=1}^{i=m} C_i}{V_р}, \qquad (18)$$

где ΣC_i – суммарное содержание УВГ в выделившемся газе, %;

m – число анализируемых компонентов углеводородных газов.

Выделившийся из пробы газ анализируется на хроматографе. Концентрация каждого из углеводородных компонентов рассчитывается по формуле

$$C_{pi} = \frac{V_r \cdot C_i}{V_p}, \qquad (19)$$

где C_i – объемное содержание i-го компонента в газе, извлеченном из пробы бурового раствора, %.

Концентрации углеводородных газов в буровом растворе определяются с помощью расчетных листов (рис. 25). По оси абсцисс расчетного листа откладываются значения концентраций УВГ в газовоздушной смеси по хроматографу C_{ai} в момент отбора пробы для ТВД, а по оси y – концентрации углеводородных газов в буровом растворе C_{pi}. Графики перехода от C_{pi} к C_{ai} строятся по 3-5 пробам для каждого углеводородного компонента. Калибровка дегазаторов производится не реже одного раза в сутки. Для каждого пробуренного метра рассчитывается среднее суммарное значение УВГ $\Gamma_{сум.вых}$. При появлении положительных аномалий на диаграмме $\Gamma_{сум}$ (в 1,5 и более раз выше фонового значения $\Gamma_{сум}$) рассчитывает-

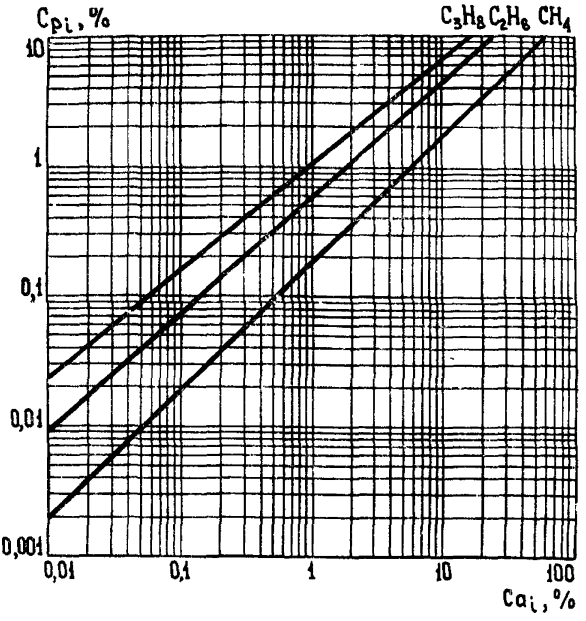


Рис. 25. Расчетный лист для определения концентраций УВГ в буровом растворе.

ся значение приведенных газопоказаний $Г_{х.пр}$ по хроматографу и относительное содержание УВГ.

Приведенные газопоказания рассчитываются по формуле

$$Г_{х.пр} = 0,77 \frac{\Delta Г_{сум} \cdot Q_{вых} \cdot t}{D^2}, \quad (20)$$

где $\Delta Г_{сум}$ – суммарная концентрация метана, этана, пропана, бутана в буровом растворе, %;

t – продолжительность бурения, мин/м.

Величина $\Delta Г_{сум}$ равна разности между $Г_{сум.вых}$ (выходящего из скважины) и $Г_{сум.вх}$ (суммарной концентрацией УВГ поступающего в скважину бурового раствора). Для расчета $Г_{сум.вх}$ не реже I раза в сутки отбирается 2-3 пробы бурового раствора у всасывающего патрубка бурового насоса для дегазации и определения C_{ni}. В интервалах повышенных газопоказаний для каждого метра рассчитывается также относительный состав газа

$$C_{oi} = \frac{10^2 \cdot C_{ni}}{\sum_{i=1}^{i=n} C_{ni}} \quad (2I)$$

и флюидные коэффициенты

$$\frac{CH_4}{C_2H_6}; \frac{CH_4}{C_3H_8}; \frac{CH_4}{C_4H_{IO}} \text{ и } \frac{C_2H_6}{\Sigma C_{ni}}; \frac{C_3H_8}{\Sigma C_{ni}}; \frac{C_4H_{IO}}{\Sigma C_{ni}}; \frac{C_2H_6}{C_3H_8} \text{ и др.}$$

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

$$F_Г = \frac{0,037\ Г_{х.пр} \cdot T_{пл} \cdot z}{Р_{пл}}, \quad (22)$$

где $T_{пл}$ – 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

$$Р_{п.кр} = Р_{кр.I} \cdot Q_1 + Р_{кр.2} Q_2 + \ldots + Р_{кр.n} \cdot Q_n, \quad (23)$$

$$T_{п.кр} = T_{кр.1} \cdot Q_1 + T_{кр.2} \cdot Q_2 + \ldots + T_{кр.n} \cdot Q_n , \quad (24)$$

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

$P_{кр1}, P_{кр.2}, \ldots P_{кр.n}$ – критические значения давления отдельных компонентов, МПа;

$T_{кр.1}, T_{кр.2}, \ldots T_{кр.n}$ – критические значения температуры отдельных компонентов, °К.

Приведенные давление и температура рассчитываются по формулам

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{P_{п.кр}} , \quad (25)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{пл}}{T_{п.кр}} . \quad (26)$$

По вычисленным значениям приведенных давления и температуры по палетке (рис. 26) находится коэффициент сжимаемости газа.

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

$$q_ф = \frac{\Delta V}{\Delta t \left(\pi D \cdot m + \frac{\pi D^2}{4} \right)} , \quad (27)$$

где ΔV – уменьшение или увеличение объема бурового раствора в приемной емкости за время наблюдения, л/мин;

Δt – время наблюдения, мин;

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

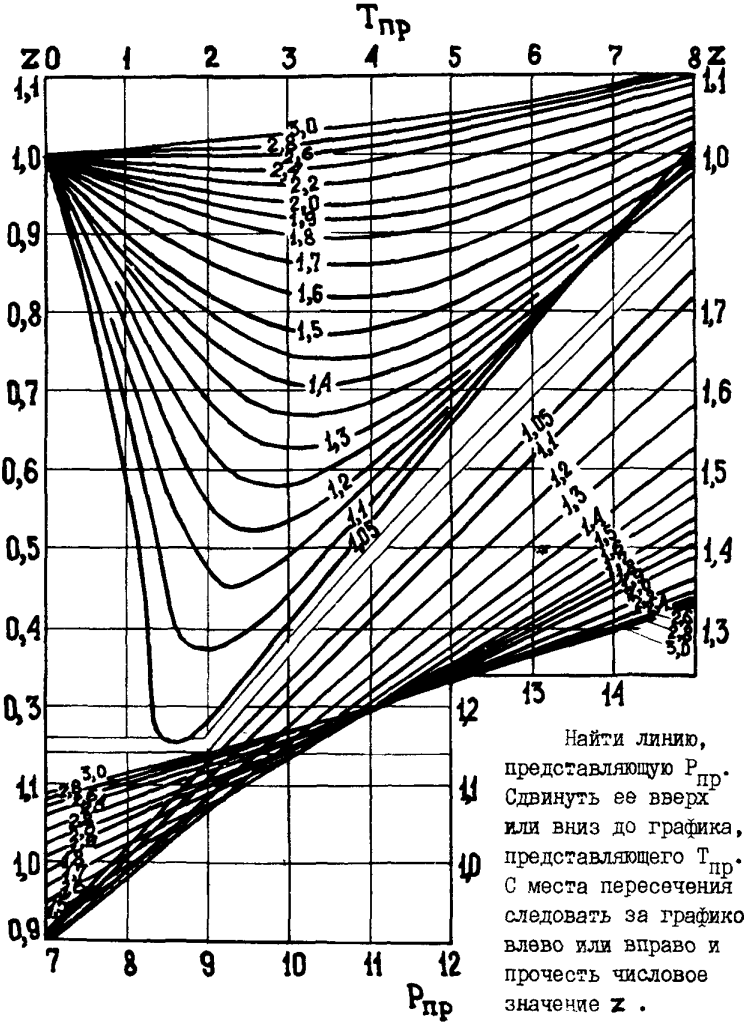
При поглощении с интенсивностью более 10 л/мин/м^2 расчет $F_г$ производится по формуле

$$F_г = \frac{0{,}037\ Г_{х.пр} \cdot T_{пл} \cdot Z}{P_{пл} \cdot K_ф} , \quad (28)$$

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 $Г_{х.пр}$ 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



Найти линию, представляющую $P_{пр}$. Сдвинуть ее вверх или вниз до графика, представляющего $T_{пр}$. С места пересечения следовать за графиком влево или вправо и прочесть числовое значение **z** .

Рис. 26. Палетка для определения коэффициента сжимаемости газа **z** .

$$K_{ф} = I - 0,I \sqrt{q_{ф}} . \qquad (29)$$

Если интенсивность фильтрации более 70-80 л/мин/м^2, величина остаточного газосодержания не рассчитывается.

При признаках проявления отбираются пробы бурового раствора, и по результатам термовакуумной дегазации и компонентного анализа дается заключение о характере насыщения пласта. Одновременно оператор предупреждает буровую бригаду о проявлении и интенсивности притока.

Калибровка хроматографа производится не реже I раза в месяц, а также после переезда на новую скважину или после замены сорбента в колонках хроматографа. Калибровка хроматографов проводится аттестованными газовыми смесями. Приготовление и аттестация газовых смесей осуществляется в соответствии с "Методическими указаниями по приготовлению и аттестации газовых смесей для градуировки хроматографов" (ВНИИвзрывгеофизика, М.: 1983). Концентрация углеводородных газов по хроматографу рассчитывается по формуле

$$C_{xi} = K_{м} \cdot K_{ч} \cdot A_{п}, \qquad (30)$$

где C_{xi} - концентрация i-го компонента углеводородного газа,%;
$K_{м}$ - коэффициент загрубления масштаба;
$K_{ч}$ - коэффициент чувствительности i-го компонента, %/мин;
$A_{п}$ - длина пики i-го компонента, мм.

Результаты калибровок хроматографа приводятся на хроматограмме.

Калибровка суммарного газоанализатора проводится не реже I раза в месяц, а также после переезда на новую скважину, ремонта или замены чувствительных элементов анализатора. Результаты калибровки газоанализатора приводятся на диаграмме $Г_{сум}$. При проведении газового каротажа оператор ведет журнал геолого-технологических исследований (приложение 7).

Оперативная интерпретация результатов газового каротажа в процессе бурения проводится в следующей последовательности.

По кривой $Г_{сум}$, регистрируемой непрерывно в функции времени, выделяются аномалийные участки (в I,5 раза и более выше фоновых значений) и определяется природа газовых аномалий.

Если газовая аномалия обусловлена возможным поступлением газа из пласта, кривая $Г_{сум}$ сопоставляется с кривой $Г_{сум.вых}$ (с учетом времени отставания), построенной в принятом на сводной диаграмме масштабе глубин.

При наличии на кривой $Г_{сум.вых}$ газовой аномалии для каждого метра рассчитываются значения $Г_{х.пр}$, флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

По палеткам раздельного анализа газа (РАГ) и по палеткам граничных флюидных коэффициентов (ГФК), построенным применительно к исследуемой площади или району, определяют характер насыщения коллектора.

Рассчитывается величина $F_г$, и полученные для данного участка значения сравнивают с граничными для данного района.

Появление газовой аномалии на кривой $Г_{сум}$ может быть обусловлено следующими причинами:

- уменьшением расхода бурового раствора;
- увеличением механической скорости проходки;
- поступлением газа из пласта (разбуриваемого или вышележащего);
- поступлением газа из глин с аномально-высоким поровым давлением;
- поступлением газа в раствор за счет эффекта свабирования (при подъеме бурильной колонны);
- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа;
- наличием в буровом растворе примесного газа.

Газовые аномалии, обусловленные первыми двумя из перечисленных выше причин, легко распознаются при анализе поведения кривых Q и Т. Содержание бурового раствора за счет поступления пластового газа зависит главным образом от величины дифференциального давления в системе "скважина-пласт", газонасыщенности пласта и его мощности. Повышенные значения $Г_{сум}$ наблюдаются по истечении времени отставания $t_{от}$ после вскрытия кровли пласта. Начало аномалии соответствует кровле пласта, а максимум $Г_{сум}$ - подошве пласта. После прохождения пласта наблюдается резкое уменьшение $Г_{сум}$, если забойное давление превышает пластовое.

При превышении пластового давления над забойным величина $Г_{сум}$ после прохождения пласта будет возрастать и газовые аномалии характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью. Поступление пластового газа как из разбуриваемого пласта, так и из ранее пройденных пластов может привести к значительным газопроявлениям. К признакам, свидетельствующим об увеличении газообогащения бурового раствора за счет поступления пластового газа, относятся следующие:

- большая длина газовой аномалии, обусловленная вскрытием

пласта большой мощности;

– медленное уменьшение или увеличение $\Gamma_{сум}$ после прохождения пласта за счет поступления газов из вскрытого пласта (мощность пласта определяется по изменению v и данным анализа шлама);

– постепенное увеличение газопоказаний за счет поступления газа из вышележащих пластов.

При разбуривании зон с аномально-высоким поровым давлением наблюдается увеличение $\Gamma_{сум}$, обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением $\Gamma_{сум}$ по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями $\Gamma_{сум}$ во время прохождения ее.

Повышение $\Gamma_{сум}$ бурового раствора, обусловленное поступлением в буровой раствор газа свабирования, возникает при резком подъеме бурильного инструмента над забоем скважины при наращивании, спуско-подъемных операциях, шаблонировке ствола скважины и т.д. 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 выплеском и быстрым затуханием $\Gamma_{сум}$. Поступление газа в буровой раствор за счет эффекта свабирования может привести к значительному повышению газонасыщенности и даже к выбросу при наличии сальника на бурильном инструменте и резком подъеме инструмента.

Появление газовых аномалий за счет наличия в буровом растворе рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину. Появление аномалий данного типа наблюдается с отставанием на величину полного цикла промывки от момента регистрации предыдущей газовой аномалии и отличается от нее более выположенной формой амплитуды и более "тяжелым" относительным составом газа. Характер изменения $\Gamma_{сум}$ при регистрации перечисленных выше газовых аномалий показан на рис. 27.

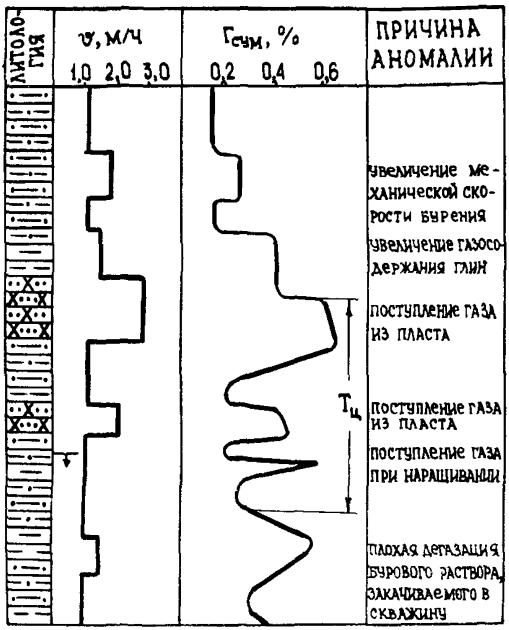


Рис. 27. Газовые аномалии наращивания бурильного инструмента.

Газовые аномалии могут быть связаны с поступлением в буровой раствор газа, обусловленного добавками нефтепродуктов и щелочных химреагентов. Добавки в буровой раствор нефтепродуктов (особенно недегазированной нефти) значительно повышают общий газовый фон и часто ведут к полной потере полезной информации. Распознавание причины аномалии обычно не представляет затруднений, если осуществляется тщательный контроль за вводимыми в буровой раствор добавками.

При выявлении газовой аномалии, обусловленной поступлением в буровой раствор пластового газа, определяется характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения C_{oi} и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ и ГФК. Палетки строятся для данного района по результатам ГТИ и ИПТ на ранее пробуренных скважинах исследуемой площади или по соседним площадям района (рис. 28, 29).

При наличии в исследуемом районе большого объема фактического материала по газовому каротажу можно на основе статистической обработки геохимической информации и данных испытаний пластов-коллекторов определить граничные значения флюидных коэффициентов для продуктивных и непродуктивных пластов и на трехкоординатной диаграмме выделить так называемую продуктивную область значений флюидных коэффициентов - область $\mathcal{S}$ (рис. 30).

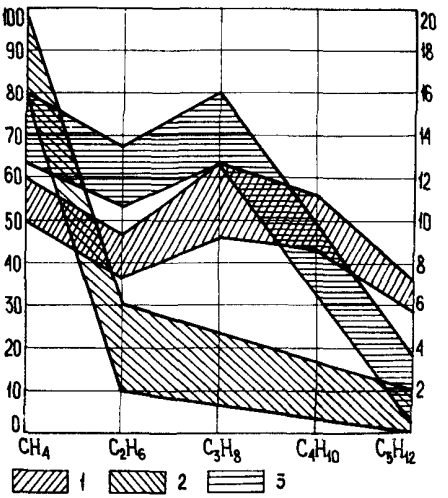


Рис. 28. Палетка раздельного анализа газа (РАГ):

I - нефтеносные; 2 - газоносные; 3 - водоносные пласты.

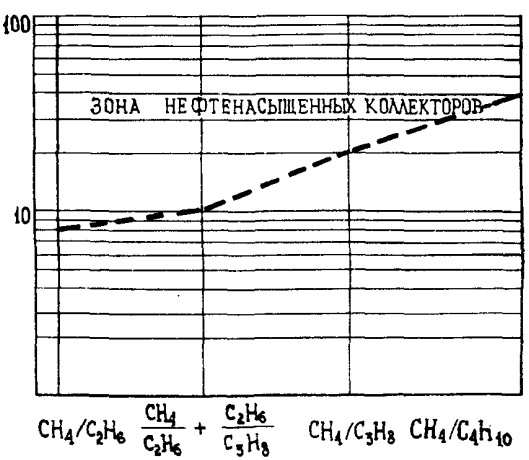


Рис. 29. Палетка флюидных коэффициентов (ГФК) для каменноугольных отложений месторождения Тенгиз (бурение на ИБР):

- - - - линия граничных значений флюидных коэффициентов.

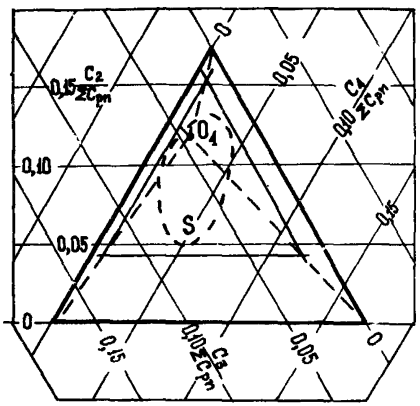


Рис. 30. Определение характера насыщения пласта с использованием базового треугольника.

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.

На координатной сетке строится треугольник флюидных коэффициентов путем проведения линий, соответствующих значениям $C_2H_6/\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}$; $C_3H_8/\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}$; $C_4H_{10}/\sum_{n=1}^{n=4} C_{р.п}$ по трем координатным осям, расположенным под углом 120^0 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.

При незначительном объеме фактического материала по ранее пробуренным на площади скважинам с помощью трехкоординатной диаграммы можно судить только о характере насыщения коллектора (нефть, газ). Если по палеткам РАГ и ГФК пласт классифицируется как нефтегазонасыщенный, рассчитывается величина $F_г$, которая сравнива-

ется с граничной для нефте- и газоносных пластов данного района. Так как $F_т$ зависит в основном от приведенных газопоказаний, величина которых изменяется в широких пределах (0,05 до 20 и выше), при оценке характера насыщения пласта необходимо использовать информацию по другим методам: по ЛБА, газометрии шлама, ФЭК-анализу и др.

Особенности проведения газового каротажа при бурении скважин с применением известково-битумных растворов (ИБР)

При газовом каротаже скважин, бурящихся с применением ИБР, необходимо применять желобные дегазаторы с дроблением потока и производить их периодическую калибровку по методике, изложенной в подразделе 6.2. Дегазатор калибруется только на метан, этан, пропан и их сумму. Термовакуумная дегазация проб бурового раствора производится при температуре 85°, так как при температуре выше 85°С (рис. 31, а) содержание CH_4, C_2H_6 и C_3H_8 увеличивается незначительно по сравнению с iC_4H_{10}, nC_4H_{10} и C_5H_{12}.

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам. Из графиков изменения газо-

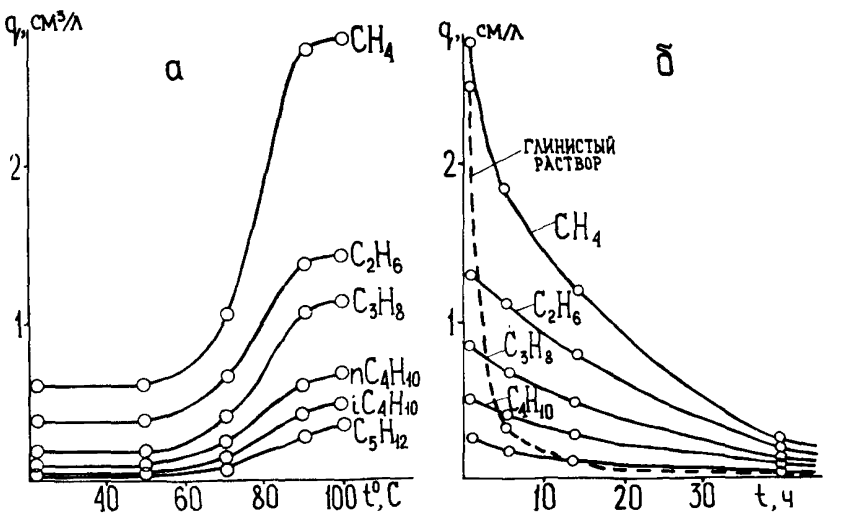


Рис. 31. Изменение газонасыщенности бурового раствора при различных режимах дегазации.

насыщенности q в зависимости от времени t естественной дегазации известково-битумного (γ = 2,I г/см^3, μ = 48 с) и глинистого (γ = I,I4 г/см^3, μ = 40 с) растворов (рис. 3I, 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 I5 мин, $\Gamma_{сум.вх}$ определяется с использованием $\Gamma_{сум.вых}$ и поправочного коэффициента φ, учитывающего естественную дегазацию ИБР при движении его по желобной системе и в приемной емкости,

$$\Gamma_{сум.вх} = \varphi \cdot \Gamma_{сум.вых}. \qquad (28)$$

При бурении на ИБР с плотностью I,8–2,I г/см^3, вязкостью 40–60 с и газонасыщенностью 2,5–4,5 см^3/л значение φ = 0,90÷0,92. Если свойства раствора отличаются от вышеуказанных, коэффициент φ определяется опытным путем. Для этого отбираются 3–5 проб раствора на выходе из скважины при различном газосодержании ИБР и через I5 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 φ и по формуле (28) 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;

– выясняется природа 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 $F_т$ по формуле (22), причем сумма УВГ рассчитывается по трем компонентам: метану, этану, пропану;

– полученные значения $F_т$ и флюидных коэффициентов сравнивают с граничными для данного района и оценивают характер насыщения коллектора.

Газовый каротаж в процессе бурения имеет ряд ограничений. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов невозможно, если, во-первых, в буровой раствор вводится недегазированная нефть (>I0% от общего объема бурового раствора); во-вторых, наблюдается ка-

тастрофическое или полное поглощение бурового раствора.

Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов затруднено при следующих ситуациях: I) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (>30%); 2) мощность пласта мала (< I м) и механическая скорость бурения низка (< I м/ч); 3) происходит поступление газа из вышележащих пластов; 4) при плохой очистке и дегазации бурового раствора.

При наличии вышеперечисленных факторов необходимо проводить дополнительный комплекс исследований и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже после бурения регистрируется непрерывно в функции времени суммарное содержание УВГ в газовоздушной смеси, а в интервалах повышенных газопоказаний проводится компонентный анализ смеси. Основная трудность при проведении $ГзК_{П}$ заключается в выборе оптимального времени простоя скважины без циркуляции бурового раствора. Это время зависит главным образом от величины дифференциального давления в системе "скважина-пласт" и колеблется в пределах от 2-3 до I0-I2 ч и более. Проводится $ГзК_{П}$ в течение I-2 сут после вскрытия перспективных отложений, пока зона проникновения фильтрата бурового раствора не достигла больших размеров. Продолжительность каротажа должна быть в I,5 раза больше расчетного времени полного цикла циркуляции бурового раствора. При полном цикле циркуляции обогащенные углеводородами интервалы на кривой $Г_{сум}$ фиксируются дважды симметрично глубине забоя - для затрубного и внутритрубного пространства. При привязке газовых аномалий к глубине необходимо учитывать их смещение за счет вытеснения бурового раствора из скважины при спуске бурильного инструмента: чем выше от забоя скважины расположен газоотдающий источник, тем смещение будет больше (рис. 32).

Интерпретация $ГзК_{П}$ заключается в выявлении нефтегазоносных пластов по зафиксированным газовым аномалиям, определении характера насыщения пластов и глубины залегания их. О наличии или отсутствии перспективных пластов судят по изменению кривой $Г_{сум}$, построенной в функции времени. Если значение $Г_{сум}$ в I,5 и более раза превышает фоновые, это свидетельствует о наличии в разрезе пластов-коллекторов. Характер насыщения углеводородной залежи определяют по результатам компонентного анализа УВГ с помощью палеток РАГ и ГФК.

Проведение газового каротажа после бурения невозможно в следующих случаях: I) пластовое давление превышает гидростати-

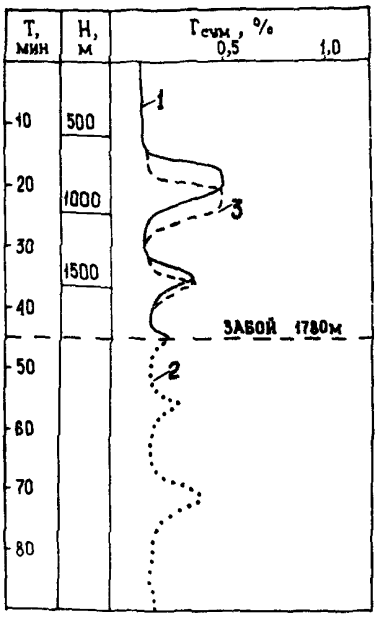


Рис. 32. Выделение нефтегазоносных пластов по результатам $ГзК_{п}$:

I - изменение $Г_{сум}$ бурового раствора из затрубного пространства; 2 - тоже из внутритрубного пространства; 3 - фактическое расположение аномальных зон по стволу скважины.

ческое, в результате чего пластовый флюид из пласта непрерывно поступает в скважину и распространяется вверх и вниз по стволу; 2) гидростатическое давление значительно превышает пластовое, вследствие чего диффузия УВГ в скважину очень мала.

Данные по результатам $ГзК_{б}$ и $ГзК_{п}$ заносятся в журнал геолого-технологических исследований, ежесуточную сводку и на сводную диаграмму геологических исследований или на сводную диаграмму газового каротажа (приложение 8).

Измерение плотности, вязкости и водоотдачи бурового раствора

Производится не реже I раза в смену (8 ч), а также при увеличении газопоказаний (в I,5 и более раза), признаках проявления, добавках химических реагентов, воды и нефти.

Плотность бурового раствора определяется с помощью рычажных весов или ареометров типа АГ согласно прилагаемых к ним инструкций по эксплуатации.

Условная вязкость, характеризующая гидравлическое сопротивление бурового раствора прокачиванию, измеряется с помощью стандартного полевого вискозиметра типа СПВ по прилагаемой к прибору инструкции.

Водоотдача, характеризующая объем фильтрата ($см^3$), отделив-

шегося от бурового раствора за 30 мин при пропускании раствора через бумажный фильтр диаметром 75 мм, измеряется с помощью прибора ВМ-6 согласно прилагаемой к прибору инструкции.

Измеренные значения плотности, вязкости и водоотдачи заносятся в журнал геолого-технологических исследований, ежесуточную сводку и на сводные диаграммы.

Анализ газовой фазы пластового флюида

Пластовые пробы, отобранные глубинными пробоотборниками, разгерметизируются на устье скважины для анализа в станции ГТИ или доставляются в стационарные лаборатории территориальных НИПИ, ЦНИЛов.

Разгерметизация пробоотборника на скважине производится с помощью портативной установки по методике, изложенной в РД 39-0147716-512-85 "Технология исследования глубоких разведочных скважин испытателями на трубах с применением новых технических средств "Глубина" (ВНИИнефтепромгеофизика, 1986). Полученный газ подвергается хроматографическому анализу на содержание УВГ от метана до гексана включительно. Если в результате дегазации первой камеры пробоотборника установлено, что скважинная проба представляет собой нефть (или смесь нефти с водой, где нефть составляет 30% и более по объему), то пробу в последующих камерах пробоотборника необходимо доставить в лабораторию для проведения полного физико-химического анализа.

Интерпретация данных анализа газовой фазы пластового флюида позволяет сделать заключение о характере насыщения пласта (если нет прямых признаков наличия нефти). При этом используются палетки РАГ, ГФК и соотношения коэффициентов C_2H_6/C_3H_8 и nC_4H_{10}/iC_4H_{10}. Для чисто газовых залежей коэффициенты равны соответственно 3-6 и 2, для нефтяных - I и 2, для водоносных - 3 и I.

6.3. Дополнительный комплекс исследований

Термометрия бурового раствора

Метод основан на измерении температуры бурового раствора на входе и выходе скважин. Применяется для выделения в разрезе коллекторов и зон аномально-высоких давлений.

Физическая сущность метода заключается в том, что различные типы пород, а также минералы, слагающие скелет породы, и

флюиды, насыщающие ее, имеют неодинаковую теплопроводность, вследствие чего при вскрытии скважиной коллектора или зоны АВПД температура раствора на выходе изменяется.

Температура измеряется непрерывно в функции времени или глубины во время циркуляции бурового раствора на выходе и входе из скважины с помощью датчиков температуры: на выходе - в желобной системе перед дегазатором, возможно ближе к устью скважины, на входе - в приемной емкости возле всасывающего патрубка буровых насосов.

Через I м проходки рассчитываются величина дифференциальной температуры

$$\Delta T \approx T_{вых} - T_{вх.от}, \qquad (29)$$

где $T_{вх.от}$ - температура поступающего в скважину бурового раствора с учетом времени отставания (устье скважины-забой-устье), ^{o}C,

и величина градиента изменения температуры бурового раствора с глубиной

$$\Gamma_{р} = T_{H_{вых}} - T_{(н-I)_{вых}}, \qquad (30)$$

где $T_{H_{вых}}$ - температура выходящего из скважины бурового раствора на глубине Н (м), ^{o}C;

$T_{(н-I)_{вых}}$ - температура выходящего из скважины бурового раствора на глубине Н-I (м), ^{o}C.

В масштабе, принятом на сводной диаграмме геологических исследований, строятся графики изменения $T_{вых}$, ΔT и $\Gamma_{р}$ с глубиной с учетом времени отставания (забой скважины - устье), определяемого по формуле (I5). Так как температура бурового раствора зависит от целого ряда технологических факторов: расхода бурового раствора, добавок химреагентов, технического состояния ствола скважины и других, - при интерпретации получаемой термограммы необходимо учитывать их изменение и отмечать на кривых $T_{вых}$, ΔT и $\Gamma_{р}$ параметры бурового раствора, добавки химреагентов, спуско-подъемные операции и наращивание бурильного инструмента (начало-окончание), расход бурового раствора. Точки, показывающие зависимость температуры промывочной жидкости от времени и глубины, объединяются в группы по интервалу каждого долбления, причем верхние точки, соответствующие неустановившемуся тепловому режиму, не учитываются. По точкам, соответствующим установившемуся тепловому режиму с учетом времени отставания, строится

график изменения температуры бурового раствора с глубиной, после чего в интервалах долблений, характеризующихся одинаковым углом наклона, проводят осредняющие линии и рассчитывают градиент изменения температуры бурового раствора на отдельных участках разреза. Для выделения зон АВПД график изменения температуры строится в масштабе 1:2000. При резком изменении $T_{вых}$, ΔT и Γ_p выясняется причина аномалии.

Наиболее вероятной причиной появления отрицательных аномалий является вскрытие газо- или нефтенасыщенного коллектора с высоким газовым фактором или выход аэрированных порций бурового раствора. Положительные аномалии обычно бывают обусловлены вскрытием нефтенасыщенного коллектора, вскрытием зоны аномально-высоких поровых давлений, добавками в буровой раствор химических реагентов.

При вскрытии коллектора кровля пласта отмечается повышением или понижением $T_{вых}$, ΔT и Γ_p, а подошва пласта - их максимальными значениями.

Информативность термометрии резко снижается при частых СПО (продолжительность каждого долбления < 2-3 ч), добавках в большом количестве в процессе бурения химреагентов и воды, при значительных изменениях расхода бурового раствора и поглощениях.

Резистивиметрия бурового раствора

Метод основан на измерении удельного электрического сопротивления $\rho_п$ промывочной жидкости на входе и выходе из скважины. В качестве дополнительного применяется при выделении коллекторов и оценке характера их насыщения. Изменение сопротивления промывочной жидкости происходит при вскрытии коллектора и поступлении в него пластового флюида.

Измерение $\rho_п$ проводится непрерывно или дискретно в функции времени или глубины в процессе циркуляции промывочной жидкости на выходе из скважины. Привязка кривой $\rho_п$ к истинным глубинам производится с учетом времени отставания. График изменения $\rho_п$ строится в масштабе, принятом на сводных диаграммах ГТИ.

При изменении удельного электрического сопротивления (более чем на 1/3) по сравнению с фоновыми значениями выясняется причина.

Наиболее вероятные причины появления отрицательных аномалий (уменьшение $\rho_п$ по сравнению с фоновыми значениями):

- прохождение коллектора, насыщенного водой;
- разбуривание соленосных отложений;
- добавки в буровой раствор химреагентов, содержащих в своем составе соли и щелочи;
- добавки в буровой раствор соленой воды.

Наиболее вероятные причины появления положительных аномалий (увеличение $\rho_П$ по сравнению с фоновыми значениями):
- прохождение нефтегазонасыщенного коллектора;
- наличие в буровом растворе пачек воздуха;
- добавки в буровой раствор химреагентов;
- добавки в буровой раствор нефти.

Повышенные или пониженные значения $\rho_П$ будут приурочены к нефтегазонасыщенным или водоносным коллекторам. Кровля коллектора отмечается началом регистрации аномалии $\rho_П$ в функции истинных глубин, т.е. с учетом времени отставания $t_{от}$. Подошва коллектора отмечается максимальными значениями $\rho_П$ (рис. 33).

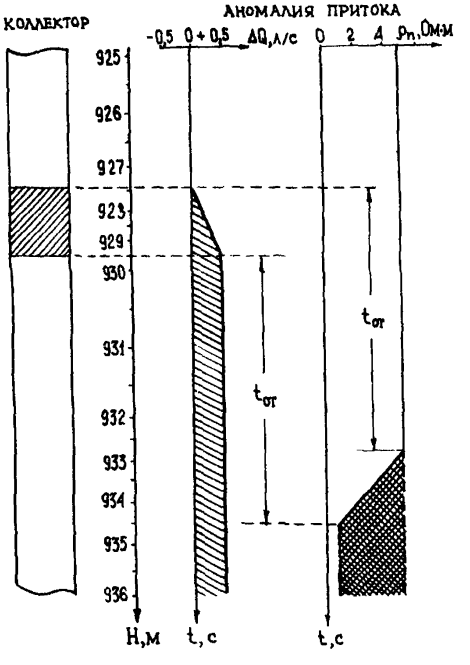


Рис. 33. Выделение коллектора по изменению удельного электрического сопротивления и расхода бурового раствора.

Нефтегазонасыщенный коллектор не выделяется по кривой $\rho_П$ в следующих случаях: 1) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (на 30% и более); 2) буровой раствор содержит большое количество нефтяных добавок; 3) бурение ведется на аэрированных буровых растворах; 4) наблюдается катастрофическое или

полное поглощение бурового раствора; 5) в буровой раствор введена нефть (>10%) или бурение ведется на нефтеэмульсионном растворе.

Выделение нефтегазонасыщенного коллектора по кривой $\rho_п$ затруднено, если 1) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (>30%); 2) мощность пласта мала (<1 м) и механическая скорость бурения низка (<1 м/ч); 3) наблюдается поступление в буровой раствор нефти и газа из ранее пробуренных пластов.

Оценка характера насыщения коллекторов по данным резистивиметрии возможна при вскрытии газо-, водо- и нефтеносных пластов. В последнем случае оценка характера насыщения возможна, если пластовое давление больше забойного, т.е. наблюдается поступление пластового флюида в скважину.

При вскрытии газо- или водоносных пластов обычно возникают газовые аномалии, которые в зависимости от величины пластового $P_{пл}$ и гидростатического $P_{гс}$ давлений бывают трех типов (рис. 34).

Газовые аномалии первого типа возникают при $P_{гс} = P_{пл}$. На кривой $\rho_п$ отмечается повышение значений удельного электрического сопротивления, связанное с поступлением в раствор газа из разбуриваемой породы (см. рис. 34, а).

Газовые аномалии второго типа возникают при $P_{гс} > P_{пл}$. При вскрытии коллектора регистрируется обычная аномалия поглощения, а затем с запозданием на время $t_{от}$ – незначительная газовая аномалия, которая на кривой $\rho_п$ отмечается небольшим увеличением электрического сопротивления бурового раствора. При значительном превышении гидростатического давления над пластовым увеличение $\rho_п$ не наблюдается.

Газовые аномалии третьего типа возникают при $P_{гс} < P_{пл}$. При вскрытии газонасыщенного коллектора регистрируется аномалия притока, а затем с запозданием на время $t_{от}$ – газовая аномалия неограниченной продолжительности, которая на кривой $\rho_п$ отмечается увеличением удельного электрического сопротивления бурового раствора. Величина изменения $\rho_п$ будет зависеть от мощности коллектора и величины пластового давления. При вскрытии водонасыщенного коллектора удельное сопротивление бурового раствора будет уменьшаться. Величина изменения $\rho_п$ в этом случае будет зависеть от мощности коллектора и степени минерализации пластовой воды.

На кривых расхода и удельного электрического сопротивления

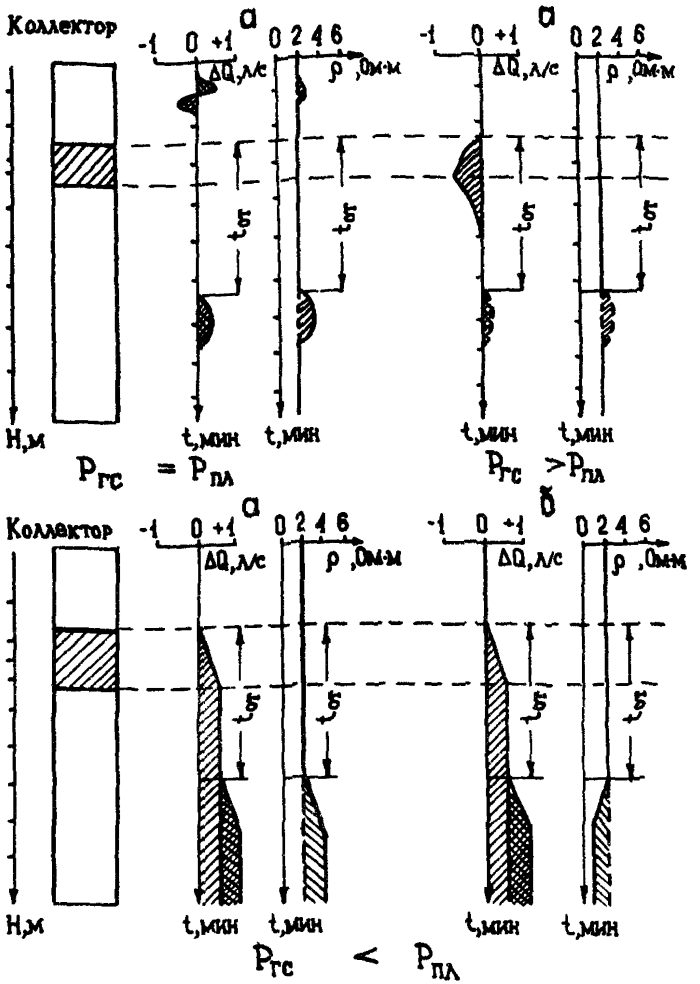


Рис. 34. Характер изменения кривых ΔQ и $\rho_п$ в зависимости от величины пластового давления и характера насыщения коллектора:

а - газонасыщенный; б - водонасыщенный.

часто отмечаются воздушные аномалии, образующиеся вследствие накопления воздуха в "квадрате" и верхней части бурильных труб во время наращивания инструмента. Воздушная аномалия регистри-

руется на кривых Q и $\rho_{п}$ с отставанием на время, равное времени прохождения воздушной пачки от устья скважины до ее забоя и обратно.

График изменения удельного электрического сопротивления строится в принятом на сводной диаграмме масштабе глубин и прилагается к сводной диаграмме геологических исследований.

7. КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ

При проведении ГТИ применяется широкий комплекс измерений технологических параметров. В качестве основных методов для изучения геологического разреза используются механический каротаж и расходометрия, позволяющие получать практически мгновенную информацию о разбуриваемом разрезе, в качестве дополнительных - свабирование и виброакустический каротаж. Схема исследований с использованием технологических параметров показана на рис. 35.

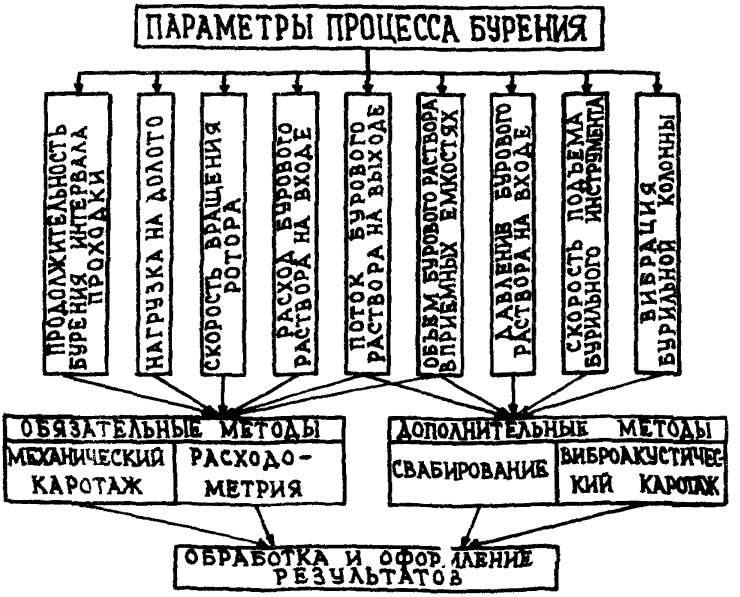


Рис. 35. Схема исследований с использованием параметров бурения.

7.I. Обязательные методы

Механический каротаж

Метод основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины - продолжительности бурения заданного постоянного интервала. При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; I,0 м) или механической скорости через 0,5; I,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать следующее условие: величина выбранного интервала должна кратно (не менее чем в 5-6 раз) превышать максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи). В зависимости от условий бурения рекомендуются следующие интервалы проходки:

Условия бурения	$v > 15$ м/ч	$v < 15$ м/ч	Наличие автомата подачи
Интервал проходки, м	I,0	0,5	0,2

Мощность литологических разностей, которые можно выделять в разрезе на основе механического каротажа, должна кратно (не менее чем вдвое) превышать выбранный интервал проходки:

Интервал проходки, м	I,0	0,5	0,2
Минимальная мощность литологических разностей, м	2,0	I,0	0,4

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы. Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают нагрузка на долото, частота вращения долота, расход бурового раствора, величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".

При постоянном режиме бурения механическая скорость будет определяться критическим напряжением горных пород, которое характеризует физико-механические свойства пород, в том числе плотность и пористость.

Наибольшими критическими напряжениями отличаются монолитные кварциты и полиминеральные магматические породы, из осадочных - известняки, прочность которых повышается с увеличением степени кристаллизации и окремнелости. Доломитизация и выщелачивание известняков, приводящие к появлению вторичной пористости, а также глинизация резко снижают их прочностные свойства.

Критическое напряжение песчано-алевритовых пород зависит от степени цементации песчаного материала и его минерального состава. Наибольшую прочность имеют кварцевые песчаники с кремнистым цементом, наименьшую - песчаники с глинистым цементом. Глины, аргиллиты, пески отличаются низкими значениями критического напряжения (табл. 21).

Таблица 21

Степень твердости и критические напряжения горных пород

Степень твердости	Горные породы	Критическое напряжение от динамич. нагрузки, $кг/см^2$
Чрезвычайно твердые	Очень твердые кварциты, перидотиты, пироксены. Основные изверженные породы, крепкие гранитовые породы, кварцевые порфиры	1250 и более
Очень твердые	Крепкие окремнелые и метаморфизованные известняки, доломиты и песчаники. Крепкие железные руды. Лавы	> 500
Твердые	Песчаники с известковистым цементом, известняки и доломиты, ангидриты, плотные мергели. Крепкие конгломераты. Окремнелые глинистые сланцы, разрушенные изверженные породы	200-500
Средние	Песчаники с глинистым цементом, пористые известняки и доломиты, ракушняки. Конгломераты. Глинистые сланцы	50-200
Довольно мягкие	Рыхлые песчаники, ситчатые и кавернозные рыхлые известняки. Глины на больших глубинах, каменная соль, гипс. Крепкие каменные угли, антрациты	10-50
Мягкие	Глины при небольших глубинах залегания. Каменные угли, плотный лесс	2-10

Продолжение табл. 21

Степень твердости	Горные породы	Критическое напряжение от динамичной нагрузки, кг/см^2
Очень мягкие	Песчанистые глины, пески глинистые, лесс	0,5 – 2
Сыпучие и плывуны	Рыхлые пески, плывуны, насыпная земля, растительная земля, легкие суглинки, торф, болотистый грунт	< 0,5

Так как на скорость бурения, помимо литологического состава пород, оказывают влияние разнообразные технологические факторы, последние необходимо учитывать, особенно при бурении глубоких скважин. Для исключения влияния на данные механического каротажа изменений в режиме бурения (нагрузки на долото, частоты вращения ротора, диаметра долота и др.) следует рассчитывать нормализованную механическую скорость проходки.

Наиболее эффективным способом нормализации механической скорости при роторном бурении является расчет d_s – экспоненты или параметра прочности породы $\sqrt{\sigma}$. Последний из указанных способов используется для выделения коллекторов в карбонатном разрезе. При этом значение $\sqrt{\sigma}$ рассчитывается через каждый метр проходки по формуле

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\sigma_t} \cdot F. \qquad (31)$$

Параметр $\sqrt{\sigma_t}$, учитывающий влияние параметров режима бурения, определяется по формуле

$$\sqrt{\sigma_t} = \frac{25{,}4 \cdot w^{0{,}5} \cdot n^{0{,}25}}{D \cdot \vartheta^{0{,}25}} + 0{,}028(7 - 0{,}001H), \qquad (32)$$

где n – скорость вращения ротора, об/мин;

D – диаметр долота, мм.

Параметр F учитывает влияние на процесс разрушения горной породы дифференциального давления на забой скважины и определяется по формуле

$$F = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + n_t^2 [0{,}1H(\gamma_p - g\,\mathrm{grad}\,P_{rc})]}}{n_t\, 0{,}1H(\gamma - g\,\mathrm{grad}\,P_{rc})}, \qquad (33)$$

где n_t – функция времени, требуемого для выравнивания дифференциального давления,

$$n_t = \frac{1}{640}\left(4 - \frac{0{,}75}{\sqrt{\sigma_t}}\right), \text{ если } \sqrt{\sigma_t} > 1;$$

$$n_t = \frac{3,25}{640\sqrt{\sigma_t}}, \text{ если } \sqrt{\sigma_t} \leq 1.$$

По вычисленным значениям $\sqrt{\sigma}$ для каждого долбления строится график изменения параметра прочности без учета износа долота. После окончания долбления производится поправка на износ и типоразмер долота, и по скорректированным значениям $\sqrt{\sigma}$ рассчитывается показатель пористости K_σ. Для его расчета используются эмпирические формулы, выведенные для данного района исследований на основе обработки статистического материала. Так, для подсолевых карбонатных отложений месторождения Тенгиз

$$K_\sigma = \frac{1}{1,2 + (6,15\sqrt{\sigma})^2}. \quad (34)$$

Для литологического расчленения разреза при бурении скважин турбинным и роторным способом и для выделения коллекторов в терригенных разрезах используется ненормализованная механическая скорость проходки v или продолжительность бурения интервала t. В данном случае строится график изменения v или t в масштабе, принятом на сводной диаграмме. Учет влияющих факторов сводится к тому, что резкие изменения v или t, совпавшие по знаку и по времени с изменением параметров бурения, исключаются из рассмотрения. При изменении скорости бурения (>20%) через метр проходки рассчитывается относительный параметр буримости

$$\left.\begin{aligned} K_Б &= \frac{v_{пр}}{v_{оп}} \\ \text{или} \quad K_Б &= \frac{t_{пр}}{t_{оп}} \end{aligned}\right\}, \quad (35)$$

где $v_{пр}$, $v_{оп}$ – механическая скорость проходки соответственно исследуемого и опорного пластов, м/ч;

$t_{пр}$, $t_{оп}$ – продолжительность интервала проходки соответственно исследуемого и опорного пластов, мин/м.

В качестве опорного пласта выбирается литологически однородный, выдержанный по мощности в пределах исследуемой площади пласт. Если опорный пласт выбрать невозможно, то в процессе бурения через каждый метр проходки рассчитывается условный коэффициент буримости

$$K_{Б.У} = \frac{\vartheta_n}{\vartheta_{n-1}}$$

или

$$K_{Б.У} = \frac{t_n}{t_{n-1}} \qquad (36)$$

где $\vartheta_n, \vartheta_{n-1}$ – средняя механическая скорость бурения соответственно текущего и предыдущего метра проходки, м/ч;

t_n, t_{n-1} – продолжительность интервала бурения соответственно текущего и предыдущего метра проходки, мин/м.

Интерпретация данных механического каротажа производится в следующей последовательности.

I. На кривых изменения ϑ, t, $K_Б$, $\sqrt{\sigma}$ или K_σ выделяются аномалийные участки. К таким относятся участки интервала, в которых значения ϑ, t и $K_Б$ изменяются в I,5 раза и более или приращение $\Delta\sqrt{\sigma} > 0,I$.

Резкое (в 3 и более) увеличение механической скорости бурения характерно при прохождении карстовых и сильнокавернозных карбонатных пластов. Могут наблюдаться даже провалы бурильного инструмента. Высокими (в 2 и более) значениями механической скорости характеризуются гидрохимические осадки (за исключением ангидритов), гипс, каменная соль и другие, а также глины с аномально-высокими поровыми давлениями.

2. Если при увеличении механической скорости наблюдается поглощение бурового раствора или проявление пластового флюида, что свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, бурение прекращается и производится промывка до выхода забойных порций бурового раствора и шлама. При подтверждении признаков наличия коллектора по данным анализа бурового раствора буровой бригаде выдается рекомендация на отбор керна или проведение ИПТ.

3. После окончания долбления производится анализ изменения механической скорости с учетом износа долота для пробуренного интервала и с учетом литологии пройденных пород и их коллекторских свойств.

4. Уточняются литологические границы смены пластов и пропластков и интервалы пород с высокими коллекторскими свойствами.

5. После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического каротажа к разрезу.

Пример выделения коллекторов по механическому каротажу в терригенном разрезе показан на рис. 36. Как видно из рисунка,

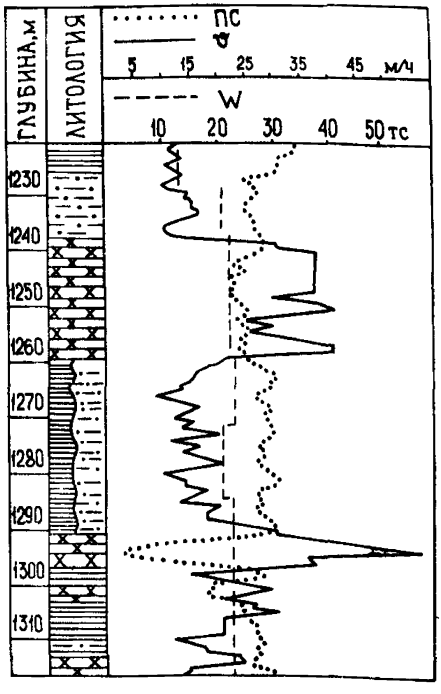


Рис. 36. Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов по механическому каротажу (скв. 372, пл. Уса).

в глинисто-алевритовых пластах (интервалы I220–I238 и I260–I290 м) ϑ = I2÷I5 м/ч, в то время как при разбуривании песчаников (интервал I238–I260 м) механическая скорость возрастает до 35–40 м/ч, а в пласте-коллекторе (интервал I29I–I296 м) – до 55 м/ч.

Пример выделения коллекторов в карбонатном разрезе приведен на рис. 37. Пласты-коллекторы выделяются повышенными, по сравнению с плотными разностями, значениями $K_в$ и хорошо коррелируются с коллекторами, выделенными по ГИС.

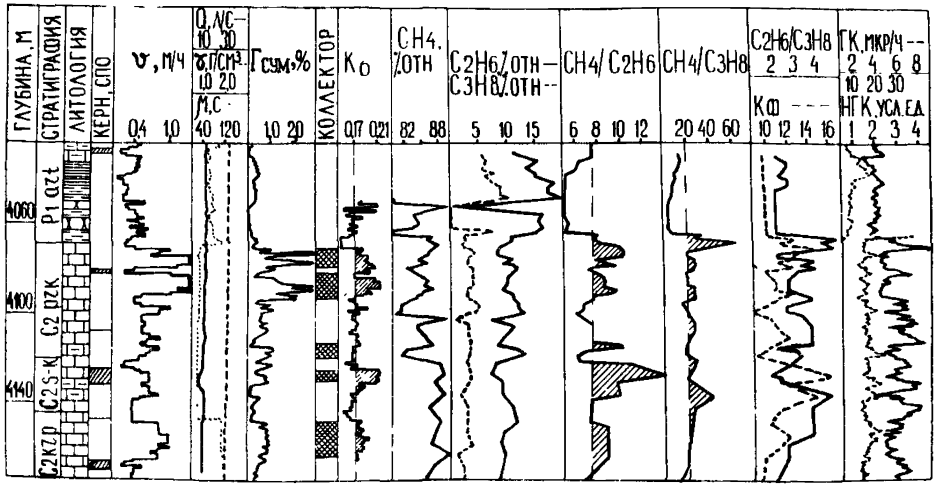


Рис. 37. Выделение нефтенасыщенных коллекторов по показателю пористости $K_в$ в комплексе с газовым каротажом. (скв. II, пл. Тенгиз).

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым.

Кривые изменения механической скорости бурения или продолжительности проходки строятся на сводной диаграмме геологических исследований, а сведения о изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку.

Расходометрия

Проводится с целью выявления в процессе бурения проницаемых интервалов, выделения коллекторов и предупреждения осложнений, связанных с поглощениями и проявлениями. Физическая сущность метода состоит в том, что при вскрытии проницаемого пласта ввиду разности забойного и пластового давлений происходит фильтрация бурового раствора в пласт или поступление в скважину пластового флюида, вследствие чего изменяется объем циркулирующей промывочной жидкости и расход ее на выходе из скважины.

Для проведения расходометрии измеряется и сравнивается количество бурового раствора, нагнетаемого в скважину $Q_{вх}$ и выходящего из скважины $Q_{вых}$, или измеряется объем бурового раствора в приемных емкостях.

При первом способе в процессе бурения непрерывно регистрируется расход бурового раствора на входе и выходе из скважины с помощью расходомеров и определяется дифференциальный расход по формуле

$$\Delta Q = Q_{вых} - Q_{вх}. \qquad (37)$$

Дифференциальный расход характеризует дебит притока пластового флюида в скважину (при $Q_{вых} > Q_{вх}$) или поглощения промывочной жидкости (при $Q_{вых} < Q_{вх}$). При бурении в интервале непроницаемых пород $Q_{вх} = Q_{вых}$, тогда $\Delta Q = 0$. При вскрытии коллектора с пластовым давлением меньше забойного происходит фильтрация бурового раствора в пласт, вследствие чего $Q_{вых} < Q_{вх}$. По мере увеличения мощности вскрываемого коллектора дебит поглощения будет возрастать и достигнет максимума при вскрытии подошвы пласта, после чего начнет уменьшаться за счет образования на стенках скважины глинистой корки. При вскрытии коллектора, пластовое

давление которого больше забойного, из коллектора будет поступать пластовая жидкость, вследствие чего $Q_{вых} > Q_{вх}$. По мере увеличения мощности вскрываемого коллектора дебит притока будет возрастать и достигнет максимума в момент вскрытия подошвы пласта, после чего останется постоянным до тех пор, пока величина депрессии не изменится.

При втором способе непрерывно регистрируется объем промывочной жидкости в приемных емкостях V. О наличии поглощения или притока судят по изменению объема промывочной жидкости. При разбуривании непроницаемых пород, если не происходит долива или слива бурового раствора, объем его в приемных емкостях будет изменяться незначительно. Возможны небольшие потери раствора в скважине за счет проникновения его фильтрата через глинистую корку и стенку скважины. Эта величина зависит от водоотдачи раствора и почти не меняется за время бурения интервала с одинаковыми геологическими характеристиками. В процессе бурения будет наблюдаться постепенное уменьшение объема бурового раствора в приемных емкостях в связи с углублением скважины и очисткой раствора от выбуренной породы.

Для обнаружения зон поглощения или притока пластового флюида в скважину необходимо, чтобы интенсивность этого поглощения или притока $\Delta Q_{ин}$ была больше суммы величин фоновых потерь раствора и погрешности измерителя уровня или объема:

$$\Delta Q_{ин} = \frac{V_2 - V_1}{\Delta t} - \frac{\Delta V_{фон}}{\Delta t}, \qquad (38)$$

где V_1, V_2 – объем раствора в емкостях за время соответственно t и $t + \Delta t$;

$\Delta Q_{фон}$ – фоновое изменение объема за время Δt.

Вскрытие проницаемых пластов регистрируется на кривой уровня или объема аномалиями, начало которых соответствует кровле, а максимальное значение $\Delta Q_{ин}$ – подошве пласта. При комплексировании обоих вышеописанных способов проводится измерение расхода и объема (уровня) бурового раствора и непрерывная регистрация расхода или потока на выходе из скважины и уровня или объема раствора в приемных емкостях. Зоны поглощения промывочной жидкости или притока пластового флюида выделяются по изменению $Q_{вых}$ и V: при поглощении промывочной жидкости будет наблюдаться уменьшение этих величин, а при поступлении в скважину пластового флюида – увеличение. Интенсивность поглощения или притока будет

характеризоваться величиной аномалии на кривых $Q_{вых}$ и V.

Интенсивность поглощения или проявления рассчитывается на аномальных участках по изменению во времени дифференциального расхода или объема бурового раствора в приемных емкостях и представляет собой скорость поглощения бурового раствора или проявления пластового флюида.

Интенсивность поглощения зависит главным образом от величины репрессии на пласт, свойств пластового флюида и типа коллектора.

При вскрытии водоносного пласта, в связи со слабой сжимаемостью водных растворов, обычно поглощение бурового раствора не наблюдается. Приток в скважину происходит при $P_{пл} > P_{гс}$ и отмечается на кривых $Q_{вых}$ и V. Через полуцикл промывки наблюдается резкое уменьшение $\rho_{с.вых}$ и часто - увеличение $\Gamma_{сум}$.

Вскрытие нефтенасыщенного пласта при $P_{гс} > P_{пл}$ сопровождается обычно поглощением бурового раствора. Интенсивность поглощения зависит от перепада давления в системе "скважина - пласт", газового фактора и ее свойств. При $P_{пл} < P_{гс}$ наблюдается приток пластового флюида в скважину, который отмечается на кривых $Q_{вых}$ и V, а спустя полуцикл промывки - на кривых $\Gamma_{сум}$ и $\rho_{с.вых}$.

Вскрытие газоносного пласта при $P_{гс} > P_{пл}$ сопровождается поглощением бурового раствора, причем интенсивность поглощения может быть очень высокой, если пласт вскрывается со значительным превышением забойного давления над пластовым. При $P_{пл} \leq P_{гс}$ наблюдается интенсивный приток газа в скважину, особенно при СПО и наращивании. Его проявление по данным расходометрии часто нельзя обнаружить сразу в связи с высокой сжимаемостью газа. Через полуцикл промывки приток четко фиксируется на кривых $Q_{вых}$, V, $\Gamma_{сум}$, $\rho_{с.вых}$ и T.

По длительности и интенсивности поглощения, учитывая литологические особенности изучаемого разреза, можно судить о типе вскрытого коллектора. Для карбонатных коллекторов обычно характерны аномалии поглощения, характеризующиеся большой амплитудой и длительностью. Гранулярные коллекторы характеризуются быстрым уменьшением интенсивности фильтрации после их прохождения, вследствие глинизации поровых каналов. Пример выделения коллектора в терригенном разрезе по изменению объема бурового раствора в приемных емкостях при постоянном значении $Q_{вх}$ показан на рис. 38. При вскрытии коллектора на глубине 2673 м началось интенсивное поглощение бурового раствора с одновременным резким увеличе-

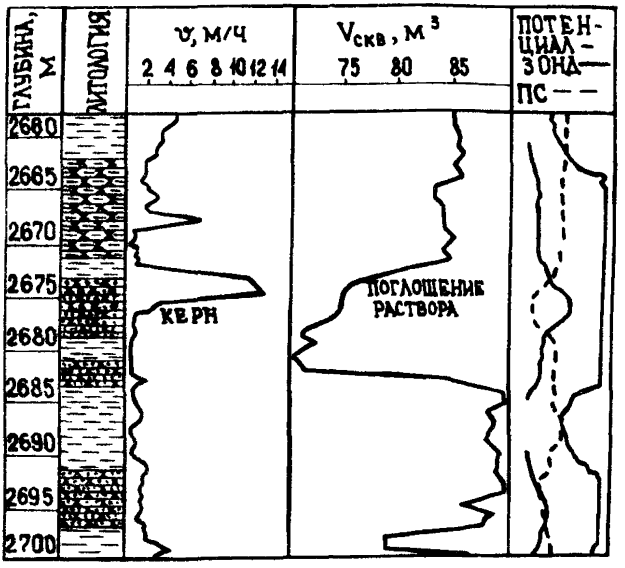


Рис. 38. Пример выделения коллектора по фильтрационному каротажу (скв.3, пл. Пашня).

нием механической скорости проходки. За 2 ч 40 мин объем раствора снизился с 85 до 70 м³, т.е. средняя величина интенсивности поглощения превысила 90 л/мин. После прохождения подошвы коллектора интенсивность поглощения снизилась до 10-12 л/мин и через 2 ч после прохождения коллектора поглощение прекратилось.

Ограничения в применении метода связаны со сложностью учета потерь раствора в циркуляционной системе на поверхности (утечки в желобной системе, потери на вибросите и т.д.).

Кривые изменения расхода (потока) и объема бурового раствора заносятся на сводную диаграмму геологических исследований (см. приложение 5). При поглощении или проявлении оператор станции ГТИ должен немедленно поставить в известность об этом буровую бригаду.

7.2. Дополнительные методы

Свабирование

Используется с целью оперативного выделения проницаемых пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения. Физическая сущность его заключается в создании депрессии на призабойную часть скважины, изменении дифференциального давления в системе "скважина - пласт", вызова притока из проницаемого интервала и последующего изучения физико-химических свойств поступив-

шего в скважину пластового флюида. Создание депрессии на пласт достигается путем резкого подъема бурильной колонны на длину ведущей штанги.

Испытание свабированием проводится по рекомендации оператора станции ГТИ при признаках прохождения перспективного нефтегазоносного интервала: повышении механической скорости проходки (более чем в 2 раза) и суммарных газопоказаний (более чем в I,5 раза), наличии в шламе или керне примазок битумоидов, запаха нефти, бензина, высокой люминесценции шлама или керна (>3 баллов), поглощении промывочной жидкости.

Испытание свабированием производится в следующей последовательности:

- после выдачи рекомендации на проведение испытания свабированием, согласования его с буровой бригадой и дежурным геологом УБР (УРБ) бурение прекращается;

- бурильный инструмент приподнимается над забоем на 0,5 м, измеряется объем раствора в приемной емкости V_I и циркуляция прекращается;

- бурильный инструмент резко поднимается с заранее рассчитанной скоростью подъема над забоем на длину ведущей штанги (I2-I4 м) и медленно со скоростью 0,I м/с опускается до забоя. Указанная операция повторяется 2-3 раза;

- после каждого подъема-спуска измеряется изменение объема промывочной жидкости в приемной емкости (ΔV_I, ΔV_2 и т.д.);

- включается циркуляция, измеряется объем промывочной жидкости в приемной емкости V_2 и проводится непрерывная регистрация суммарных газопоказаний $\Gamma_{сум}$ и раздельный анализ газовоздушной смеси. При повышении значений $\Gamma_{сум}$ более чем на I/3 от фоновых отбирается 2-3 пробы промывочной жидкости для проведения термовакуумной дегазации;

- после выхода забойной порции промывочной жидкости, если отсутствуют признаки прохождения коллектора, бурение продолжается, а при признаках наличия коллектора выдается рекомендация на бурение с отбором керна.

При проведении испытания свабированием оператор станции ГТИ постоянно информирует дежурного геолога и бурового мастера о изменениях объема промывочной жидкости в приемной емкости, суммарных газопоказаний и составе газа. Для создания депрессии на пласт при проведении свабирования должно выполняться условие

$$P_{пл} > P_{гс} - \Delta P_{св} , \qquad (39)$$

где $\Delta P_{св}$ – перепад давления за счет эффекта свабирования.

При наличии вискозиметра Фанна величина $\Delta P_{св}$ рассчитывается для каждой секции колонны труб или кольцевого пространства скважины по формуле

$$\Delta P_{св.i} = \frac{1{,}92 \cdot 10^{-3}\left[F_I + k\left(\frac{4 \cdot 10^3 \vartheta_{от}(2N+1)}{D - d_н}\right)^N\right] \cdot l_i}{D - d_н}, \quad (40)$$

где F_I – показания вискозиметра при скорости вращения 3 об/мин;

k – показатель консистенции бурового раствора,

$$k = \frac{F_2 - F_I}{(511)^N}$$

(где F_2 – показания вискозиметра при скорости вращения 300 об/мин);

$\vartheta_{от}$ – относительная скорость бурового раствора при движении колонны бурильных труб, м/с;

N – показатель потока;

l_i – длина i-й секции, м.

Показатель потока рассчитывается по формуле

$$N = 1{,}4427 \ln \frac{F_3 - F_1}{F_2 - F_1},$$

где F_3 – показания вискозиметра при скорости вращения 600 об/мин.

Относительная скорость бурового раствора при движении колонны бурильных труб (для закрытого конца колонны) определяется из выражения

$$\vartheta_{от} = \frac{40{,}48}{t_п}\left(0{,}45 + \frac{d_н^2}{D^2 - d_н^2}\right), \quad (41)$$

где $t_п$ – время, затраченное на подъем бурильного инструмента, с.

Общая величина $\Delta P_{св}$

$$\Delta P_{св} = \Sigma \Delta P_{св.i}. \quad (42)$$

Давление на забой определяется по формуле

$$P_з = \frac{9{,}8 \cdot \gamma \cdot H}{1000} - \Delta P_{св}. \quad (43)$$

При отсутствии вискозиметра Фанна реологические характеристики бурового раствора снимаются с помощью вискозиметра ВСН-3 и величина $\Delta P_{св.i}$ рассчитывается для каждой секции колонны труб или кольцевого пространства скважины по формуле

$$\Delta P_{св.i} = \frac{392 \eta \cdot \vartheta_t \cdot l_i}{d_н^2} \cdot f + \varphi \frac{1{,}96 \cdot 10^{-3} l_i \cdot \tau_0}{D - d_н}, \quad (44)$$

где η – пластическая вязкость бурового раствора, Па·с;

v_t – скорость движения бурильных труб, м/с;

f, φ – коэффициенты, зависящие от геометрии скважины,

$$f = \frac{2z^2 \ln z + 1 - z^2}{(z^4 - 1)\ln z - (1 - z^2)^2},$$

$$\varphi = 1 + 0{,}0786\left(\frac{d_н}{D}\right) - 0{,}221\left(\frac{d_н}{D}\right)^2 + 0{,}535\left(\frac{d_н}{D}\right)^3,$$

где $z = \frac{D}{d_н}$.

Формула раздельно учитывает влияние вязкости и пластических свойств бурового раствора на изменение давления в кольцевом пространстве при движении бурильных труб и справедлива в диапазоне изменения v_t от 0,17 до 1,0 м/с, η - от 0,01 до 0,03 Па·с для вязкопластических жидкостей.

Давление на забой определяется по формуле (43). Так как $\Delta P_{св}$ прямо пропорциональна v_t, величина создаваемой депрессии на призабойную часть пласта регулируется путем выбора скорости подъема бурильных труб.

В процессе бурения поисковых и разведочных скважин определение $\Delta P_{св}$ должно производиться при каждом наращивании. При этом измеряются и рассчитываются следующие данные: скорость подъема бурильных труб, изменение объема бурового раствора в приемных емкостях до и после наращивания, газосодержание, состав УВГ и удельное электрическое сопротивление бурового раствора после включения циркуляции.

Признаки вскрытия нефтенасыщенного пласта следующие: увеличение объема бурового раствора в приемной емкости сразу же после свабирования, возрастание $\Gamma_{сум}$ и $\rho_{с.вых}$ через полуцикл промывки, соответствие компонентного состава газа нефтяной залежи.

Признаками, свидетельствующими о вскрытии газоносного пласта, являются увеличение расхода бурового раствора на выходе из скважины $Q_{вых}$, возрастание $\Gamma_{сум}$ и $\rho_{с.вых}$ через полуцикл промывки, причем увеличение $Q_{вых}$ будет наблюдаться несколько раньше, чем $\Gamma_{сум}$ и $\rho_{с.вых}$. Аномалии на кривых $Q_{вых}$ и $\Gamma_{сум}$ будут тем больше, чем больше газа поступит в скважину при свабировании. Дополнительный признак вскрытия газоносного пласта - это соответствие компонентного состава газа ожидаемому для газовых залежей данной площади.

Если при свабировании наблюдалось увеличение объема бурового раствора в приемной емкости, а после полуцикла промывки не-

значительное возрастание $\Gamma_{сум}$ и снижение $\rho_{с.вых}$, то это признаки вскрытия водоносного пласта.

При интерпретации первичных материалов необходимо учитывать, что даже при соблюдении неравенства (39) свабирование может не дать положительных результатов. Это может быть обусловлено рядом причин: типом пластового флюида (вязкая нефть), характеристикой коллектора (низкие коллекторские свойства), наличием глубокой зоны проникновения фильтрата в пласт и т.д.

Во избежание закупорки призабойной части пласта свабирование следует проводить сразу же после появления признаков вскрытия коллектора. В перспективных участках разреза, когда признаки наличия коллектора проявляются очень слабо, свабирование можно проводить перед наращиванием бурильного инструмента.

Результаты свабирования немедленно доводятся до сведения буровой бригады и геологической службы УБР (УРБ) при признаках, подтверждающих наличие нефтегазонасыщенного коллектора, выдается рекомендация на проведение ИПТ.

Виброакустический каротаж

Метод основан на изучении характера изменения продольных и поперечных волн, возникающих в буровом оборудовании и в массиве горных пород в процессе работы долота на забое. В практике работ наибольшее распространение получил способ измерений вибраций верхней части бурильной колонны.

Виброакустический каротаж может применяться для решения геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов) и технологических (определение состояния износа долота и частоты его вращения).

При проведении виброакустического каротажа регистрируется спектр колебаний в широком диапазоне частот (0-5000 Гц).

Интерпретация кривых виброакустического каротажа заключается в анализе характера изменения формы и амплитуды зарегистрированного сигнала. Форма сигнала отображает особенности взаимодействия долота с горной породой и зависит от твердости породы и режима бурения. С увеличением твердости разбуриваемой породы возрастает амплитуда сигнала вибрации. Частота колебаний при этом изменяется пропорционально нагрузке на долото и частоте его вращения. В мягких породах форма колебания близка к синусоидальной, в породах средней твердости симметрия формы сигналов снижается, а в породах твердых и в сигнале наблюдаются всплески большой амплитуды.

При износе вооружения долота уменьшается механическая скорость бурения и вследствие этого уменьшается амплитуда вибрации. Износ опор приводит к появлению на спектрограмме кратковременных пауз длительностью ≃ 0,I с.

Интерпретация данных виброакустического каротажа осложняется вибрационными помехами, регистрируемыми в процессе бурения, которые накладываются на полезные сигналы. Помехи бывают обусловлены множеством факторов, учет которых представляет собой сложную задачу, которая до настоящего времени полностью не решена, в связи с чем интерпретация должна проводиться в комплексе с данными других методов ГТИ.

8. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

8.I. Геофизические исследования

Цель геофизических исследований необсаженных скважин состоит в изучении строения и свойств геологического разреза, включающих определение литологического состава пород и элементов их залегания; выделение коллекторов и определение характера их насыщения; количественную оценку параметров пластов для подсчета запасов нефти и газа, проектирования и анализа разработки месторождений.

Состав применяемых методов ГИС в нефтяных скважинах различного назначения определяется РД 39-4-I063-84 "Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ". Порядок проведения скважинных измерений регламентируется "Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах" (М.: Недра, I985).

8.2. Гидродинамические исследования

Цель этих исследований состоит в определении характера насыщения пластов и оценке их гидродинамических характеристик, что достигается путем испытания пластов с помощью оборудования и приборов, спускаемых в скважину на бурильных трубах или кабеле.

Под исследованием поисково-разведочных скважин многоцикловыми испытателями пластов на трубах (ИПТ) понимается комплекс технологических операций по спуску и установлению пакера на заданной глубине, вызову и перекрытию притока жидкости из пласта. По результатам анализа пластовых проб жидкости и газа и обработ-

ки диаграмм давления выдают заключения о характере насыщенности пласта, его промышленной значимости. Диаграммы притока, восстановления давления используются при расчете проницаемости призабойной и удаленной зон пласта, фактического и потенциального дебита нефти и газа. Данные, полученные при селективном испытании, используются для отбивки водонефтяного контакта.

Все технологические вопросы производства исследовательских работ в необсаженных и обсаженных скважинах должны выполняться в полном соответствии с требованиями действующих в отрасли нормативно-технических документов. Организация и производство работ по ИПТ в комплексе с ГТИ регламентированы РД 39-0147716-512-85 "Технология исследования глубоких разведочных скважин испытателями на трубах с применением новых технических средств "Глубина". Операции, выполняемые совместно персоналом партий ИПТ и ГТИ в процессе испытания объектов в скважине, схематично показаны на рис. 39 и 40.

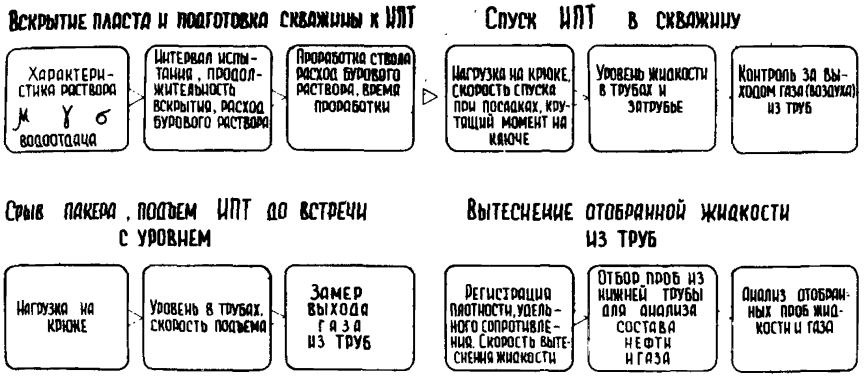


Рис. 39. Условия, определяющие качество и информативность исследуемого объекта.

Подготовка и проведение испытания пластов

Испытание перспективных на нефть пластов в скважинах поисково-разведочного бурения проводится с обязательным учетом рекомендаций партий ГТИ, где должен указываться интервал испытания и содержаться набор исчерпывающих сведений об объекте, полученных в процессе ГТИ и обработки геофизической информации.

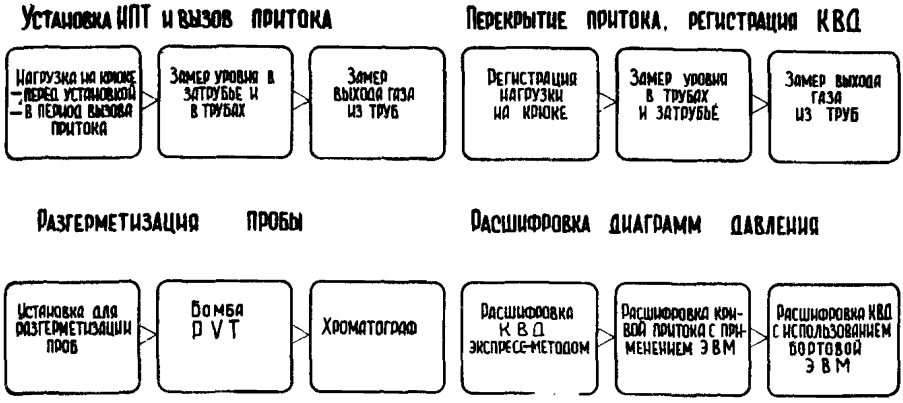


Рис. 40. Методика исследования: режимы испытания, анализ проб, расшифровка диаграмм давления.

Работы по испытанию пластов включают следующие технологические операции:

- выбор компоновки испытательного инструмента;
- выбор площадок для установки пакеров и якоря в заданном интервале испытания;
- определение режима испытания (количество циклов, время притока и восстановления, применение химреагентов и т.д.);
- обвязка устья скважины, спуск и пакерование ИПТ в заданном интервале;
- вызов и перекрытие притока из пласта, регистрация кривых притока и восстановления давления (КВД), отбор герметизированных проб пластового флюида;
- снятие пакера и подъем инструмента, извлечение диаграмм, записанных автономными приборами, извлечение пробоотборника;
- оценка качества проведения работ, экспресс-интерпретация на скважине полученных данных.

Для получения надежной информации об объекте и качественного проведения перечисленных операций весь технологический процесс должен сопровождаться непрерывным контролем с помощью аппаратуры станции ГТИ.

В зависимости от геолого-промысловых задач, конструкции скважин и количества испытуемых пластов рекомендуется использовать два основных типа компоновок ИПТ:

- однопакерная компоновка (рис. 41, а). Собирается на базе КИИ-2М-146 с включением опорного якоря, предназначенного для испытания объекта с опорой в стенки скважины. Компоновка обеспечивает безопасное исследование больших интервалов без применения опорного хвостовика;

- двухпакерная компоновка ИПТ (рис. 41, б). Предназначена для селективного испытания объектов ИПТ в скважине. Испытание проводится с опорой в стенки скважины в комплексе с резистивиметром или гамма-плотномером.

Для отбора осадков шлама и пластовой жидкости над испытателем необходимо устанавливать 1-2 бурильные трубы. На разведочных площадях отобранные шлам и жидкость передаются в станцию ГТИ.

Выбор площадки для установки пакера и якоря производится по данным ГТИ, кавернометрии, профилеметрии и гамма-каротажа скважины. Участок ствола должен быть представлен устойчивыми породами с минимальной кавернозностью и

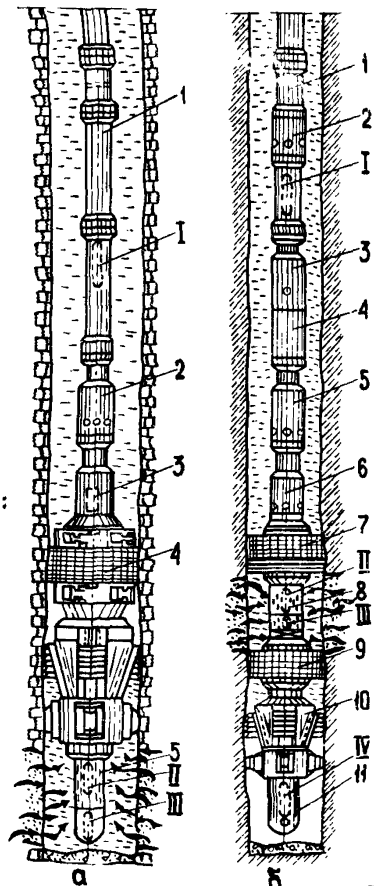


Рис. 41. Типовые схемы компоновок ИПТ с применением новых узлов и устройств при разобщении объекта одним пакером (а) и при селективном разобщении объекта (б):

а) I - бурильная труба; 2 - запорно-поворотный клапан многоцикловый; 3 - пробоотборник; 4 - пакер; 5 - фильтр;

б) I - репер; 2 - клапан циркуляционный; 3 - приставка многоцикловая; 4 - пробоотборник; 5 - испытатель пластов; 6 - ясс; 7, 9 - пакер; 8 - фильтр; 10 - якорное устройство или якорь; II - патрубок приборный.

I - IУ - манометры.

обвальностью (величина площадки должна быть не менее 2 м для пакера и 2 м для установки якоря). Пакер и якорь должны устанавливаться в непроницаемой кровле испытуемого объекта (наиболее рациональный вариант); в устойчивой части ствола скважины выше кавернозной кровли испытуемого объекта; в верхней непроницаемой части объекта, когда выше его кровли ствол скважины на протяжении 50-100 м имеет повышенную кавернозность.

В глубоких скважинах для повышения качества пакерования пользуются методом "точной привязки" места установки пакера и якоря с помощью магнитного локатора муфт (ЛМ) и ГК, для чего в компоновке устанавливают репер и, не допуская 50-75 м до предполагаемого интервала и площадки пакерования, проводят запись кривых ЛМ и ГК с отбивкой глубины репера по кабелю и инструменту. Привязку репера осуществляют путем сопоставления с ранее записанной диаграммой ГК.

Режимы испытания планируются по данным ГТИ, полученным в процессе вскрытия пласта, в зависимости от коллекторских свойств пород и ожидаемого состава жидкости. При выборе режима учитываются также данные геолого-геофизических исследований. Режим испытания пласта согласуется с геологической службой заказчика. Режимными параметрами являются: величина депрессии на пласт, время притока и восстановления давления внутри одного цикла, их соотношения между циклами при многоцикловом испытании, а также объем и состав отбираемой жидкости. Величина депрессии в плане работ указывается максимально возможной для конкретного объекта и выбирается с учетом следующих факторов: прочности на смятие труб, прочности хвостовика и устойчивости пакера, устойчивости горных пород в интервале пакерования и испытания, а также конкретных задач и цели испытания. При испытании слабосцементированных и рыхлых песчаников депрессия ограничивается для предотвращения обвалообразования или выноса песка на основании опыта испытания подобных объектов. При испытании коллекторов, насыщенных газом и газовым конденсатом, нефтью с высоким газовым фактором, депрессия снижается, чтобы избежать возможного блокирования каналов дренирования.

Соотношение времени притока и восстановления давления рекомендуется устанавливать по интенсивности проявления пласта и определяется в процессе работы с ИПТ с учетом полученной по ГТИ информации о геологическом разрезе скважины, способе вскрытия пластов и насыщенности перспективных объектов. При многократном

вызове притока с целью снятия избыточного давления в пласте, созданного репрессией за счет высокого гидростатического давления, время притока в первом цикле назначается кратковременным (2-3 мин), время закрытого периода - 10-15 мин, что вполне достаточно для восстановления забойного давления до пластового. Время притока и восстановления давления второго и последующих циклов устанавливается в зависимости от задач и целей испытания. Общая продолжительность выдержки ИПТ на забое должна обеспечить получение объема пластовой жидкости, необходимого для однозначного заключения о насыщенности пластов.

Для своевременного обнаружения нарушений герметичности бурильных труб, узлов ИПТ, аномального понижения уровня в затрубном пространстве должны осуществляться с помощью станции ГТИ в процессе спуска оборудования оперативный контроль и регистрация веса инструмента на крюке, контроль уровня в затрубном пространстве и интенсивности выхода газа из бурильных труб и его состава. Кроме того, должны контролироваться усилия крепления (крутящий момент на ключе) замковых соединений машинными ключами во избежание нарушений герметичности в резьбовых соединениях бурильных труб. Через каждые 50 свечей спуск прекращают и в течение 3-5 мин контролируют интенсивность выхода газа из труб. При обнаружении притока газа ИПТ поднимают для устранения причин негерметичности.

Во избежание смятия пустых труб при испытании пластов на глубине свыше 2000 м последние заполняются жидкостью, чтобы максимальный перепад не превышал 25 МПа. Процесс заполнения труб жидкостью контролируется и документируется по индикатору веса на крюке и расходомеру на станции ГТИ. Не допуская ИПТ 2-3 м до помеченной по ГТИ площадки, буровая бригада должна приступить к подготовке устьевой обвязки, подключению к цементировочным агрегатам и выкидным линиям привентора. После этого спускают ИПТ до места посадки пакера. Нагрузка на пакер $W_п$ контролируется в станции ГТИ по показаниям датчика веса инструмента и определяется из уравнения

$$W_п = W_к - W_х - W_{тр},$$

где $W_х$ - вес хвостовика, т;

$W_{тр}$ - потери нагрузки на трение колонны труб о стенки скважины, т.

Если при установке пакера с помощью средств ГТИ наблюдается резкое падение уровня в затрубье и интенсивный выход газа из бу-

рильных труб, инструмент следует быстро приподнять и сделать повторную попытку посадки пакера с большей осевой нагрузкой.При неоднократных неудачных попытках посадки пакера следует приступить к подъему труб и ИПТ. При наличии в компоновке ИПТ опорного якоря можно, не поднимая всего оборудования на поверхность, изменить интервал посадки пакера и попытаться вызвать приток жидкости из пласта. Поиск площадки для пакера с опорным якорем контролируется по приборам ГТИ.

При вызове и перекрытии притока в станции ГТИ контролируется вес на крюке, уровень в затрубье, выход газа из труб.

При длительном вызове рекомендуется следить за подъемом уровня в трубах путем эхолотирования или отбивкой уровня резистивиметром. Одновременно проводится отбор и анализ проб газа на станции ГТИ, а также непрерывный контроль за положением уровня в затрубном пространстве.

При исследовании заведомо нефтяных пластов для получения качественных КВД в момент вызова притока не следует допускать снижения забойного давления до давления насыщения нефти газом. По новым скважинам, где неизвестна величина давления насыщения, депрессия на пласт не должна превышать 20% величины пластового давления.

Контроль снятия пакера и подъема ИПТ осуществляется по весу инструмента с регистрацией соответствующих диаграмм. Подъем производят постепенно с предварительным уменьшением первоначальной нагрузки. В момент вытяжки труб впускной клапан должен закрыться с одновременным открытием уравнительного клапана для выравнивания давления над и под пакером. После выравнивания давления производится снятие пакера путем дополнительной вытяжки инструмента на I,5–2 м в несколько приемов. При подъеме необходимо непрерывно вести контроль за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, не допуская его снижения.

9. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Решение данной задачи является первым и непременным звеном технологического процесса изучения разреза при геолого-технологических исследованиях. При литолого-стратиграфическом расчленении осуществляется непрерывное 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 породы-коллекторы. Оперативное определение смены литолого-стратиграфических комплексов и выявление особенностей их геологического строения позволяют 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 и свойств бурового раствора и т.д.).

Процесс комплексной интерпретации геолого-геохимической, технологической и геофизической информации при литолого-стратиграфическом расчленении включает следующие основные этапы:

I) предварительное расчленение разреза на основе полученной ранее геологической, геофизической и геолого-технологической информации;

2) расчленение разреза по данным геолого-технологических исследований;

3) уточнение границ, мощности, глубины залегания пластов и стратиграфическое расчленение разреза по данным ГИС.

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, бурового раствора и пластового флюида. По результатам обработки указанной информации по методике, изложенной в подразделе 5.I, строится прогнозный геологический разрез.

9.I. Интерпретация данных ГТИ

Интерпретация геолого-технологической информации включает предварительное расчленение разреза по механическому каротажу, определение литологического состава пород и предварительное стратиграфическое расчленение разреза по шламу и керну.

По механическому каротажу выделяются пласты с различными

физико-механическими свойствами, определяются глубина залегания пластов и их мощность. Методика интерпретации данных механического каротажа изложена ранее (см. подраздел 7.I).

Каждая из выделенных по механическому каротажу границ пластов с учетом времени отставания контролируется по шламу, который считается основным и прямым источником информации о литологическом составе вскрываемых пород. В составе типового комплекса методов ГТИ наиболее информативными при литолого-стратиграфическом изучении пород по шламу являются макро- и микроописание пород, карбонатометрия, фракционный анализ, а также элементный анализ и инфракрасная спектрометрия.

Отобранный шлам исследуется методами обязательного комплекса. Если полученная 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 подразделе 5.I. Оператор станции ГТИ должен активно использовать возможности повышения информативности шлама путем управления режимом вскрытия пластов. В перспективных интервалах для получения представительного шлама могут быть даны рекомендации об изменении нагрузки на долото и частоты его вращения, изменении режима промывки, улучшении свойств бурового раствора и т.д. Это позволяет увеличить крупность частиц шлама из разбуриваемой породы и уменьшить в отбираемых пробах содержание обвальной породы. По результатам анализа шлама строится литологическая колонка с указанием стратиграфической приуроченности вскрытых отложений.

Стратиграфическое расчленение вскрываемых отложений производится путем сопоставления литологической колонки, т.е. фактического рабочего разреза, с проектным по ГТН и 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, указанные на прогнозном геологическом разрезе.

При разбуривании "немых" и "монотонных" отложений как терригенного, так и карбонатного состава в некоторых случаях стратиграфические границы устанавливаются путем выявления цикличности разреза. Выделение в разрезе так называемых седиментационных циклитов сводится к расчленению толщи пород на отдельные слои, имеющие характерный литологический состав, структурные особенности и определенные физико-механические свойства.

В терригенном разрезе седиментационный циклит выделяется обычно по изменению гранулометрического состава пород и представлен рядом (снизу вверх): гравелит-песчаник-алевролит-глина (аргиллит). В карбонатном разрезе циклиты выделяются по химическому составу, количеству органических остатков и содержанию глинистой примеси. В основании карбонатного циклита обычно залегают глинистые известняки, выше - органогенные и более чистые карбонатные породы. Циклиты могут иметь локальное или региональное распространение и используются кроме литолого-стратиграфического расчленения для корреляции разрезов.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза окончательно корректируется по результатам ГИС.

Особое внимание при составлении разреза должно быть направлено на выявление несоответствия фактических и прогнозных границ пластов, их мощностей, наличия перерывов в осадконакоплении, тектонических нарушений, зон трещиноватости, появления битуминозных пород, т.е. всех тех признаков, по которым можно судить о литологических особенностях разреза и перспективах его нефтегазоносности. Привлечение информации по ранее пробуренным скважинам и ее интерпретация в комплексе с информацией, получаемой в процессе бурения, позволяют принять обоснованное решение об интервалах отбора керна.

Чтобы избежать пропуск 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 ин-

тервалах, в которых предполагается отбирать образцы горных пород, отбор шлама необходимо проводить особенно тщательно с тем, чтобы впоследствии можно было рекомендовать наиболее интересные, с точки зрения нефтегазоносности, интервалы.

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 ГТИ ставит в известность геологическую службу УБР 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.

9.2. Оперативная обработка геофизической информации и комплексная интерпретация

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважины по данным ГИС включает следующие операции: увязку диаграмм различных методов по глубине; определение границ, мощностей и глубины залегания пластов; оценку литологической характеристики пластов и их стратиграфической приуроченности.

Для решения задач по разрезу в целом применяются диаграммы обязательного комплекса исследований, выполняемых по стволу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах используются результаты детальных геофизических исследований, выполняемых в масштабе 1:200. Составы применяемых комплексов методов приведены в разделе 2.

Увязку диаграмм различных методов по глубине выполняют в пластах с наиболее четко выраженными границами. Этому условию соответствуют границы пластов с резко различными физико-геологическими свойствами (например, глина - известняк, глина - песчаник, плотная порода - высокопористый коллектор и т.д.). Может также использоваться отбивка на диаграммах башмака колонны. За истинную глубину принимаются показания стандартного каротажа. Увязку глубин ГИС и ГТИ осуществляют по сопоставлению с механическим каротажом.

Границы мощностей пластов определяются по установленным для каждого метода правилам, при этом предпочтение отдается методам, наиболее четко фиксирующим границы пластов (БК, БМК, МК, БКЗ и т.д.).

Литологическая характеристика выделенных пластов оценивается по комплексу геофизических методов и результатам анализа шлама, керна. Важное значение при литологическом расчленении разреза по ГИС и ГТИ имеет априорная информация по ранее пробуренным скважинам. При этом используются данные геолого-технического наряда, прогнозные и сводные геолого-геофизические разрезы. Совместное применение данных ГИС и ГТИ позволяет уточнить местоположение (глубину) нечетных по ГТИ границ, определить мощность пластов, уточнить литологический состав пород, особенно в интервалах с большим содержанием обвальных пород.

Определение стратиграфической приуроченности пород по данным ГИС выполняют на основе выделения на диаграммах геофизических реперов и сопоставления с ГТН и прогнозными геолого-геофизическими разрезами. В качестве реперов, как правило, используются регионально выдержанные по геологическим свойствам и мощности пласты, соответствующие определенным стратиграфическим горизонтам и имеющие характерную форму кривых на диаграммах ГИС, позволяющую его легко выявлять. В каждом геологическом регионе такие реперы паспортизуются и им присваивается обозначение. В некоторых случаях в качестве реперов используются не пласты, а границы смены отложений.

Применение методики комплексной интерпретации ГТИ и ГИС при литолого-стратиграфическом расчленении разреза рассмотрим на примере исследований в группах нефтегазоносных провинций.

Группа I. В Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях в большинстве случаев литолого-стратиграфическое расчленение разреза не вызывает существенных трудностей. Этому способствует высокая степень изученности разреза, выдержанность осадочных формаций в пределах значительных площадей и общность их геолого-физических свойств, наличие в достаточном количестве регионально распространенных реперов.

Литологическое расчленение терригенной части разреза обычно не вызывает затруднений по данным механического каротажа и эпизодическим анализам шлама. Аргиллиты и алевролиты характеризуются обычно более низкими значениями механической скорости по сравне-

нию с песчаниками. Кривая механического каротажа хорошо коррелируется с кривой ПС.

Литологическое расчленение карбонатной части разреза довольно часто является сложной задачей, что усугубляется высокой (5-7 м/ч) механической скоростью проходки, ограничивающей применение расширенного комплекса методов ГТИ. По данным механического каротажа карбонатная часть разреза дифференцируется недостаточно четко, хотя с увеличением глинистости и пористости известняков и доломитов наблюдается возрастание $\mathcal{V}$ (рис. 42). Низкими значениями (I-3 м/ч) отмечаются пласты ангидритов. В мергелях и глинистых доломитах наблюдается возрастание механической скорости в I,5-2,5 раза по сравнению с его значениями в плотных известняках.

В карбонатной части разреза (турнейские и фаменские отложения), представленной известняками и доломитами, проводить литологическое расчленение практически невозможно, так как изменение $\mathcal{V}$ очень незначительное и не наблюдается закономерность в ее изменении при бурении в известняках и доломитах. Для литологического расчленения разреза решающая роль здесь принадлежит методам анализа шлама (макро- и микроописание, карбонатность, плотность). В терригенной части разреза информативность кривой $\mathcal{V}$ повышается. Пористые песчаники характеризуются повышением $\mathcal{V}$ в I,5-I,8 раза по сравнению со значениями в аргиллитах и алевролитах. В связи с частым

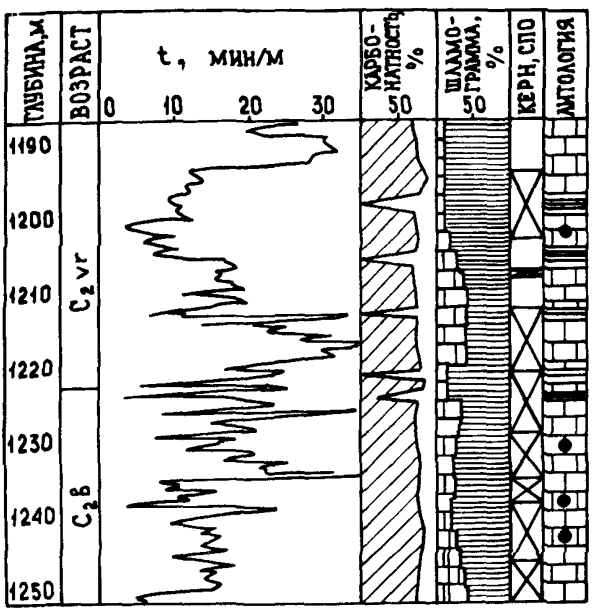


Рис. 42. Литологическое расчленение по скв.III Западно-Ножевской площади (Пермское Прикамье).

переслаиванием указанных пород механический каротаж необходимо комплексировать с анализом шлама, причем последний необходимо отбирать непрерывно или с дискретностью не более 1-2 м.

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 ν, данным анализа шлама и кривым электрометрии или радиометрии. Так, для Пермского Прикамья при проведении ГТИ в качестве реперов используется кровля верейских аргиллитов, известняк в кровле турнея. В Коми АССР (Усинское месторождение) в качестве реперов выделены в верхнепермских отложениях пористые песчаники, в каменноугольных отложениях - глинистые известняки намюрского возраста и ангидриты серпуховского горизонта, в верхнедевонских отложениях - карбонаты доманикового горизонта.

Стратиграфическое расчленение разреза в процессе бурения не составляет собой трудности, если стратиграфические границы совпадают с литологическими. При разбуривании "монотонной" толщи известняков или доломитов (верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс Башкирии) 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 рекомендуется использовать циклостратиграфический метод, позволяющий дифференцировать крупные стратиграфические комплексы на менее крупные единицы - циклиты, имеющие трансгрессивно-регрессивный характер и обусловленные внутриформационными перерывами в осадконакоплении. В карбонатах регрессивная часть седиментационного циклита часто отсутствует и в основании его залегают обычно глинистые известняки, соответствующие началу трансгрессии. Выше в более спокойной обстановке формируются органогенные и хемогенные карбонатные породы. Наличие в нижних частях циклитов глинистых разностей пород позволяет использовать их в качестве реперов для ориентации в разрезе в процессе бурения и стратиграфического расчленения разреза, так как в каждом стратиграфическом горизонте выделяется от одного до нескольких циклитов, причем границы подошвы или кровли циклитов совпадают с границами горизонтов. Пример использования

циклостратиграфического метода при стратиграфическом расчленении карбонатного комплекса по данным ГТИ показан на рис. 43.

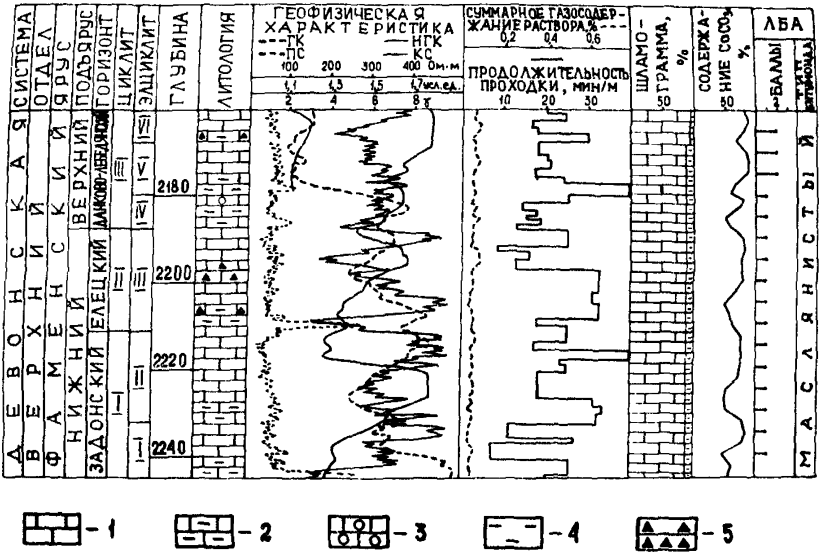


Рис. 43. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза по скв. 232 Бекетовской площади (Башкирия).

Группа II. Сложные горно-геологические и технологические условия проводки скважин в Прикаспийской нефтегазоносной провинции, Предуральской нефтегазоносной и Припятской нефтеносной областях значительно затрудняют решение задачи литологического и особенно стратиграфического расчленения разреза в процессе бурения. Бурение глубоких скважин ведется преимущественно роторным способом. При бурении скважин в надсолевых отложениях применяется и турбинный способ. Механическая скорость бурения довольно низкая и составляет обычно 2-4 м/ч, снижаясь в продуктивной подсолевой карбонатной толще до 0,6-1,5 м/ч, наибольшая ее величина наблюдается при разбуривании соленосного комплекса (до 20-30 м/ч) и терригенных отложений надсолевого комплекса (10-15 м/ч). При бурении широко применяются известково-битумные растворы и глинистые растворы с добавками нефти. Плотность буровых растворов при вскрытии подсолевых отложений с зонами АВПД достигает 2,10-2,15 г/см^3 (месторождение Тенгиз).

Наиболее эффективно расчленение производится в надсолевой части разреза и 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. 44). Наиболее высокие значения $\mathcal{V}$ в надсолевых отложениях приурочены к песчаникам, особенно пористым. Алевролиты, аргиллиты и карбонатные породы характеризуются уменьшением величины $\mathcal{V}$. Для литологического расчленения последних достаточно в комплексе с механическим каротажом проводить анализ шлама и керна. Пласты-коллекторы выделяются по увеличению $\mathcal{V}$, поглощению бурового раствора, росту газонасыщенности бурового раствора и люминесценции шлама. Вход в галогенные породы легко определяется по резкому (в 5-7 раз) возрастанию $\mathcal{V}$. Прослои гипс-ангидритовых пород, известняков и доломитов также

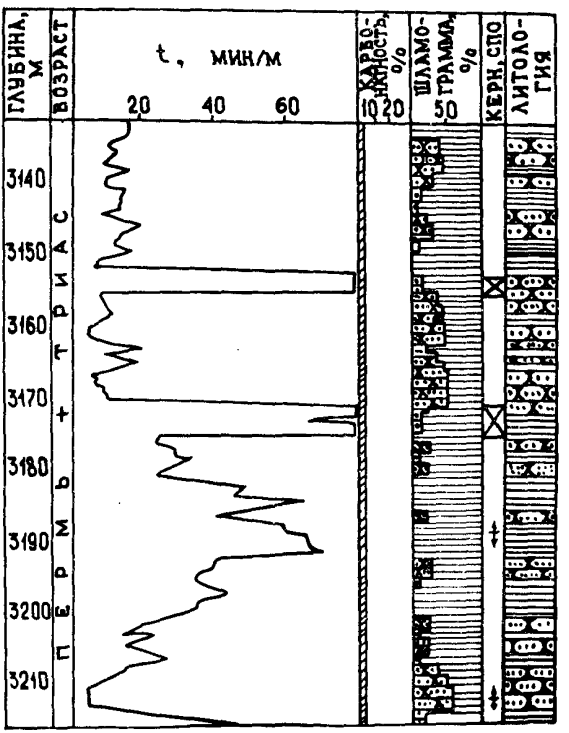


Рис. 44. Литологическое расчленение разреза по скв. 3 площади Байтюбет-Арал (Прикаспий).

хорошо выделяются по резкому уменьшению v (рис. 45). Анализ шлама (микро- и макроописание, 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).

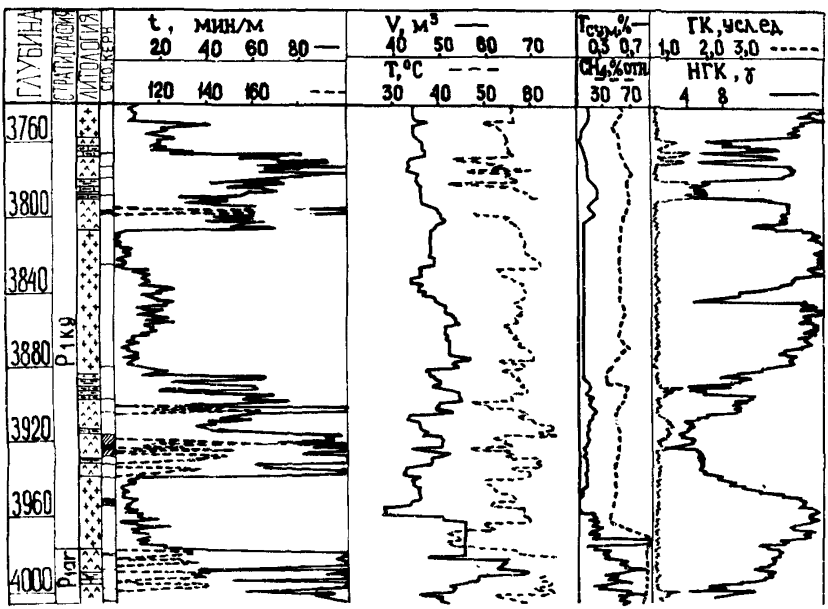


Рис. 45. Литологическое расчленение разреза по скв. 29 площади Тенгиз

Наиболее сложной проблемой при проведении ГТИ является литолого-стратиграфическое расчленение подсолевого комплекса, когда необходимо использовать нормализованную механическую скорость проходки с привлечением обязательного комплекса анализа шлама и дополнительных методов (гамма-спектрометрии, ИК-спектроскопии и др.). Стратиграфическое расчленение подсолевой части разреза в большинстве случаев невозможно без детальных лабораторных исследований шлама и керна.

Группа Ш. 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

не позволяют осуществлять отбор шлама с высокой частотой (3–5 м), в связи с чем информация, получаемая с помощью механического каротажа, приобретает особое значение. Разбуривание глинистых пород сопровождается резким уменьшением механической скорости бурения и увеличением давления бурового раствора в нагнетательной линии $P_{вх}$ (рис. 46). Вход в пласты-коллекторы сопровождается ростом v и падением $P_{вх}$. Наблюдается также поглощение бурового раствора. Для построения литологической колонки необходимо эпизодически (через 10–15 м) отбирать шлам из интервалов, характеризующихся различными значениями v, с тем, чтобы выявить характер зависимости между величиной v и литологией пород. Стратиграфическое расчленение разреза целесообразно проводить после проведения ГИС по комплексу геофизических и геолого-технологических исследований. При вскрытии триасовых и юрских отложений в процессе бурения разведочных скважин отбор шлама необходимо осуществлять через 3–5 м с выполнением обязательного комплекса исследований. При вскрытии карбонатных коллекторов и битуминозных глинистых пород частоту отбора шлама необходимо увеличивать до 1–2 м с расширением комплекса применяемых методов ГТИ.

Группа IУ. Сложное геологическое строение провинций, входящих в данную группу, наличие зон АВПД, большая глубина скважин – все это значительно затрудняет оперативное изучение разреза. Механическая скорость бурения низкая и составляет 1,7–2,2 м/ч (Северный Кавказ, Туркмения, Узбекистан) и даже 1,2–1,5 м/ч (Украина, Грузия). Бурение ведется преимущественно роторным способом с применением утяжеленных глинистых растворов с добавками нефтепродуктов и известково-битумных растворов.

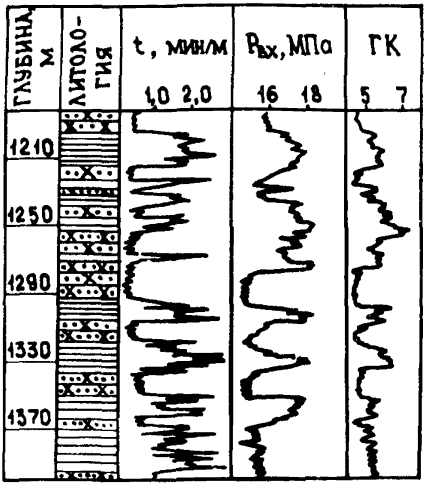


Рис. 46. Литолог ое расчленение разреза (Самотлорская площадь).

Меловые, палеогеновые и неогеновые отложения Северо-Кавказско-Мангышлакской и палеогеновые отложения Южно-Каспийской нефтегазоносных провинций хорошо расчленяются по данным механического каротажа с привлечением информации по шламу (рис. 47). Для точной привязки пластов к глубине необходимо привлекать методы ГИС. Частота отбора шлама диктуется решаемыми задачами и обычно составляет 5, реже 10 м.

Литолого-стратиграфическое расчленение меловых, палеогеновых, неогеновых отложений (Амударьинская нефтегазоносная провинция) и мезозойско-кайнозойских отложений (Днепровская нефтегазоносная область), представленных терригенными и карбонатными породами, производится только в комплексе ГТИ с геофизическими методами.

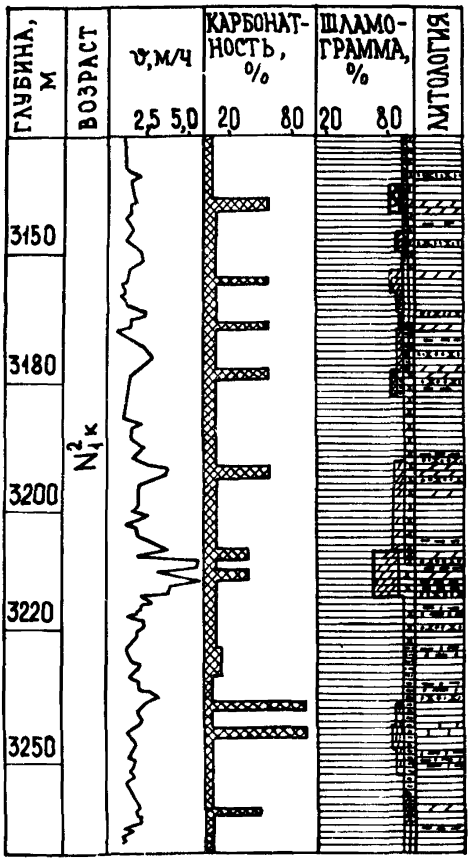


Рис. 47. Литологическое расчленение разреза по скв.I Шелковской площади (Северный Кавказ).

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 при входе в коллектор повышается незначительно. Оптимальный интервал регистрации продолжительности бурения (шаг квантования) должен быть 0,5 м. Для учета технологических факторов целесообразно рассчитывать нормализованную v с введением поправ-

ки на износ долота.

При выделении трещинных коллекторов хорошие результаты дает расходометрия.

Отбор шлама, ввиду низких скоростей бурения, производится через I-2 м с выполнением обязательного комплекса.

В продуктивных частях разреза необходимо использовать дополнительные методы ГТИ с обязательным комплексированием с методами ГИС и лабораторными анализами проб шлама и керна.

Таким образом, эффективность применения ГТИ для литолого-стратиграфического расчленения различна и зависит от многих природных и технологических факторов. Комплексирование методов ГТИ с сейсморазведкой, ГИС и лабораторных исследований шлама и керна позволяют проводить литолого-стратиграфическое расчленение даже при бурении скважин в сложных геолого-технических условиях.

IO. ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Выявление продуктивных пластов в разрезе производится на основе комплексного использования и оперативной интерпретации геолого-геохимической, технологической, геофизической и гидродинамической информации и включает следующие основные этапы:

I) прогнозирование вскрытия кровли коллектора;

2) определение момента вскрытия кровли коллектора;

3) остановку бурения и промывку скважины до выхода забойных порций бурового раствора и шлама;

4) анализ проб бурового раствора и шлама, при необходимости дополнительные исследования шлама и свабирование;

5) вскрытие пласта с отбором и анализом керна;

6) проведение и оперативная интерпретация ГИС и ИПТ;

7) анализ пластового флюида;

8) комплексное предварительное заключение о промышленной ценности коллектора.

Схема и последовательность операций проведения комплексных исследований (ГТИ, ГИС, ИПТ) по выявлению в разрезе продуктивных пластов показаны на рис. I.

IO.I. Интерпретация данных ГТИ

Исходной информацией при выделении коллекторов являются данные механического каротажа, расходометрии, газового каротажа и результаты анализа шлама и керна.

В качестве априорной информации привлекаются эталонно-прогнозная модель и ГТН.

Прогнозирование вскрытия кровли коллектора

На основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления с ГТН и эталонно-прогнозной моделью контролируется приближение забоя скважины к известному или предполагаемому продуктивному комплексу. Повышенное внимание уделяется данным газового каротажа. Прогнозирование вскрытия продуктивного коллектора основано на представлении о диффузии углеводородов из залежи в покрывающие породы. Установлено, что легкие углеводороды могут распространяться от продуктивного пласта на значительные по вертикали расстояния вплоть до поверхностных отложений. Тяжелые углеводороды в заметных концентрациях могут скапливаться в непосредственно перекрывающих породах. Так, покрывающие залежь глины, обладая хорошими адсорбционными свойствами, способны накапливать значительные концентрации тяжелых углеводородов.

Признаками подхода к нефтегазоносному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются:

- аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;
- изменение значений флюидных коэффициентов CH_4/C_2H_6, C_2H_6/C_3H_8 и т.д.;
- уменьшение значения флюидного коэффициента CH_4/Σ ТУ.

Параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам происходит изменение (по сравнению с фоновым) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов, при подходе к газовому - возрастает роль метана. Значение флюидных коэффициентов изменяется в сторону как увеличения, так и уменьшения. Для конкретных районов величины флюидных коэффициентов определяются опытным путем.

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 осуществляются на основе использования полученных по ГТИ отметок фактической глубины маркирующих горизонтов и последующей переинтерпретации на ЭВМ сейсмических данных.

Определение момента вскрытия кровли коллектора

Наиболее информативными параметрами при этом являются механическая скорость проходки, расход и объем бурового раствора, газонасыщенность бурового раствора углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов, люминесценция и пористость шлама и керна.

При входе в покрышку (чаще всего в глину), непосредственно перекрывающую предполагаемый коллектор, с учетом данных по ГТН и эталонно-прогнозной модели ориентировочно определяется момент вскрытия коллектора по формуле

$$t_{вскр} = m_n / v , \qquad (45)$$

где m_n – мощность покрывающей коллектор "пачки" горных пород, м.

Особое внимание должно уделяться контролю за изменением параметров v, Q и V, которые дают практически мгновенную (без задержки во времени) информацию о коллекторских свойствах пород. При вскрытии коллектора происходит резкое изменение механической скорости бурения (обычно в сторону увеличения) и наблюдается поглощение бурового раствора или приток в скважину пластового флюида.

Песчано-глинистые коллекторы, залегающие на относительно небольшой глубине (до 2,5-3 м), практически всегда уверенно выделяются по кривой v. 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 трещинно-порового типов скорость проходки возрастает обычно 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 раза) и уменьшение или увеличение Q и V являются

первым сигналом о возможном вскрытии коллектора. В связи с тем, что на изменение v, Q и V влияет большое число других факторов (режим бурения и промывки, добавки химреагентов в буровой раствор, утечки раствора в желобной системе и др.), при оперативной интерпретации данных 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 бурового раствора при вскрытии коллекторов 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 бурового раствора позволяет по времени начала поглощения уверенно определять глубину вскрытия кровли коллектора. По кривой изменения давления бурового раствора 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 бурового раствора, изменением гидравлического сопротивления в затрубном пространстве в результате обвалов, сальникообразования и т.д.).

Повышение газопоказаний, соответствующее с учетом времени отставания моменту вскрытия коллектора, является дополнительным важным признаком. Следует также наблюдать за поверхностью бурового раствора в желобной системе и приемных емкостях (появление радужных пятен, характерный запах и др.).

Изучение шлама существенно повышает достоверность предшествующих выводов. Решающее значение имеют данные ЛБА, оценки пористости, плотности и литологии пород, получаемые в результате выполнения обязательных исследований. В сложных случаях достоверность выделения коллекторов может быть повышена за счет проведения исследований дополнительными методами: газометрией шлама, ОВП-пород, ЯМР-анализами, ИК-спектрометрией, фотокалориметрией и др. Диагностические признаки выделения коллекторов по комплексу обязательных методов ГТИ приведены в табл. 22.

Пример определения момента вскрытия кровли коллекторов по изменению механической скорости проходки, потока, объема и темпера-

туры бурового раствора при бурении терригенных отложений верхнего и среднего девона приведен на рис. 48. При вскрытии глинисто-алевритовой толщи (3604-3607 м) пашийского горизонта произошло увеличение механической скорости с I,8 до 4,8 м/ч при нагрузке на долото I8-20 тс. Объем бурового раствора в приемных емкостях при бурении в интервале 3602-3607 м уменьшился с I62 до I50 м^3. Резкое изменение параметров υ и V 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 буровой раствор, 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 I,8 до 3,6 м/ч. Одновременно было зарегистрировано интенсивное поглощение бурового раствора, что указывало на вхождение в коллектор. Оператором была выдана рекомендация на отбор керна. Вывод по ана-

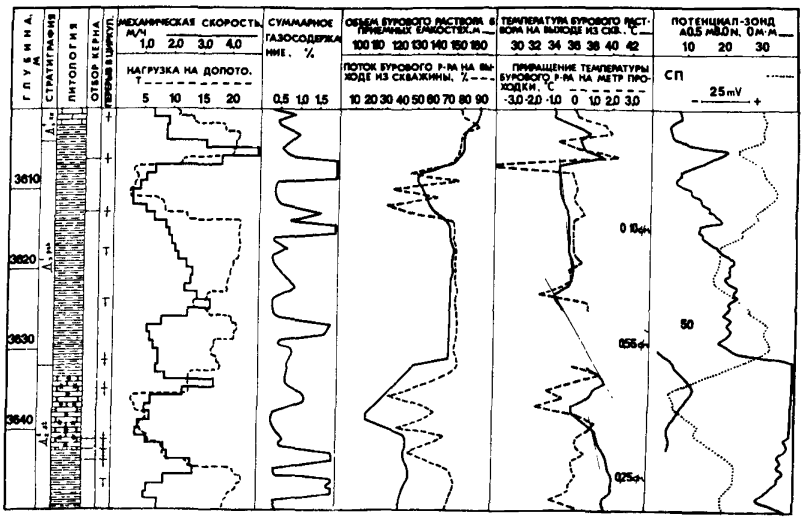
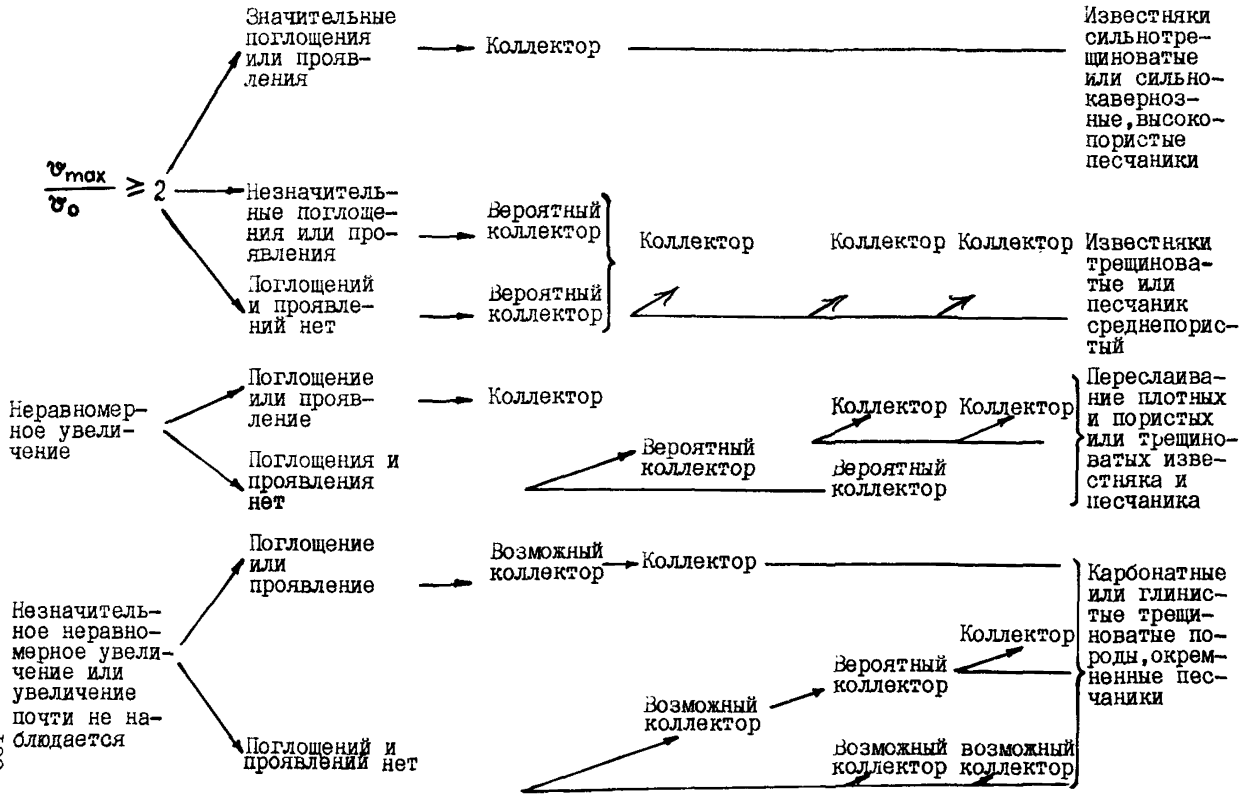


Рис. 48. Пример определения момента вскрытия коллекторов по данным ГТИ в скв. I00 Возейской площади (Коми АССР).

Таблица 22

Диагностические признаки выделения коллекторов
по изменению параметров обязательного комплекса ГТИ

Механический и фильтрационный каротаж		Наличие коллектора	Газовый каротаж		Результаты анализа шлама				Характеристика вскрываемых пород
Изменение v	Поглощение, проявление		Высокое $Г_{х.пр}$	Низкое $Г_{х.пр}$	ЛБА, баллы		Пористость, %		
					> 2	$\leqslant 2$	> 5	$\leqslant 5$	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO
Провал бурового инструмента	Катастрофическое поглощение или значительное проявление	Коллектор с высокими фильтрационно-емкостными свойствами							Карстогенные коллекторы
25 м/ч или $\frac{v_{max}}{v_0} > 3$	Поглощение до катастрофического или проявления	Коллектор с высокими фильтрационно-емкостными свойствами							Известняки сильнокавернозные или сильнотрещинные
	Незначительные поглощения или нерегулярные проявления	Вероятный коллектор	Коллектор		Коллектор		Коллектор		Известняки трещиноватые или песчаник среднепористый


$\frac{v_{max}}{v_o} \geq 2$
Значительные поглощения или проявления
Коллектор
Известняки сильнотрещиноватые или сильнокавернозные, высокопористые песчаники
Незначительные поглощения или проявления
Вероятный коллектор
Поглощений и проявлений нет
Вероятный коллектор
Коллектор
Коллектор
Коллектор
Известняки трещиноватые или песчаник среднепористый
Неравномерное увеличение
Поглощение или проявление
Коллектор
Поглощения и проявления нет
Вероятный коллектор
Коллектор
Коллектор
Вероятный коллектор
Переслаивание плотных и пористых или трещиноватых известняка и песчаника
Незначительное неравномерное увеличение или увеличение почти не наблюдается
Поглощение или проявление
Возможный коллектор
Коллектор
Карбонатные или глинистые трещиноватые породы, окремненные песчаники
Коллектор
Вероятный коллектор
Возможный коллектор
Поглощений и проявлений нет
Возможный коллектор
Возможный коллектор
Возможный коллектор

лизу керна: вскрыт пласт нефтенасыщенного песчаника с высокими коллекторскими свойствами, что впоследствии было подтверждено данными ГИС.

Решения, принимаемые при входе в коллектор

При вскрытии коллектора оператор должен действовать оперативно, так как всякое промедление приводит к увеличению зоны проникновения в пласте и его кольматации. Возможны следующие решения:

- остановка бурения и промывка скважины до выхода забойных порций бурового раствора и шлама;
- свабирование;
- бурение с отбором керна;
- продолжение бурения.

Если по результатам механического и фильтрационного каротажа коллектор характеризуется как вероятный или возможный (см. табл.22), бурение прекращается без остановки циркуляции. После выхода забойных порций бурового раствора и шлама проводится их анализ и при наличии признаков коллектора или неоднозначном заключении - свабирование. Если по результатам механического каротажа и расходометрии коллектор характеризуется однозначно, то проводится испытание свабированием (при соблюдении условий, изложенных в подразделе 7.2). В случае катастрофического или значительных поглощений (>2 м^3/ч) или признаках поступления пластового флюида в скважину (увеличение V) необходимо срочно информировать об этом буровую бригаду для своевременного принятия решений по ликвидации поглощения или проявления. При незначительных поглощениях (до 2 м^3/ч) следует свабирование провести как можно скорее (до промывки скважины) во избежание закупорки призабойной зоны.

Решение провести бурение с отбором керна принимается, если, во-первых, по комплексу методов ГТИ можно сделать вывод о наличии коллектора; во-вторых, по комплексу методов ГТИ нельзя сделать однозначный вывод о наличии коллектора, но по ГТН и другой априорной информации в разрезе на данной глубине должен быть коллектор.

После отбора керна проводится его анализ методами обязательного, а при необходимости, и дополнительного комплексов и в зависимости от полученных результатов и технического состояния ствола скважины принимают решение провести ГИС и ИПТ или же сразу ИПТ. ИПТ может проводиться без предварительных геофизических исследований при явных признаках коллектора и устойчивых стенках скважи-

ны. Решение о продолжении бурения принимается, если по результатам исследований бурового раствора, шлама, керна и по регистрируемым параметрам бурения можно сделать однозначный вывод об отсутствии коллектора. При выдаче рекомендаций на промывку скважины, свабирование, отбор керна, проведение ГИС и ИПТ, продолжение бурения без отбора керна оператор должен дать обоснование выдаваемой рекомендации.

При высокой скорости (>10 м/ч) бурения, когда на принятие решения времени часто недостаточно, можно воспользоваться таблицей, по которой решение в каждом конкретном случае принимается на основе полученной суммы баллов (табл. 23). Изменение пяти основных параметров обязательного комплекса зашифровано цифрами от 0 до 3 в зависимости от степени увеличения (уменьшения) их величины.

Таблица 23

Диагностика наличия коллектора в разрезе по данным ГТИ с использованием интерпретационного кода

№ п/п	Наименование параметра	Изменение значения параметра, баллы			
		нет	слабое	среднее	сильное
1	Механическая скорость бурения	0	1	2	3
2	Изменение расхода или объема бурового раствора	0	1	2	3
3	Газосодержание бурового раствора	0	1	2	3
4	Люминесценция шлама	0	1	2	3
5	Пористость пород	0	1	2	3

Примечание.

Сумма баллов	Перспективность объекта
0 - 3	- объект неперспективный, коллектор отсутствует
4 - 6	- по имеющейся информации нельзя дать ответ о наличии коллектора. Необходимо провести испытание свабированием и дополнительный комплекс исследований
7 - 10	- вероятный коллектор. Провести испытание свабированием
10 - 14	- коллектор
13 - 15	- коллектор с высокими емкостными свойствами.

Оценка продуктивности коллектора по данным ГТИ

Критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов в разрезе по результатам исследования методами обязательного комплекса ГТИ являются:

- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора и $Г_{х.пр}$ (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу;
- превышение $Г_{т}$ граничных значений для данного района;
- относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади;
- увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов;
- пористость средняя или высокая.

Необходимо учитывать, что аномальное увеличение $Г_{х.пр}$ и $Г_{т}$ и изменение относительного состава газа могут быть обусловлены послевлиянием ранее пройденных пластов и битуминозностью проходимых пород. Учет влияния указанных помех осуществляется следующими способами:

- аномалии, связанные с послевлиянием, исключаются путем проведения газового каротажа после бурения или газометрии шлама;
- аномалии, связанные с битуминозностью, исключаются по результатам ЛБА и путем использования априорной геологической информации.

При оценке продуктивности коллектора желательно использовать все имеющиеся в наличии методы дополнительного комплекса и в первую очередь ЯМР-анализ горных пород, газометрию шлама, фотокалориметрию, ОВП-пород. Критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов по методам дополнительного комплекса являются:

- пористость более 5%;
- аномальное увеличение (в 2 и более раза больше фоновых значений) газонасыщенности шлама (керна);
- относительный состав газа открытых пор шлама (керна), характерный для продуктивных пластов исследуемой площади;
- превышение процентного содержания битумоида $С_{б}$ в шламе (керне) граничных значений $С_{б}$ для продуктивных пластов исследуемой площади;
- резкое уменьшение конечных значений Eh и ΔEh.

Характер насыщения пластов оценивается по следующим критериям:

- остаточное газосодержание пласта $Г_{т}$;

- сумма тяжелых углеводородов ΣТУ;
- компонентный состав газа;
- флюидные коэффициенты CH_4/ΣТУ; CH_4/C_2H_6, CH_4/C_3H_8 и т.д.,
- люминесценция шлама (керна);
- тип и количество битумоидов в породе;
- пористость пород;
- газонасыщенность шлама (керна) $q_ш$;
- относительный состав газа открытых пор шлама (керна);
- изменение значений окислительно-восстановительного потенциала Eh.

Пласт относится к нефтеносному, в этом случае

- $F_г > F_{г.гр}$ (где $F_{г.гр}$ - граничные значения величины остаточного газосодержания для района исследований);
- ΣТУ > 10%;
- величина флюидных коэффициентов характерна для нефтеносных пластов района исследований;
- люминесценция шлама (керна) более 3 баллов;
- тип битумоида относится к ЛБ, МБ, МСБ, СБ;
- пористость пород более 5%;
- $q_ш > q_{ш.гр}$ (где $q_{ш.гр}$ - граничное значение газонасыщенности для продуктивных пластов района исследований);
- компонентный состав газа близок к составу эталонного газа;
- величина $E_{nкон}$ резко уменьшается.

Если по данным геолого-технологических исследований коллектор характеризуется как перспективный на нефть и газ оператор выдает рекомендацию на проведение геофизических исследований или испытание. При выдаче рекомендации указывается интервал перспективного объекта, литологический состав пород и их стратиграфическая принадлежность, характеристика коллектора, указываются признаки и показатели, характеризующие наличие нефти и газа в коллекторе, дается информация об ожидаемом пластовом давлении.

10.2. Интерпретация геофизических исследований

Выявление и оценка продуктивных пластов в разрезе по данным ГИС включает выполнение следующих этапов: выделение коллекторов, оценку их типа и емкостных свойств; определение нефтегазоносности выделенных коллекторов; подготовку рекомендаций об испытании объектов.

Решение перечисленных задач осуществляется на основе оперативной интерпретации непосредственно на скважине результатов детальных исследований перспективных интервалов обязательным комплексом ГИС. Результаты интерпретации на скважине носят предварительный оценочный характер. Их целью является уточнение местоположения в разрезе продуктивных пластов, выявленных по данным ГТИ, оценка характера насыщения коллекторов, имеющих неоднозначную или отрицательную по ГТИ характеристику, и подготовка на этой основе рекомендаций по испытанию пластов с указанием интервала и режима исследований. Детальная количественная интерпретация с выдачей окончательного заключения выполняется в стационарных условиях геофизического предприятия интерпретационной партией.

Выделение коллекторов, оценка их типа и пористости

Для решения данной задачи используются результаты литолого-стратиграфического расчленения разреза по ГИС и ГТИ. Анализ материалов ГИС выполняется в перспективном на нефть и газ участке разреза, включающем как интервалы с однозначной и вероятной по ГТИ характеристикой коллекторов, так и интервалы, в которых они не обнаружены. При выделении коллекторов по геофизическим данным используются следующие основные признаки: наличие глинистой корки против пласта, наличие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласте, соответствие измеряемых или расчетных характеристик пласта установленным для коллекторов значениям.

Выделение коллекторов порового типа в песчаных, алевролитовых и карбонатных породах с низкой глинистостью и пористостью более 40% может успешно осуществляться по данным ПС, ГК, МК, БКЗ, кавернометрии и др. Признаками такого типа коллектора являются отрицательные аномалии ПС (при $\rho_ф > \rho_в$) и ГК, положительное приращение на диаграммах микрозондов $\rho_{к\ мпз} > \rho_{к\ мгз}$, сужение диаметра скважины за счет глинистой корки на кавернограмме, наличие зоны проникновения по БКЗ, 2ИК, 2БК, БК-ЬМК, превышение пористости по диаграммам КНК, ГГК, АК критического значения, соответствующего неколлекторам. Присутствие глинистого материала влияет на удельное сопротивление породы, на амплитуду ПС, радиоактивные, акустические и другие свойства, снижая эффект выделения коллекторов по перечисленным выше признакам, поэтому глинистые коллекторы выделяются с применением указанных выше признаков и данных ГТИ.

Наиболее сложным является выделение коллекторов трещинного типа и со сложной структурой порового пространства. К последним относятся порово-трещинные, порово-кавернозно-трещинные и другие коллекторы. Разделение таких коллекторов на типы по геофизическим и геологическим данным довольно сложно. В каждом конкретном случае вопрос решается в зависимости от имеющейся общегеологической информации и информации, полученной по геолого-технологическим исследованиям. В какой-то степени общими для трещинных и порово-трещинных пород-коллекторов являются следующие геофизические признаки.

I. Против трещинных коллекторов возможно увеличение диаметра скважины, однако возможно и сужение диаметра и нарастание глинистой корки против трещинных и кавернозных пород.

2. Диаграммы микрозондов дают резкую дифференциацию при отсутствии глинистой корки, но слабо дифференцированы и имеют низкое сопротивление при наличии глинистой корки.

3. Трещинные коллекторы имеют резкую дифференциацию на МБК на фоне общего снижения сопротивления. С увеличением плотности трещиноватости суммарная ширина минимальных значений $\rho_к$ на диаграмме МБК возрастает.

4. Трещинные и трещинно-кавернозные породы характеризуются большой поглощающей способностью к упругим колебаниям и могут быть выделены по уменьшению амплитуды и увеличению коэффициента поглощения продольных волн.

5. Очень ценная информация может быть получена, если по изучаемому разрезу имеются временные замеры фокусированными методами или исследования проводились по схеме, позволяющей по динамике изменения $\rho_п$ судить о наличии проницаемого коллектора. Аналогичный эффект достигается введением в промывочную жидкость различных индикаторов и проведением каротажа до и после его введения.

6. Полезную информацию для выделения коллекторов дает комплекс, состоящий из двух методов пористости, по разному реагирующих на трещиноватость (НК-АК, ГГК-АК, НГК-АК, НГК-БК, КНК-БК), а также наклонометрия пластов и спектрометрия естественного гамма-излучения пород.

Достоверность определения типа коллектора значительно повышается при комплексном использовании геофизических определений с описанными выше признаками коллекторов по ГТИ.

Оценка пористости пород-коллекторов проводится по удельному сопротивлению, нейтронному гамма-каротажу (НГК), акустическому (АК), плотностному гамма-гамма- (ГГК) и нейтронному компенсированному каротажу (КНК).

Определение нефтегазонасыщенности пород-коллекторов

При исследовании бурящихся скважин основным источником геофизической информации о насыщении пластов являются методы электрометрии (БКЗ, БК, ИК, МБК, ЭМК, ДК и др.). В благоприятных условиях для этой цели используют также нейтронные, плотностной и акустический методы. Для оперативной интерпретации на скважине используются методы, основанные на анализе изменения радиальных геофизических характеристик пласта и сопоставления пористости, определяемой различными методами. В первой группе методов признаком продуктивного пласта по данным электрометрии является понижающее, а водоносного пласта - повышающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт (при $\rho_{ф} > \rho_{в}$). Для обеспечения большей наглядности при беглом просмотре значительных интервалов исследований запись диаграмм разноглубинных методов электрометрии выполняют в одинаковом масштабе на одной дорожке. Это позволяет по указанным признакам быстро оценить насыщение выделенных коллекторов и сопоставить с данными ГТИ.

Вторая группа методов базируется на нормализации диаграмм различных методов пористости, по разному реагирующих на нефтегазонасыщенность (методика нормализации БК-НГК или БК-АК). При записи на скважине нормализованных по водонасыщенным и плотным пластам диаграмм указанных методов локализация продуктивных пластов не вызывает затруднений по расхождению показаний методов.

На том же принципе основана методика нормализации ГГК-КНК. Нормализованные по пористости в водонасыщенных пластах диаграммы этих методов расходятся в газонефтенасыщенных пластах.

Разделение нефте- и водоносных пород производят по критическому значению $К_{в}$, которое устанавливается на основе статистической обработки лабораторных и скважинных материалов для определенных отложений с учетом типа коллектора.

Подготовка рекомендаций

Результаты интерпретации геофизических исследований включают

следующие данные:

- интервал, мощность и тип пласта-коллектора;
- величину общей пористости $К_п$ по отдельным пластам;
- предварительную величину нефтенасыщенности $К_н$ или же критерии, указывающие на характер насыщенности коллектора: водоносный, нефтяной, насыщенность неясна;
- наличие водонефтяного разреза в пласте.

Указанные данные позволяют уточнить насыщение и коллекторские свойства пластов в перспективном по геолого-технологическим данным объекте. При этом возможны следующие результаты:

- по геофизическим данным подтверждается наличие продуктивных пластов;
- характер насыщения пластов по данным геофизических исследований неясен;
- в исследуемом интервале по данным геофизических исследований продуктивные пласты отсутствуют.

При совпадении заключений о нефтегазоносности пластов по геолого-технологической и геофизической информации дается рекомендация на испытание пластов. В данном случае цель испытаний состоит в оценке промышленной значимости продуктивных пластов, исследовании их гидродинамических характеристик и получении информации о свойствах нефти и газа, насыщающих пласт.

В случае получения в перспективном по геолого-технологическим исследованиям интервале неоднозначных по геофизическим материалам данных о насыщении пластов назначаются объекты для испытания пластоиспытателями на трубах или проводятся дополнительные работы по геофизическим исследованиям, отбору керна и проб пластового флюида приборами на кабеле. Цель испытаний и дополнительных работ состоит в получении однозначной информации о насыщении пластов, оценке промышленной значимости их в случае получения нефти или газа и исследований гидродинамических характеристик пластов.

Как правило, интервалы с неоднозначной геофизической характеристикой насыщения приурочены к пластам со сложной структурой порового пространства, низкими коллекторскими свойствами, высокой глинистостью и полиминеральным составом пород.

При отсутствии в перспективном по геолого-технологическим исследованиям интервале продуктивных по геофизическим данным пластов решение о проведении последующих работ принимается с учетом

имеющейся априорной геологической информации о данных отложениях. На новых площадях такие пласты следует испытать в I-2 скважинах, чтобы установить природу явления и причины несоответствия результатов различных видов исследований. Это позволит выработать более надежные критерии обнаружения продуктивных пластов в данных геологических условиях по комплексу методов.

Рекомендация по результатам комплексной интерпретации геолого-технологических и геофизических данных на испытание пластов должна включать следующие данные:

- интервал испытания с указанием литологического состава, типа коллектора, пористости и положения ВНК или наличия водоносных пластов выше и ниже по разрезу;
- возможное местоположение площадок для установки пакеров и якоря ИПТ с указанием диаметра скважины и литологического состава пород;
- ожидаемое пластовое давление в интервале испытания и данные о расходе бурового раствора при вскрытии этого интервала.

IO.3. Оперативная обработка гидродинамических исследований

При интерпретации на скважине результатов испытания решаются следующие задачи:

- определение характера насыщения пластов;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- оценка промышленной значимости продуктивных пластов.

Определение характера насыщения пластов до ИПТ

Рекомендуется определять характер насыщения пластов в соответствии со следующей схемой (табл. 24).

Таблица 24

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
I. Чистая нефть	В интервале имеется пласт (пласты), содержащий подвижную нефть. Водоносных пластов нет
2. Нефть с пластовой водой в виде эмульсии или в свободном состоянии	В интервале испытания кроме нефтеносного пласта имеется водоносный пласт или подошвенная вода

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
3. Нефть с буровым раствором или фильтратом	В интервале испытания имеется нефтеносный пласт, но при испытании промывочная жидкость и фильтрат не вытеснены за период притока из подпакерного пространства
4. Нефть с большим содержанием газа	I. В интервале испытания имеется нефтеносный пласт. При испытании давление на забое значительно ниже давления насыщения пластового флюида и в момент закрытия клапанов флюид в пробоотборнике представлял газожидкостную смесь. 2. Пробоотборник негерметичен. При его подъеме часть флюидов вытеснялась наружу через негерметичные соединения. Вследствие понижения давления часть газа выделялась из нефти. 3. К интервалу испытания приурочена залежь нефти с газовой шапкой. При испытании через инструмент и пробоотборник движется газонефтяная смесь. Для выбора одного из трех возможных заключений используются сведения геологического порядка (могут быть в данном районе залежи с газовой шапкой), признаки негерметичности пробоотборника (низкое давление в камере пробоотборника, выделение пузырьков газа или нефти в соединениях)
5. В основном газ	I. В интервале испытания имеется газоносный пласт. 2. В интервале испытания имеется нефтеносный пласт. При испытании ниже давления насыщения флюида выделилось значительное количество газа, который после закрытия запорного клапана создал под ним газовую подушку Для выбора одного из двух возможных заключений используются данные об углеводородном составе газа по хроматограмме
6. Незначительное количество нефти и пластовая вода	I. В интервале испытания имеется пласт с "остаточной" нефтью, незначительное содержание которой в пористой среде определяет для нее низкую фазовую проницаемость. Фазовая проницаемость для воды значительна. 2. В интервале испытания имеется пласт, насыщенный вязкой, малоподвижной нефтью, возможно обладающей структурными свойствами, а также водоносный пласт. При испытании основную долю притока составляет пластовая вода. 3. Мощность водоносного пласта значительно превосходит мощность нефтеносного. Для выбора одного из возможных заключений могут быть использованы данные о физико-химических свойствах нефти (вязкость, $K_{сп}$, плотность), данные об углеводородном составе газа (значительное содержание

Продолжение табл. 24

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
	бутанов и пентанов, низкое значение отношений содержания изомеров и нормальных углеводородов говорят об остаточном характере нефтенасыщения), прямые и косвенные данные, характеризующие нефтенасыщенность разреза (результаты геофизических исследований, анализа керна, шлама, грунтов в интервале испытания). При положительных характеристиках химического состава нефти испытания следует повторить в селективном режиме
7. Пластовая вода без признаков нефти	В интервале испытания имеется только водоносный пласт (пласты). Дополнительным подтверждением этого вывода могут служить результаты анализа газа, извлеченного из воды
8. Пластовая вода, буровой раствор, его фильтрат	В интервале испытания имеется только водоносный пласт. Углеводородный состав извлеченного газа должен служить дополнительным критерием
9. Фильтрат или его смесь с буровым раствором	Критерием, позволяющим судить о характере нефтенасыщенности пласта, является состав растворенного газа, близость этого газа по составу к типичным газам, пластовой воде или нефти. В поисково-разведочных скважинах испытание рекомендуется повторить в селективном режиме при более длительном вызове притока
10. Буровой раствор	Объем извлеченной из пласта жидкости недостаточен для оценки нефтенасыщенности пласта. При отсутствии положительной КВД газа испытание повторить.

При интерпретации данных ИПТ большую роль играют результаты анализа газа, извлеченного из отобранной при испытании пробы. С учетом геологических особенностей для каждого из районов выявляются закономерности в распределении отдельных компонентов углеводородного газа в пластах с различным насыщением.

Рассмотрим характерные случаи определения вероятной насыщенности объекта по данным анализа газовой фазы пробы.

I. Газ выделен из пробы жидкости, в которой содержится нефть (или вся проба представляет собой нефть). В этом случае данные о составе нефтяного газа используются в обычном порядке, так как характер насыщения объекта однозначен.

2. Газ выделен из пробы жидкости, в которой имеются пленки нефти. В этом случае необходимо установить, является ли нефть ос-

таточной (т.е. неподвижной) или в интервале испытания имеются пласты с подвижной нефтью, которая не извлечена в силу применения несовершенной технологии испытания. Признаки остаточного нефтенасыщения: высокое содержание в газе изобутана (более 5%) и изопентана (более 4%). Кроме того, отношение содержания изопентана к нормальному пентану, как правило, меньше единицы.

3. Газ выделен из пробы жидкости, состоящей из фильтрата бурового раствора, пластовой воды или их смеси. В этом случае необходимо установить, нет ли в испытуемом интервале пластов с признаками нефти.

Если газ содержит повышенное содержание метана (более 70–80%), незначительное количество тяжелых компонентов и пониженное количество изобутана (меньше 0,3%) и изопентана (меньше 0,5%), то наиболее вероятным является отсутствие нефтеносных пластов в интервале испытания.

Определение гидродинамических параметров пласта

По кривым притока и КВД определяются следующие параметры пласта:

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$(kh/\mu)_{уд}$ – гидропроводность удаленной зоны пласта;

$(kh/\mu)_{пзп}$ – гидропроводность призабойной зоны пласта;

$\eta_п$, $\eta_ф$ – потенциальный и фактический коэффициенты продуктивности пласта,

$$\eta_п = 0{,}06(kh/\mu)_{уд};\quad \eta_ф = 0{,}06(kh/\mu)_{пзп};$$

$n_{зак}$ – коэффициент призабойной закупорки,

$$n_{зак} = \frac{(kh/\mu)_{уд}}{(kh/\mu)_{пзп}};$$

$Q_ф$, $Q_п$ – фактический и потенциальный дебиты,

$$Q_ф = \eta_ф \cdot \Delta P;\quad Q_п = \eta_п \cdot \Delta P.$$

Оперативная интерпретация результатов испытаний с использованием экспресс-методов обработки кривых притока и восстановления давления проводится по методике, изложенной в РД 39-0147716-512-85 "Технология исследования глубоких разведочных скважин испытателями на трубах с применением новых технических средств "Глубина".

Оценка промышленной значимости продуктивных пластов производится по результатам определения гидродинамических параметров пласта. При отнесении продуктивных характеристик к той или иной степени их промышленной значимости целесообразно руководствоваться следующей градацией:

- если гидропроводность пласта менее I Д·см/сП (потенциальный коэффициент продуктивности 0,2 $м^3$/сут·МПа), объект классифицируется как промышленно непродуктивный;
- если гидропроводность пласта в пределах I-3 Д·см/сП (потенциальный коэффициент продуктивности 0,2-I $м^3$/сут·МПа), объект слабопродуктивный;
- если гидропроводность пласта в пределах 5-I0 Д·см/сП (потенциальный коэффициент продуктивности 3-I0 $м^3$/сут·МПа), объект средней продуктивности;
- если гидропроводность пласта выше I0 Д·см/сП (коэффициент продуктивности выше I0 $м^3$/сут·МПа), объект высокопродуктивный.

I0.4. Оценка продуктивности разреза по результатам комплексной интерпретации ГТИ, ГИС, ИПТ

Цель комплексных исследований состоит в том, чтобы исключить всякую возможность пропуска нефтегазонасыщенных пластов при поисково-разведочном бурении, получить исчерпывающую характеристику их продуктивности и промышленной значимости, в том числе прямыми методами, в открытом стволе сразу после их вскрытия. Предусмотренная настоящим руководством методика исследований и последовательной детализации получаемой информации о перспективных объектах на основе комплексной интерпретации ГТИ, ГИС, ИПТ (ОПК) позволяет достигнуть этой цели.

Основными этапами такой интерпретации являются:

- выявление перспективных и продуктивных коллекторов, оценка их фильтрационно-емкостных свойств, литологического состава и стратиграфической приуроченности по результатам интерпретации ГТИ;
- уточнение глубины залегания и характера насыщения пластов, количественная оценка коллекторских свойств, определение продуктивной мощности положения водонасыщенных пластов, выбор интервала испытания и мест установки пакеров по результатам интерпретации ГИС;
- определение характера насыщения перспективных и продуктивных по ГТИ и ГИС объектов прямым методом - путем испытания в от-

крытом стволе с помощью ИПТ. Оценка промышленной значимости продуктивных пластов по результатам интерпретации ИПТ.

Результаты интерпретации на каждом из указанных этапов передаются заказчику в виде ежесуточных геологических сводок и оперативных рекомендаций. После выполнения ИПТ составляется и передается заказчику акт и заключение.

При наличии в разрезе скважины продуктивных пластов, представляющих промышленную ценность, выдаются рекомендации по обсадке скважины колонной и проведению опробовательских работ в этих интервалах. При отсутствии в разрезе скважины продуктивных коллекторов, представляющих промышленную ценность, скважина рекомендуется к ликвидации открытым стволом. В этом случае геологическая или буровая служба заказчика принимает окончательное решение о заканчивании скважины по совокупности всех данных и геологическому заданию на бурение скважины.

Рассмотрим примеры выявления продуктивных нефтеносных пластов в процессе бурения разведочных скважин в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Информативность методов ГТИ в терригенных и карбонатных частях разреза в Волго-Уральской провинции различна, что необходимо учитывать при проведении исследований и интерпретации получаемой информации.

В терригенном разрезе наиболее информативными методами ГТИ являются механический и газовый каротаж. При частом переслаивании песчаников, глин, алевролитов осложняется литологическое расчленение разреза по шламу в связи с трудностью выделения в шламовой смеси основной породы. При высокой пористости коллекторов (>10%) часто шлам измельчается в процессе его транспортировки от забоя к устью до размеров 1,5–2 мм и менее, что существенно осложняет выделение коллектора и оценку его свойств. Люминесцентно-битуминологический анализ, если бурение ведется без добавок нефти в буровой раствор, позволяет уверенно выделять интервалы с повышенным содержанием в породе органического вещества и в комплексе с газовым каротажом судить о характере насыщения коллектора (рис. 49, 50). В терригенных частях разреза вскрытие нефтенасыщенных коллекторов сопровождается возрастанием механической скорости бурения, увеличением газосодержания выходящего бурового раствора, изменением литологического состава пород, уменьшением плотности пород и увеличением пористости, а также ростом интенсивности люминесценции и изменением цвета люминесцирующего пятна. Проведенные по рекомен-

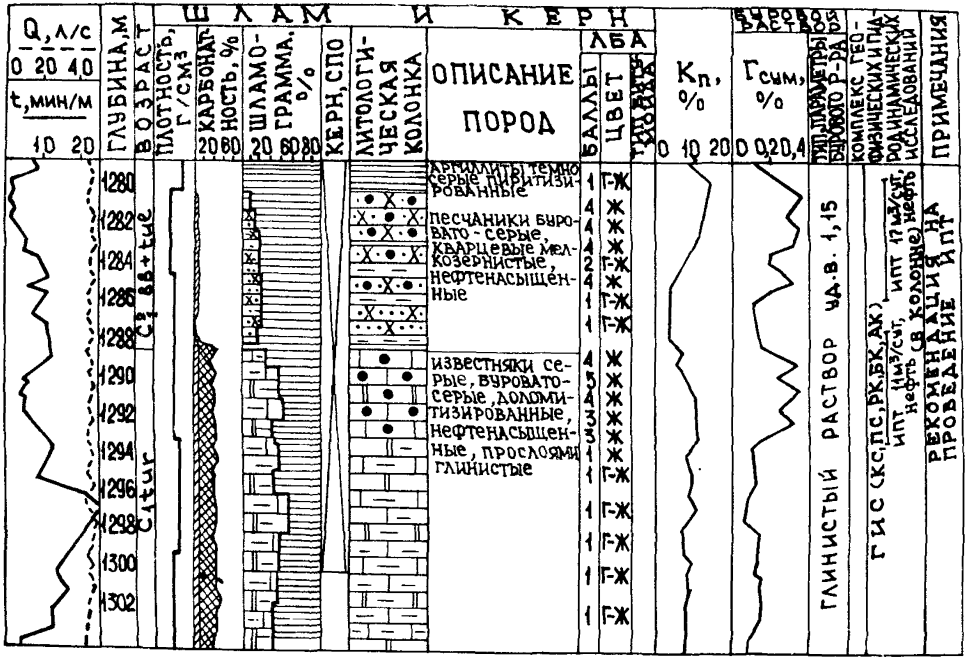


Рис. 49. Выделение продуктивных нефтеносных пластов в процессе бурения скв. 268 Кутушско-Кадеевской площади (Татария).

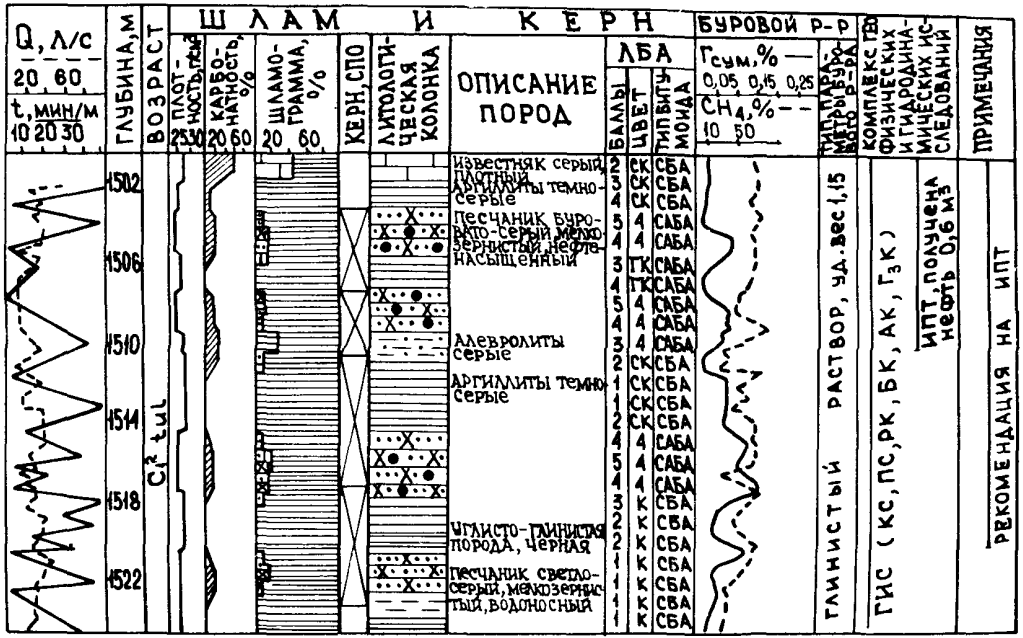


Рис. 50. Выделение продуктивных нефтеносных пластов в процессе бурения скв. III Западно-Ножовской площади (Пермское Прикамье).

Рис. 51. Выделение продуктивного нефтеносного пласта в процессе бурения скв.104 Старо-Акуновской площади (Башкирия).

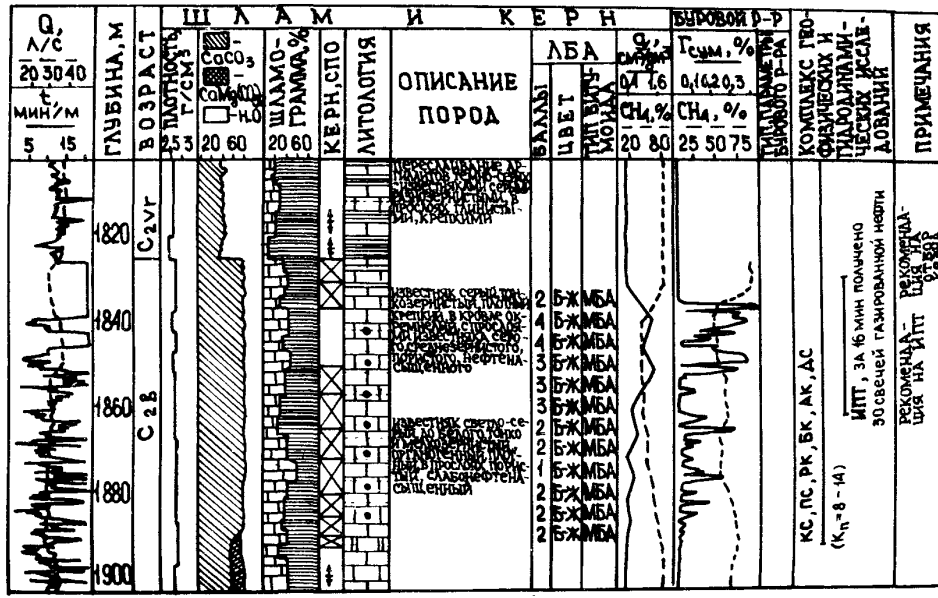


Рис. 52. Выделение продуктивных нефтеносных пластов в процессе бурения скв. 81 Уньвинской площади (Пермское Прикамье).

дации службы ГТИ испытания подтвердили наличие в выделенных перспективных интервалах нефтенасыщенных продуктивных пластов.

В карбонатной части разреза наиболее информативными методами являются расходометрия, газометрия шлама, люминесцентно-битуминологический анализ и визуальные методы исследования шлама (макро- и микрописание, оценка пористости) (рис. 49, 51, 52). Вскрытие карбонатных коллекторов сопровождается поглощением бурового раствора, увеличением газосодержания шлама, повышением интенсивности люминесценции, наличием в шламе разуплотненных или кавернозных разностей пород с признаками нефтебитумосодержания. Газосодержание бурового раствора при вскрытии карбонатного коллектора в значительной степени зависит от величины перепада давления в системе "скважина-пласт". Если вскрытие коллектора производится с большой репрессией на пласт, газосодержание бурового раствора изменяется незначительно, что необходимо учитывать при интерпретации данных газового каротажа. В подобных условиях необходимо проводить газовый каротаж после бурения и свабирования, осуществлять контроль за газосодержанием бурового раствора после наращиваний и СПО. В связи с преобладанием в составе попутного нефтяного газа тяжелых углеводородов (в продуктивных пластах Башкирии, Татарии), вскрытие нефтенасыщенного коллектора сопровождается уменьшением доли метана в газе, извлеченном из бурового раствора, шлама и керна. Во избежание закупорки призабойной зоны пласта испытания карбонатных коллекторов необходимо проводить сразу же после их вскрытия. Необходимо также для предотвращения гидроразрыва пласта вести контроль за скоростью спуска бурильного инструмента во время СПО, наращивания и проработок ствола скважины.

II. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

II.I. Оперативная информация

Оперативное представление заказчику получаемой в процессе бурения геологической информации является важным звеном в общей технологической схеме геолого-технологических исследований. Информация может представляться в виде копий диаграмм регистрации суммарных газопоказаний $\Gamma_{сум}$, продолжительности бурения Т, расхода бурового раствора **Q**, коэффициента разбавления Е, результатов раздельного анализа углеводородных газов, результатов анализа проб шлама и керна, графиков изменения измеряемых и расчетных парамет-

ров в функции глубины или времени. Для оперативной передачи в УБР (УРБ) информации по геологическим исследованиям за каждые сутки составляется ежесуточная сводка геолого-геохимических исследований (см. приложение 6), которая подписывается геологом станции ГТИ и буровым мастером. Сводка является отчетным документом и остается у начальника партии ГТИ до окончания работ на скважине, после чего сдается в контору (экспедицию). По желанию заказчика копия сводки может передаваться в геологическую службу УБР (УРБ) объединения.

Дежурный оператор-геолог немедленно ставит в известность буровую бригаду при возрастании газосодержания бурового раствора, поглощениях или проявлениях, признаках вскрытия зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений, признаках подхода или вскрытия пласта-коллектора. При несоответствии прогнозного геологического разреза фактическому оператор-геолог информирует буровую бригаду и дежурного геолога УБР (УРБ) о литологии проходимых пород и о смене литолого-стратиграфических комплексов. В перспективных участках разреза при признаках вскрытия коллектора оператор-геолог в зависимости от конкретных условий выдает рекомендации на проведение необходимых и наиболее эффективных в данном случае операций и видов исследований: промывку скважины, отбор керна или образцов грунтов, свабирование, испытание, ГИС, изменение режима бурения с целью повышения информативности методов ГТИ. Рекомендации, выдаваемые оператором-геологом, являются обязательными для исполнения буровой бригадой. Отменить выданные рекомендации может только главный геолог или начальник геологической службы УБР (УРБ), объединения. Оператор-геолог при выдаче рекомендаций дает ее обоснование и несет ответственность за правильность выданной рекомендации.

В процессе проведения ГТИ оператор-геолог оформляет диаграммы, заполняет рабочие журналы, расчетные листы, бланки и формы.

На диаграмме регистрации суммарных газопоказаний $Г_{сум}$ должны быть следующие данные:

- результаты калибровки газоанализатора с указанием времени ее проведения;
- масштаб записи;
- остановки в бурении и перерывы в циркуляции (с указанием времени, глубины скважины и причины) и добавки химреагентов;
- причина выявленных аномалий;
- время отставания и глубина скважины с учетом отставания не реже чем через 5 м проходки.

На диаграмме регистрации продолжительности бурения Т, расхода бурового раствора $Q_{вых}$ и коэффициента разбавления Е отмечаются следующие данные:

- масштабы регистрации параметров Т, $Q_{вых}$, Е;
- интервалы работы с расходомером и имитатором;
- параметры бурового раствора (не реже I раза в смену), а также после добавки воды, химреагентов и нефтепродуктов.

Диаграмма компонентного анализа должна содержать следующие данные:

- результаты калибровок хроматографа (не реже одного раза в месяц) эталонными газовыми смесями с указанием времени выхода компонентов;
- объем дозы;
- масштаб записи компонентов;
- глубина скважины через каждые 5 м проходки;
- перерывы в циркуляции и добавки химреагентов.

При заполнении диаграмм пользуются условными обозначениями (приложение 9).

В процессе проведения газового каротажа ведется журнал геолого-технологических исследований (см. приложение 7), в который заносятся вид выполняемых на буровой работ (бурение, проработка скважины, промывка, ремонт оборудования, геофизические исследования и т.д.), типоразмер долота и состав бурильного инструмента, параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача), добавки в буровой раствор, номера отбираемых проб бурового раствора и шлама с указанием времени отставания, отметки о калибровке аппаратуры, выданные рекомендации с кратким обоснованием их, подпись дежурного оператора.

Результаты анализа проб шлама и образцов керна представляются в журнале оператора-геолога (см. приложение 3), куда заносятся следующие данные: интервал и время отбора пробы шлама (керна), литологическое описание пород с указанием возраста, фракционный состав шлама, карбонатность, люминесценция, плотность и пористость пород. При проведении исследований дополнительными методами их результаты заносятся в графу "Примечание".

В журнал оператора-геолога записываются также выдаваемые оператором рекомендации с кратким обоснованием причины выдачи. Каждая страница журнала подписывается дежурным оператором. К журналу прилагаются расчетные листы с графиками по определению

газосодержания бурового раствора, калибровочные и эталонировочные графики.

Информация по геолого-геохимическим исследованиям ежесуточно передается в экспедицию ГТИ (контору, трест).

II.2. Сводная информация

К сводной информации геолого-геохимических исследований относятся сводная диаграмма геологических исследований, сводная диаграмма газового каротажа, акт на результаты геолого-технологических исследований, заключение.

Сводная диаграмма геологических исследований (см. приложение 5) служит для представления результатов геологических исследований по разрезу скважины с привязкой по глубинам.

Заполнение сводной диаграммы осуществляется оператором-геологом в процессе бурения в масштабах I:200 или I:500, в перспективных участках разреза I:50. В графе I сводной диаграммы отмечается дата (число, месяц) пробуренного интервала в течение суток. Суточные границы выделяются чертой. В графе 2 строятся кривые механического каротажа и расхода бурового раствора. В графах 3 и 4 указывается глубина забоя скважины и возраст вскрытых пород. Стратиграфические границы определяются оператором и контролируются по ГИС. В графы 5-I7 заносятся данные по шламу и керну: плотность и карбонатность пород, шламограмма, интервалы отбора керна, литологическая колонка с описанием пройденных пород, результаты ЛБА, пористость и газонасыщенность пород. В графы I8-20 сводится информация о буровом растворе. После проведения геофизических и гидродинамических исследований в графе 2I указывается интервал исследований, комплекс выполненных исследований, основные параметры пласта и результаты испытаний.

Сводная диаграмма газового каротажа (см. приложение 8) заполняется, если в процессе бурения исследования шлама и керна не проводятся. Сводная диаграмма заполняется оператором в процессе бурения скважины в масштабах I:200 или I:500. На диаграмме строятся кривые продолжительности проходки Т, расхода бурового раствора $Q_{вых}$, суммарное содержание УВГ в буровом растворе с учетом степени дегазации желобного дегазатора. Приводится также относительный состав УВГ в виде цифровых данных, люминесценция шлама (керна), параметры бурового раствора и добавки в него химреагентов.

Сводные диаграммы геологических исследований и газового каротажа составляются операторами и подлежат сдаче в КИП экспедиции (конторы, треста). При исследовании глубоких поисковых и разведочных скважин, бурящихся с низкими скоростями ($v < 1$ м/ч), копии сводных диаграмм представляются заказчику через каждые 50 м проходки, но не реже I раза в месяц. При исследовании скважин, бурящихся со скоростью более I м/ч, копии сводных диаграмм могут представляться после окончания бурения скважины, но не реже I раза в месяц. Оригиналы сводных диаграмм хранятся в экспедиции (конторе, тресте). В сводных диаграммах расписывается начальник партии (отряда) и дежурные операторы. К сводной диаграмме прилагается пояснительная записка с предварительным заключением о перспективности пройденного разреза на нефть и газ, указываются выделенные коллекторы и нефтегазонасыщенные пласты с характеристикой по результатам проведенных исследований.

Акт на результаты геолого-технологических исследований (см. приложение 2) является обязательным отчетным документом, по которому можно оценить эффективность работы партии (отряда) ГТИ на скважине. Акт составляется после окончания работ по ГТИ на скважине и подписывается начальником партии (отряда), буровым мастером и главным геологом УБР (УРБ). Акт составляется в двух экземплярах, один из них передается в УБР (УРБ), другой - остается в экспедиции (конторе, тресте).

I2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Главная задача технологических исследований - это получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийной и рациональной проводки скважин. Безаварийная и рациональная проводка конкретной скважины предполагает предупреждение аварий и осложнений и оптимизацию отработки долота в процессе бурения.

Методическое обеспечение для решения технологических задач операторами-технологами службы ГТИ включает в себя методы предупреждения аварийных или нежелательных ситуаций, возникающих в процессе бурения, и методы оптимальной отработки долот.

К аварийным ситуациям в процессе бурения относятся выбросы пластового флюида, катастрофические поглощения бурового раствора и гидроразрывы пласта, прихваты, сломы, обрывы бурильного инструмента. К нежелательным ситуациям относятся всевозможные нарушения

технологического процесса бурения и нерациональная отработка долот. Согласно этому методическое обеспечение содержит методы решения следующих задач:

- предупреждение выбросов бурового раствора и пластового флюида;
- предупреждение катастрофических поглощений бурового раствора;
- предупреждение осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины;
- предупреждение осложнений и аварий, не связанных с состоянием ствола скважины;
- оптимальная отработка долот;
- оценка приближения и вскрытия зон АВПД и оценка пластовых поровых давлений;
- контроль давлений в скважине.

I2.I. Предупреждение выбросов бурового раствора и пластового флюида

Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения данной скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации.

Первая часть задачи - раннее обнаружение первых признаков начавшегося газонефтеводопроявления и получение его характеристик решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть задачи - своевременная ликвидация начавшегося проявления, не допуская его развития, - решается буровой бригадой согласно действующим инструкциям и данным оператора-технолога.

Для решения поставленной задачи оператор-технолог должен выявлять и оценивать следующие ситуации, возникающие в процессе проводки данной скважины:

- наличие пластового флюида (пачки газированного раствора) в скважине;
- выход на поверхность пачки газированного раствора;
- вскрытие проявляющего интервала;
- приток в процессе бурения;
- подъем инструмента со свабированием;
- приток при СПО;
- вскрытие зон АВПД.

Схема работ оператора по предупреждению выбросов, включающая

в себя наименование перечисленных предвыбросовых ситуаций и необходимых для каждой ситуации обязательных расчетов, представлена на рис. 53.

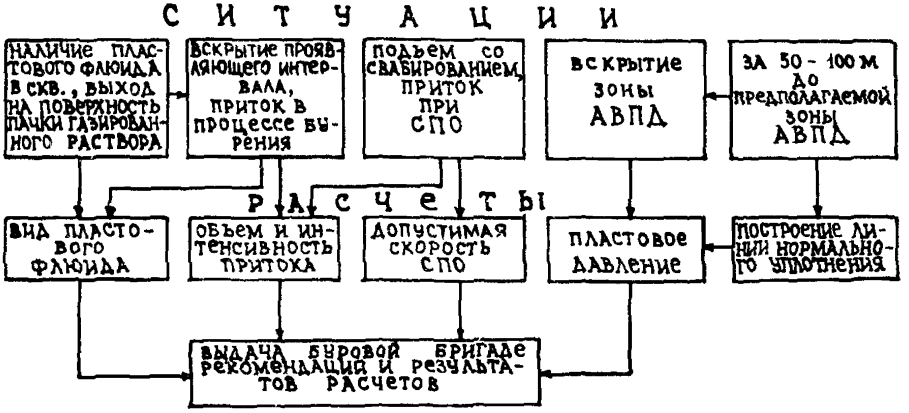


Рис. 53. Схема работ оператора по предупреждению выбросов.

Оценка ситуации "Вход в зону с АВПД" и расчет пластовых давлений являются специальной задачей и подробно описываются в подразделе I2.6.

Поступление флюида в скважину

Пластовый флюид из пласта в скважину может поступать как при давлении в скважине ниже пластового, так и при положительном дифференциальном давлении.

Превышение пластового давления над скважинным бывает обусловлено недостаточной изученностью геологического разреза (наличие локальных залежей с газом или рапсй, зоны тектонических нарушений и зоны АВПД). Произвольное снижение давления в скважине ниже давления в пласте обусловлено, как правило, такими технологическими причинами, как недостаточная плотность раствора, фильтрация раствора в пласт или контракционный эффект и зависание столба раствора на стенках при прекращении циркуляции, эффект свабирования при подъеме инструмента, снижение уровня раствора в скважине при недоливе или поглощении и т.п.

Без нарушения соотношения давления между скважиной и пластом пластовый флюид может поступать вместе с выбуренной породой, вслед-

ствие диффузии, осмоса, капиллярных перетоков и гравитационного замещения.

Пластовый флюид может поступать в скважину как разовыми порциями (пачками) при создании кратковременных условий для его "подтягивания" из пласта, так и непрерывно. Поступление флюида в малых объемах создает фоновые газопоказания, а непрерывное поступление из пласта классифицируется как приток.

Самым ранним признаком поступления пластового флюида из пласта в скважину при наличии циркуляции является изменение давления бурового раствора на входе. Продвижение пачки газированного раствора от пласта к устью по кольцевому пространству скважины сопровождается плавным снижением давления, отмечаемым только тогда, когда газ начинает переходить из жидкого в газообразное состояние. Визуально это снижение отмечается только при значительных объемах пачки. Подход газовой пачки к устью характеризуется довольно резким падением давления. Это падение давления достигает максимальной величины при попадании облегченного газированного раствора в буровой насос.

Вторым по оперативности признаком поступления пластового флюида является объем или уровень раствора в емкостях. Повышение его начинается при подходе пачки газированного раствора к устью, когда увеличение объема этой пачки из-за расширения газа становится значительным. Максимальная величина объема наблюдается в момент выхода пачки на поверхность, затем объем может снижаться.

Скорость потока бурового раствора на выходе в связи с невысокой чувствительностью индикатора потока однозначно указывает лишь на момент выхода пачки из затрубья. Значительный объем и газонасыщенность пачки дают высокоамплитудные колебания на кривой потока на фоне общего увеличения. Малые по объему и газонасыщению пачки могут быть не зарегистрированы на кривых потока и уровня бурового раствора.

Безусловные признаки газирования бурового раствора - это повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины. Оба эти признака появляются при выходе пачки из затрубья.

Характерным признаком газирования раствора является также снижение температуры бурового раствора на выходе из скважины или снижение темпа ее повышения при выходе газированной пачки на поверхность.

Присутствие газированных пачек бурового раствора в скважине,

отличающихся повышением газосодержания раствора и снижением его плотности при выходе на поверхность, но не дающих повышения объема в емкости, - это не аварийная ситуация, и она не требует принятия немедленных мер по ликвидации проявления и утяжеления раствора, хотя и является настораживающим фактором и требует усиления контроля за поведением скважины в процессе ее углубления. В данном случае основная задача для предупреждения выброса заключается в немедленной дегазации раствора, отсечении обнаруженной газовой пачки от циркуляции и недопущении повторной закачки ее в скважину.

В случае, если пачка газонасыщенного раствора дает повышение уровня в емкости, т.е. имеет значительный объем, буровая бригада действует согласно инструкции по предупреждению выбросов (герметизация устья, утяжеление раствора и т.д.).

Приток пластового флюида в скважину в процессе бурения

Стабильное превышение пластового давления над давлением в скважине создает условия для непрерывного поступления пластового флюида в буровой раствор.

Обнаружить и оценить приток пластового флюида можно по тем же признакам, по которым обнаруживается присутствие газированных пачек раствора в скважине, но описанные выше признаки носят явно выраженный и более однозначный характер. Безусловные признаки притока - непрерывное увеличение уровня раствора в емкостях и движение раствора в желобах при выключенной циркуляции. Если приток обусловлен вскрытием пласта с давлением, превышающим давление в скважине, то одновременно (или несколько раньше) с описанными признаками наблюдаются резкое повышение механической скорости проходки, характерное для вскрытия любого коллектора, и изменение крутящего момента на роторе.

Приток пластового флюида в скважину является наиболее опасной ситуацией в процессе бурения и требует немедленной герметизации устья и утяжеления раствора, чтобы не допустить дальнейшего притока из пласта и ликвидировать проявление в начальной стадии, не допуская выброса.

Ситуация вымывания и выхода на поверхность пачки газо- и нефтенасыщенного раствора представлена на рис. 54. Большой объем пачки позволил классифицировать данную ситуацию как газонефтепроявление. Время, через которое пачка достигла устья, меньше времени полуцикла по кольцу, следовательно, пачка образовалась еще до

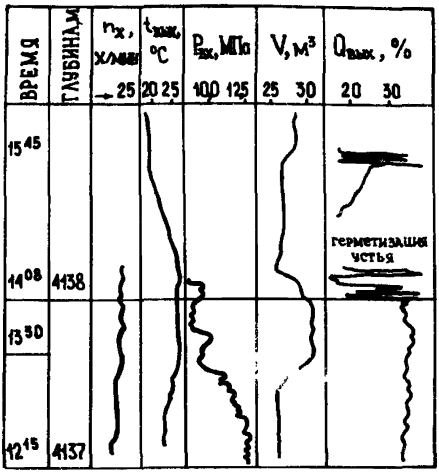


Рис. 54. Пример нефтегазопроявления в процессе бурения.

начала долбления, очевидно во время предыдущей спуско-подъемной операции, так как ни во время, ни после СПО промывок не было. Первый признак наличия пачки облегченного (газированного) раствора в затрубном пространстве - снижение давления на входе - отмечается задолго до подхода пачки к устью. За 50 мин до выхода основного объема пачки наблюдается повышение уровня в рабочей емкости, сопровождающееся резким падением давления и падением темпа увеличения температуры раствора на выходе. Индикатор потока в связи с малой чувствительностью однозначной картины притока не дает. В начальный момент повышения уровня в емкостях надо было остановить бурение и приступить к ликвидации проявления. Фактически бурение продолжалось до выхода (выброса) на поверхность газовой пачки с общим увеличением объема 4,5 м^3. Появление газа на устье с расплескиванием раствора отмечается на кривой потока. Только после этого устье скважины было загерметизировано. После открытия превентора произошел выброс 2 м^3 нефти, после чего устье снова закрыли, и буровая бригада продолжила работы по ликвидации нефтегазопроявления.

Оценка вида поступившего флюида

Вид пластового флюида (нефть, газ, вода), поступающего в скважину, можно определить по ряду косвенных признаков при подходе пачки к устью и выходе ее из затрубья. Плавное и непрерывное изменение параметров (снижение давления, увеличение уровня в емкости, снижение плотности и повышение газосодержания раствора на выходе, увеличение потока) свидетельствует о поступлении жидкого флюида (нефти или воды). Газирование раствора дает нестабильную, но более яркую картину всех аномалий, и на всех кривых на фоне описанных изменений наблюдаются колебания. Особенно

ярко эти колебания выражены на кривых потока (запись напоминает пилообразную кривую с широкой амплитудой) и плотности (разброс значений в больших пределах) при выходе газа на поверхность. Снижение температуры раствора на выходе или темпа ее повышения характерно только для выхода газовых пачек, чистый жидкий флюид дает рост температуры.

Выход на поверхность нефти и газа повышает удельное электрическое сопротивление раствора, а поступление минерализованной пластовой (особенно высокоминерализованной) воды дает противоположную картину - наблюдается резкое снижение сопротивления. Если же в раствор поступил рассол или рапа, то на выходе возможно появление раствора с нарушенной неоднородной структурой.

Расчет объема и интенсивности притока

Объем и интенсивность поступления пластового флюида из пласта в скважину в процессе бурения определяется при наличии регистрации уровня (объема) бурового раствора в рабочих емкостях.

Объем притока $V_{пр}$ (в $м^3$) определяется как общее увеличение объема в рабочей емкости с начала появления аномалии притока на кривой регистрации уровня

$$V_{пр} = \Delta h \cdot S ,$$

где Δh - приращение уровня в емкости, м, площадью S ($м^2$).

Если в циркуляцию включено одновременно несколько емкостей, то объем притока будет определяться как сумма увеличений объемов в каждой емкости.

Объем притока - контрольная величина, которая не должна превышать допустимого предельного увеличения объема раствора в емкости.

Предельное увеличение раствора в емкости определяется по формуле (РД 39-2-803-82 "Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению", ВНИИКРнефть, 1983):

$$[V_{пр}] = \left(H + \frac{10^3 [P]}{9{,}8 \cdot \gamma} - \frac{10^3 P_{пл}}{9{,}8 \cdot \gamma} \right) \cdot \frac{[P] \cdot S_{к.п}}{P_{пл}} ,$$

где $[P]$ - допустимое давление на устье закрытой скважины, МПа;

$S_{к.п}$ - площадь кольцевого сечения устьевой части скважины, $м^2$.

Расчет $[V_{пр}]$ не входит в обязанности оператора, так как эта величина рассчитывается заранее на вскрытие каждого возможного коллектора и содержится в регламенте работ буровой бригады. По мере получения уточненных данных о пластовом давлении расчет может

уточняться оператором-технологом.

Интенсивность притока $Q_{пр}$ (в $м^3/ч$) определяется как увеличение объема раствора в рабочей емкости за единицу времени

$$Q_{пр} = \frac{\Delta h \cdot S}{\Delta t},$$

где Δh - приращение уровня в емкости, м, за время Δt (ч).

Интенсивность притока, как и объем, служит характеристикой начавшегося проявления и позволяет прогнозировать объем притока через заданное время. Обе эти величины находятся на контроле оператора-технолога до ликвидации проявления и сообщаются буровой бригаде.

Приток в процессе спуско-подъемных операций

На поступление пластового флюида в ствол скважины в процессе спуско-подъемных операций указывает уменьшение объема долитого в скважину бурового раствора против объема металла извлекаемых из скважины труб.

Для скважин, в которых существует опасность проявления, число свечей инструмента, поднимаемых без долива, можно определить из соотношения диаметра скважины к наружному диаметру труб. Если $D/d_н < 1,6$, то число свечей, поднимаемых без долива, должно быть не более пяти, а при $D/d_н > 1,6$ - десяти (для свечей длиной 37,5 м). При подъеме УБТ долив должен производиться после подъема каждой свечи.

Контроль за доливом осуществляется путем сравнения фактического и расчетного объемов долива. Для этого в процессе подъема оператором заполняется карта долива скважины (приложение 10). В шапке карты указывается, кроме основных данных, конструкция бурильной колонны (наружные диаметры труб и количество свечей) снизу вверх.

Расчетный или теоретический объем долива определяется как сумма объема металла поднятых бурильных труб между доливами, объема раствора, разливающегося из-за "сифона", нормальных фильтрационных потерь за время очередного подъема и пленки раствора на поверхности труб. Сумма последних трех слагаемых определяется экспериментально как разница между объемом металла поднятых труб и фактическим доливом при отсутствии поступления пластового флюида в скважину.

Фактический долив определяется при доливе скважины насосом как снижение объема раствора в рабочей емкости за время данного

долива, а при непрерывном доливе из доливочной емкости - как снижение объема в доливочной емкости за время подъема очередного количества (I, 5, I0) свечей.

Баланс каждого долива определяется как разница между расчетным и фактическим доливом, общий баланс - как алгебраическая сумма балансов каждого долива. Выход раствора в желоба при заполнении скважины отмечается знаком "+", невыход - знаком "-".

При появлении положительного баланса долива, превышающего нормальное отклонение объема, или повторного положительного баланса в пределах нормального отклонения буровой бригаде сообщается величина этого баланса, а также величина общего баланса объема к данному времени. В этом случае буровая бригада, как правило, прекращает подъем и проверяет наличие перелива раствора из устья. При наличии перелива оператором оценивается (по возможности) его объем и интенсивность. Буровая бригада принимает решение в соответствии с имеющимися инструкциями и данными баланса доливов и интенсивности притока.

Ситуация притока в процессе подъема инструмента иллюстрируется рис. 55, на котором представлены записи кривых веса инструмента, объема раствора в рабочей емкости (долив ведется насосами) и потока раствора на выходе из скважины. Часть карты долива для данного подъема инструмента представлена в табл. 25.

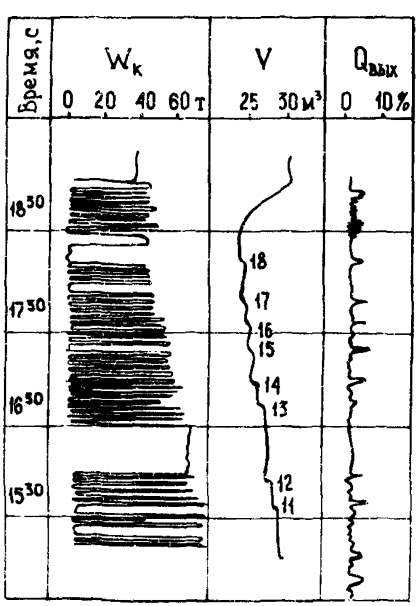


Рис. 55. Пример притока в процессе подъема инструмента.

В соответствии с данными карты долива на протяжении первых II доливов объем в емкости снижается в пределах погрешности. На I2 и I3 доливе подъем идет с незначительным снижением объема. После I3 долива наблюдается постоянный прирост

Таблица 25

Пример заполнения карты долива при подъеме инструмента

№ п/п	Поднято свечей		Долив, $м^3$		Баланс, $м^3$		Выход раствора в желоба
	всего	между доливами	расчетный	фактический	общий	каждого долива	
II	58	5	0,72	0,9	-0,I8	-0,42	+
I2	63	5	0,72	0,9	-0,I8	-0,60	+
I3	68	5	0,72	0,8	-0,08	-0,68	+
I4	73	6	0,92	0,7	+0,22	-0,46	+
I5	78	5	0,72	0,6	+0,I2	-0,34	+
I6	83	6	0,92	0,4	+0,52	+0,I8	+
I7	88	5	0,72	0,4	+0,32	+0,5	+
I8	93	5	0,82	0,2	+0,62	+I,I2	+

объема, на I7 доливе общий баланс составил 0,5 $м^3$. После этого скважина не приняла долива и начался слабый перелив из затрубья, что хорошо отмечается повышением объема в емкости (см. рис. 55). Буровая бригада приступила к немедленному спуску инструмента, что также отмечается продолжением повышения объема. Надо было остановить подъем еще после I4 долива, когда впервые появился положительный баланс, и проверить положение уровня в скважине. При наличии перелива необходимо было приступить к спуску инструмента и ликвидации проявления (инструмент находился в то время на 540 м ниже, чем когда начался фактический спуск), при отсутствии перелива можно было бы продолжать подъем, но на пониженной скорости.

Расчет допустимой скорости подъема инструмента

При появлении положительного баланса долива оператор рассчитывает допустимую скорость подъема инструмента.

Максимально допустимая скорость подъема инструмента, исключающая приток из пласта, определяется из условия максимально допустимого снижения давления на этот пласт в процессе подъема за счет эффекта свабирования:

$$[v_{спо}] = \frac{d_н^2 [\Delta P (D - d_н) - 0{,}00196 R L \tau_0]}{392 \eta L F (D - d_н)}, \qquad (46)$$

где ΔP – наименьшая разница между гидростатическим и пластовым давлением открытой части ствола скважины, МПа;

R, F – безразмерные коэффициенты

$$R = 1 + 0{,}076W - 0{,}221W^2 + 0{,}535W^5,$$

$$F = \frac{2z^2 \ln z + 1 - z^2}{(z^4 - 1)\ln z - (1 - z^2)^2},$$

где $z = \frac{D}{d_н}$,

$W = \frac{d_н}{D}$.

Гидростатическое давление определяется по формуле

$$P_{гс} = 0{,}0098\gamma \cdot H. \qquad (47)$$

Пластовое давление берется либо по данным техпроекта и ГТН, либо уточненное значение – по данным ГИС, ГТИ, ИПТ.

12.2. Предупреждение катастрофических поглощений бурового раствора

Задача предупреждения катастрофических поглощений бурового раствора в процессе бурения данной скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося поглощения и своевременной его ликвидации.

Первая часть задачи – раннее обнаружение первых признаков поглощения и получение его характеристик – решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть задачи – своевременная ликвидация начавшегося поглощения, не допуская его развития до катастрофических размеров, – решается буровой бригадой согласно действующим инструкциям и данным оператора-технолога.

Для решения поставленной задачи оператор-технолог должен выявлять и оценивать следующие ситуации, возникающие в процессе проводки данной скважины:

- вскрытие зоны поглощения;
- частичное поглощение бурового раствора;
- спуск инструмента с поршневанием;
- поглощение при СПО;
- полное поглощение.

Схема работ оператора по предупреждению катастрофических поглощений, включающая в себя наименование перечисленных ситуаций, в результате которых могут возникнуть катастрофические поглощения, и необходимых для каждой ситуации обязательных расчетов, представлена на рис. 56.

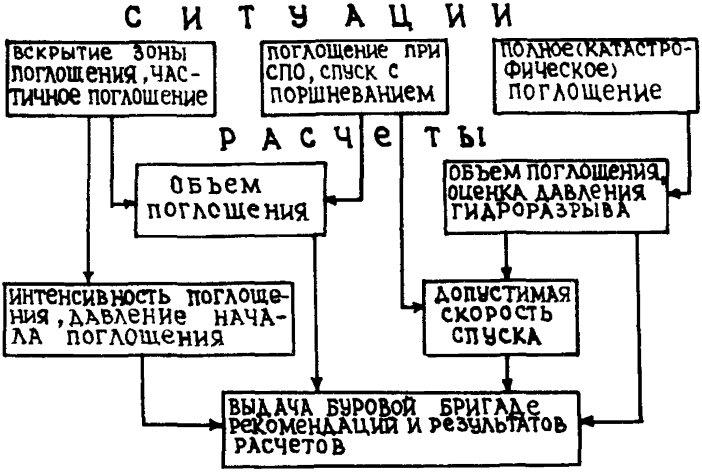


Рис. 56. Схема работ оператора
по предупреждению катастрофических поглощений.

Поглощение бурового раствора из скважины в пласт происходит при превышении давления в скважине над давлением начала поглощения (обычно оно несколько превышает пластовое давление).

К геологическим причинам поглощений можно отнести наличие хорошо проницаемых коллекторов в разрезе и зон аномально-низких пластовых давлений, к технологическим - завышенную плотность и водоотдачу бурового раствора, гидродинамические эффекты при движении инструмента и запуске насосов, а также рост давления в скважине при глушении.

По интенсивности поглощения условно разделяются на частичные (без потери циркуляции), полные (циркуляция отсутствует, но уровень находится у устья скважины) и катастрофические (со значительным падением уровня бурового раствора в скважине ниже устья).

Поглощения в процессе бурения

Вскрытие поглощающего интервала в процессе механического бурения отмечается ростом механической скорости проходки, изменением крутящего момента и одновременным (а возможно и несколько

запаздывающим) падением уровня раствора в рабочей емкости.

Как правило, при небольшой интенсивности поглощения бурение продолжается в условиях частичного поглощения. Прямые признаки поглощения - снижение уровня раствора в рабочих емкостях и скорости потока на выходе из скважины. Скорость потока в связи с малой чувствительностью небольшую интенсивность может не отметить. Косвенные признаки поглощения - снижение давления на входе и колебания на фоне снижения, а также снижение температуры раствора на выходе.

Вскрытие зоны поглощения (бурение в условиях частичного поглощения) может происходить с изменяющейся интенсивностью поглощения. Снижение интенсивности является результатом кольматации каналов фильтрации пласта и образования глинистой корки и наблюдается, как правило, при вскрытии коллекторов порового типа или порово-трещинного типа, но невысокой проницаемости. Такая ситуация не требует принятия специальных мер по ликвидации поглощения, поскольку оно самоликвидируется со временем.

Постоянная интенсивность поглощения при продолжающемся вскрытии той же зоны свидетельствует о достаточно большой проницаемости и затруднительной кольматации пласта, и дальнейшие работы будут зависеть от величины этой интенсивности.

Самую опасную ситуацию отражает возрастающая во времени интенсивность поглощения, когда требуется принятие немедленных мер по облегчению и обработке раствора, введению наполнителя и т.п. с целью не допустить дальнейшего развития поглощения до катастрофических размеров.

Очень характерной и весьма опасной ситуацией (относительно катастрофических поглощений) является вход в сильнокавернозные, закарстованные породы с низким пластовым давлением. При их вскрытии резкий рост скорости выражается в провалах инструмента, а падение уровня в емкости начинается практически одновременно с провалами и сразу с большой интенсивностью.

В некоторых случаях при небольшой интенсивности поглощение прекращается после выключения циркуляции (уровень в скважине находится у устья). Данный случай, как и бурение со снижающейся интенсивностью, не представляет большой опасности и не требует принятия специальных мер по ликвидации поглощения и изоляции зоны поглощения. Снизить интенсивность или прекратить поглощение можно снижением расхода на входе в скважину и регулированием реологических свойств раствора.

Если после выключения циркуляции уровень в скважине продолжает снижаться, но в процессе промывки интенсивность остается постоянной или незначительно растет, то выбор решения по дальнейшему ведению работ будет зависеть от возможности прекращения поглощения путем облегчения раствора. Оператор-технолог делает расчет величины давления начала поглощения и соответствующей ему плотности раствора. На основании этих расчетов и имеющихся инструкций буровая бригада принимает решение.

Таким образом, при появлении первых признаков поглощения в процессе бурения или промывки оператор-технолог предупреждает буровую бригаду, определяет объем и интенсивность поглощения, в некоторых случаях определяет давление начала поглощения и требуемую плотность раствора, и сообщает данные буровой бригаде.

Следует особо отметить, что бурение в условиях частичного поглощения значительно повышает опасность зашламления забоя и прихватов инструмента как вследствие зашламления, так и в результате высокого дифференциального давления между скважиной и пластом и образования корки.

Ситуация поглощения бурового раствора в процессе бурения представлена на рис. 57. Первый признак поглощения - снижение уровня (объема) раствора в рабочей емкости - появился на глубине 3293 м одновременно с ростом механической скорости проходки с 1,7 до 2,2 м/ч. Затем скорость проходки возросла до 3 м/ч. Интенсивность поглощения в первые 10 мин после начала аномалии составила 6 $м^3$/ч, потом стала постоянно снижаться и на глубине 3297 м составила 1,8 $м^3$/ч. Снижение интенсивности объясняется образованием гли-

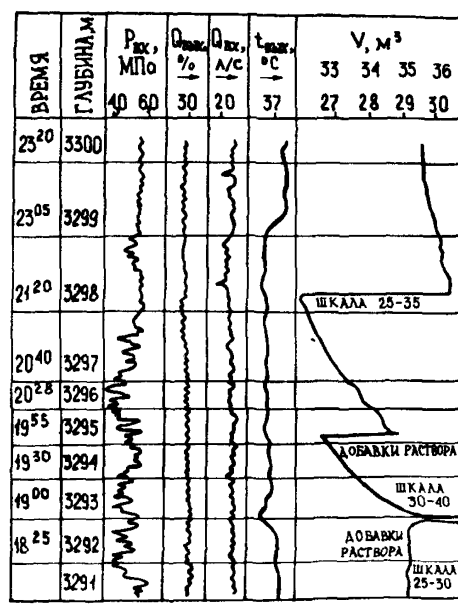


Рис.57. Пример частичного поглощения в процессе бурения.

нистой корки. Общий объем поглощения к глубине 3297 м составил 4,8 м^3. С этой глубины скорость проходки падает до 1,2 м/ч, что наряду со снижающейся интенсивностью поглощения позволяет судить о выходе из зоны поглощения. В данной ситуации буровой бригадой после получения характеристик поглощения было принято решение продолжить бурение с частичным поглощением. Интервал поглощения был благополучно пройден и закольматирован буровым раствором, дальнейшее бурение шло без осложнений. Как видно из рис. 57, скорость потока раствора на выходе из скважины оказалась в данном случае неинформативной. Колебание давления на входе при общем его снижении закономерно и является следствием вскрытия зоны поглощения. Кривая температуры бурового раствора на выходе из скважины хорошо отмечает момент начала поглощения резким падением, после прекращения поглощения температура вновь повышается и стабилизируется на должном уровне.

Расчет объема и интенсивности поглощения

Объем и интенсивность поглощения бурового раствора из скважины в пласт определяются по изменению уровня (объема) бурового раствора в рабочих емкостях.

Объем поглощения определяется как общее снижение объема в рабочей емкости с начала появления аномалии поглощения на кривой регистрации уровня

$$V_{погл} = \Delta h \cdot S ,$$

где Δh – снижение уровня в емкости, м, площадью S(м^2).

Текущее значение объема поглощения постоянно контролируется (с учетом всевозможных технологических изменений объема в емкостях) и сообщается буровой бригаде.

Интенсивность поглощения определяется как снижение объема раствора в рабочей емкости за единицу времени

$$Q_{погл} = \frac{\Delta h \cdot S}{\Delta t} , \qquad (48)$$

где Δh – снижение уровня в емкости, м, за время Δt (ч).

В процессе механического бурения интенсивность поглощения определяется с учетом естественного снижения объема раствора в рабочей емкости за счет заполнения раствором вновь образованной части ствола скважины. Скорость естественного снижения объема раствора (в м^3/ч) определяется по формуле

$$Q = \frac{10^{-6} \cdot \pi (D^2 - d_н^2)}{4} \cdot v$$

и является отрицательной составляющей интенсивности поглощения, определенной по формуле (48).

Изменение интенсивности поглощения в любую сторону требует повторного ее определения и сообщения буровой бригаде.

Поглощения в процессе СПО

На поглощение бурового раствора в процессе спуско-подъемных операций указывает уменьшение объема вытесняемого из скважины бурового раствора против объема металла спускаемых в скважину труб.

Контроль за поглощением при спуске осуществляется с помощью карты спуска бурильной колонны в скважину (приложение II), которая в отличие от карты долива не является обязательной к заполнению. Она заполняется оператором либо при наличии в открытой части ствола поглощающих интервалов, выделенных в процессе вскрытия или предыдущих СПО, либо по требованию буровой бригады.

Шапка карты спуска заполняется аналогично шапке карты долива. Расчетный объем вытесняемого раствора определяется как сумма объема металла спущенных труб, нормальных фильтрационных потерь и пленки раствора на поверхности труб. Сумма последних двух слагаемых определяется экспериментально как разница между объемом металла извлеченных труб и объемом вытесненного раствора при отсутствии поглощения или притока.

Фактический объем вытесненного из скважины раствора определяется как повышение объема в емкости за время спуска очередного количества свечей. Баланс объема определяется как разница между фактическим и расчетным объемами вытеснения. Расчет приводится после спуска каждых 10-15 свечей.

При появлении отрицательного баланса, превышающего нормальное отклонение объема, или повторного отрицательного баланса в пределах нормального отклонения буровой бригаде сообщается величина этого баланса, после чего буровая бригада, как правило, прекращает спуск и проверяет положение уровня в скважине. Решение по дальнейшим работам принимается буровой бригадой на основе данных баланса вытеснения и в соответствии с инструкциями.

Расчет допустимой скорости спуска инструмента

При появлении отрицательного баланса объема вытеснения оператор рассчитывает допустимую скорость спуска инструмента. Эта скорость [$v_{спо}$] определяется по формуле (46) как и допустимая скорость подъема, но в данном случае в качестве величины ΔP берется наименьшая разница между давлением гидроразрыва и гидростатическим давлением в открытой части ствола скважины ($\Delta P = P_{гр} - P_{гс}$).

За давление гидроразрыва принимается либо прогнозная величина согласно техпроекту на строительство данной скважины, либо уточненное в процессе бурения его значение.

Расчет давления начала поглощения

Расчет производится при следующих условиях:

- интенсивность поглощения составляет не менее 2 $м^3/ч$ и остается примерно постоянной во времени;
- отсутствуют провалы инструмента;
- гидродинамические потери в кольцевом пространстве составляют не менее I МПа;
- циркуляция осуществляется через одну рабочую емкость;
- отсутствуют технологические аномалии уровня в рабочей емкости;
- расход на входе в скважину постоянный.

При выполнении всех этих условий расчет следует проводить в следующем порядке.

I. Определить интенсивность поглощения в процессе циркуляции Q_4 по формуле (48).

2. Выключить циркуляцию и выдержать без циркуляции такое время, чтобы уровень в скважине снизился более чем на 0,5 $м^3$. Время выдержки выбирается согласно табл. 26.

Таблица 26

Интенсивность поглощения с циркуляцией Q_4, $м^3/ч$	2-3	3-4	4-5	5-7	> 7
Время выдержки без циркуляции, мин, не менее	20-25	I5-20	I0-I5	8-I0	5-8

3. Определить повышение объема в емкости за счет слива из желобов и манифольда V_c.

4. Включить циркуляцию и определить снижение объема в емкости за счет заполнения желобов и манифольда и поглощения части объема за время перерыва циркуляции $V_з$. Разница $\Delta V = V_з - V_c$ будет составлять объем поглощения за время перерыва в циркуляции.

5. Определить интенсивность поглощения без циркуляции

$$Q_2 = \frac{\Delta V}{\Delta t},$$

где Δt - время перерыва циркуляции, ч.

6. Определить гидростатическое давление на забое $P_{гс}$ по формуле (47).

7. Определить гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве скважины $\Delta P_{к.п}$ (подраздел I2.7).

8. Определить давление начала поглощения по формуле

$$P_{погл} = P_{гс} - \frac{Q_2 \cdot \Delta P_{к.п}}{Q_1 - Q_2}.$$

9. Зная $P_{погл}$, можно определить требуемую плотность раствора, при которой поглощение прекратится, по формуле

$$\gamma_п = \frac{I02\, P_{погл} \cdot \gamma}{\gamma H + I02\, \Delta P_{к.п}}.$$

Ситуация, иллюстрирующая изложенный метод, представлена на рис. 58. Бурение идет с частичным поглощением интенсивностью $Q_1 = 2{,}4$ м^3/ч, интенсивность остается постоянной во времени. В 3 ч I5 мин циркуляция была выключена для наращивания. Повышение объема в емкости за счет слива из желобов и манифольда составило $V_c = I{,}I$ м^3.

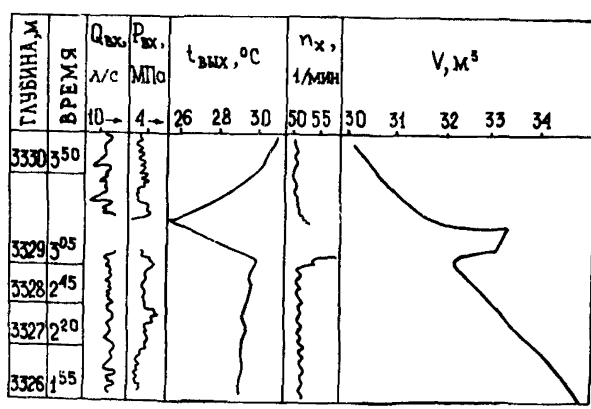


Рис.58. Пример частичного поглощения с постоянной интенсивностью.

Через 20 мин циркуляция была включена и снижение объема в емкости составило V_3 = I,8 м^3. Разница в объемах (I,8 - I,I =0,7 м^3) представляет собой объем поглощения за время перерыва в циркуляции. Отсюда интенсивность поглощения без циркуляции Q_2 =2,I м^3/ч. Гидростатическое давление на глубине 3330 м при плотности раствора I,I8 г/см^3 составляет 39,3 МПа, гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве - I МПа. Отсюда давление начала поглощения:

$$P_{погл} = 39,3 - \frac{2,I \cdot I}{0,3} = 32,3 \text{ МПа},$$

а требуемая для прекращения поглощения плотность раствора:

$$\gamma_n = \frac{I02 \cdot 32,3 \cdot I,I8}{I,I8 \cdot 3330 + I02 \cdot I} = 0,96 \text{ г/см}^3.$$

Таким образом, чтобы создать в скважине давление, при котором поглощение прекратится, необходимо плотность раствора снизить до 0,96 г/см^3. Однако такой возможности не было, поэтому бурение продолжалось с частичным поглощением и соответствующей обработкой раствора химреагентами.

Оценка давления гидроразрыва

При катастрофическом поглощении оператор оценивает величину давления гидроразрыва пласта.

Если катастрофическое поглощение началось в процессе механического бурения или промывки и при этом не наблюдалось резких гидродинамических пульсаций давления, то за начальное давление гидроразрыва принимается давление в скважине в процессе циркуляции, состоящее из суммы гидростатического давления и гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве, т.е. $P_{гр} = P_{гс} + \Delta P_{к.п}$.

Если катастрофическое поглощение началось в процессе спуска инструмента, то за начальное давление гидроразрыва принимается давление в скважине при спуске, состоящее из суммы гидростатического давления и давления поршневания при данной скорости спуска инструмента, т.е. $P_{гр} = P_{гс} + \Delta P_{порш}$.

Если катастрофическое поглощение началось в процессе проработки ствола, то за начальное давление гидроразрыва принимается давление

$$P_{гр} = P_{гс} + \Delta P_{к.п} + \Delta P_{пр},$$

где $\Delta P_{пр}$ – потери давления при проработке, $\Delta P_{пр} = \Delta P_{порш}$, при $v_{спо} = v_{пр}$ (где $v_{пр}$ – скорость проработки).

Расчеты $\Delta P_{к.п}$ и $\Delta P_{порш}$ для условий равномерного спуска и момента торможения труб определяются согласно подраздела I2.7.

I2.3. Предупреждение осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины

В процессе бурения неустойчивость ствола грозит, главным образом, прихватами и их последствиями – сломами и обрывами бурового инструмента, поэтому задача сводится к раннему обнаружению прихватоопасных ситуаций и своевременному их устранению.

Первая часть задачи – раннее обнаружение первых признаков прихватоопасной ситуации и уточнение ее характера – решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть – своевременное устранение ситуации, а по возможности и вызвавших ее причин – решается буровой бригадой на основе данных оператора и согласно действующим инструкциям.

Для решения поставленной задачи оператор-технолог должен выявлять и оценивать следующие ситуации, возникающие в процессе механического бурения, промывки и спуско-подъемных операций:

- сужение ствола скважины;
- обвалы, осыпи стенок скважины;
- наличие уступов, козырьков, желобов и каверн на стенках ствола скважины;
- зашламление забоя;
- наличие сальника на инструменте.

Схема работ оператора по предупреждению прихватов инструмента, включающая в себя наименование перечисленных ситуаций, которые могут привести к прихвату, и необходимых для каждой ситуации обязательных расчетов, представлена на рис. 59.

Неустойчивость ствола может быть обусловлена как геологическими причинами, так и технологическими.

К геологическим относятся:

- наличие неустойчивых пород в разрезе: мягких, рыхлых (слабосвязанные аргиллиты, пески, глины, глинистые песчаники), высокопластичных глин, текучих солей, трещиновато-кавернозных пород;
- большие углы залегания пород;
- тектонические нарушения.

К технологическим причинам относятся:

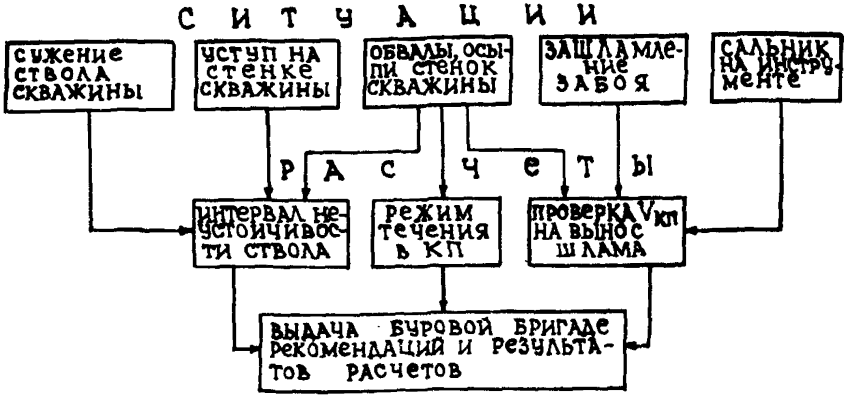


Рис. 59. Схема работ оператора по предупреждению прихватов инструмента.

- высокие гидродинамические эффекты при промывке скважины;
- несоответствие свойств бурового раствора разбуриваемой породе;
- нарушение технологий промывки скважины и СПО;
- недостаточная очистка бурового раствора от шлама;
- неудачная компоновка низа бурильной колонны;
- искривление ствола.

Осыпи, обвалы стенок скважины, зашламление забоя, образование сальников

В процессе механического бурения первыми признаками проявления неустойчивости ствола являются увеличение давления бурового раствора на входе в скважину и крутящего момента на роторе. Осыпи стенок скважины характеризуются плавным увеличением давления и *небольшим увеличением момента на* роторе в начальном этапе. Если осыпи продолжаются значительное время, это может привести к зашламлению забоя. В этом случае давление продолжает увеличиваться и на фоне увеличения появляются колебания, а на кривой момента могут появиться высокоамплитудные пики, характерные для подклинок. Зашламление забоя приводит к появлению затяжек при отрыве инструмента от забоя и посадок при постановке на забой. Очень похожую картину всех аномалий дает зашламление забоя в резуль-

тате недостаточного расхода раствора, однако продолжительная циркуляция и очистка забоя приводят к восстановлению давления до нормальной величины. Наличие же осыпей оставляет давление аномально завышенным, даже если оно снижается в процессе циркуляции. Кроме того, наличие осыпей подтверждается появлением в шламе обвальной породы.

Характерным признаком зашламления забоя как в результате недостаточной очистки, так и при осыпании стенок скважины является снижение механической скорости проходки.

Обвалы стенок скважины, которые могут последовать за осыпями или начаться внезапно, характеризуются теми же признаками, что и осыпи, при этом наблюдаются резкое увеличение давления и его колебание, а также появление высокоамплитудных пик на кривой момента. Посадки и затяжки инструмента появляются практически одновременно с ростом давления. Визуально обвалообразование подтверждается появлением крупных кусков породы на вибросите. При интенсивном обваливании давление может возрасти до критического, при этом возникает вероятность перекрытия кольцевого пространства скважины, заваливания бурильной колонны и потери циркуляции.

При возникновении осыпей и зашламления забоя главная профилактическая мера предупреждения прихватов заключается в усиленной циркуляции бурового раствора, но, как правило, в пределах структурного режима течения в кольцевом пространстве, так как турбулизация потока может даже усилить осыпание стенок скважины.

Буровая бригада принимает решение, направленное на усиленную или пониженную циркуляцию и соответствующую обработку раствора, предупреждающую дальнейшее осыпание. Решение основывается на данных о режиме течения раствора в кольцевом пространстве и необходимой скорости подъема раствора для выноса шлама, расчеты которых делает оператор.

При интенсивном обваливании стенок скважины главной профилактической мерой для предупреждения прихвата и потери циркуляции является своевременный подъем бурильной колонны выше интервала обваливания. Все остальные работы - восстановление циркуляции до нормальной, соответствующая обработка раствора и постепенный спуск колонны - проводятся буровой бригадой согласно действующим инструкциям и данным оператора о режиме течения в кольцевом пространстве.

Ситуация осыпания и обваливания мергелей в процессе механического бурения представлена на рис. 60. Первые признаки попадания обвальной породы в буровой раствор - повышение давления и повышение и колебание крутящего момента на роторе - появляются на глубине около 3118 м. При отрыве инструмента от забоя наблюдается затяжка инструмента, при этом давление и момент снижаются. Промывка в течение 10 мин оказалась явно недостаточной для нормализации давления и очистки забоя, хотя давление несколько снизилось. Механическая скорость проходки при дальнейшем бурении значительно падает, а давление продолжает расти в результате продолжающегося осыпания пород и зашламления забоя. В итоге давление повысилось на 35 5 МПа против нормального. Решено было произвести промывку с целью очистки забоя от обвальной породы. Промывка в течение получаса позволила снизить давление и крутящий момент на роторе до нормальной величины.

Результатом недостаточной очистки забоя, некачественного бурового раствора, толстой рыхлой корки на стенках скважины и неудачной компоновки низа бурильной колонны может явиться образование сальника на долоте или на других элементах низа бурильной колонны. Образование сальника характеризуется очень плавным ростом давления, появлением подклинок, затяжек и посадок инструмента. Характер поведения кривых очень схож с характером в ситуации осыпания стенок и зашламления забоя скважины, однако подклинки, затяжки и посадки инструмента сохраняются и при подъеме колонны, а не только при отрыве от забоя, что наблюдается в начальные моменты зашламления. Кроме

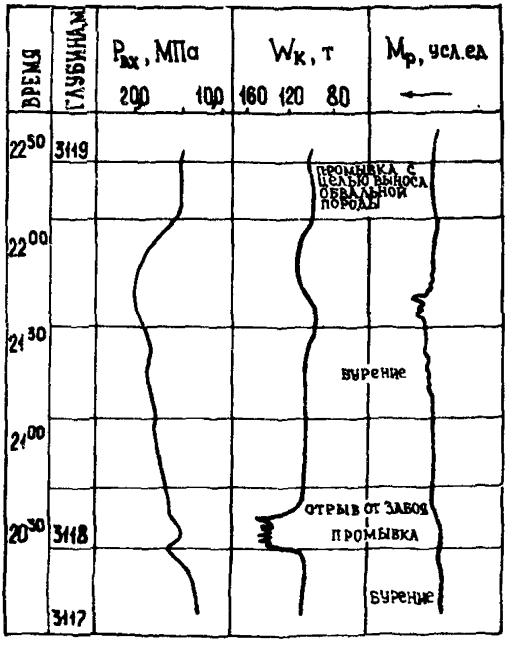


Рис. 60. Пример осыпей и обваливания мергелей в процессе бурения.

того, интенсивная циркуляция раствора не всегда приводит к разрушению сальника и нормализации давления. При сальникообразовании наряду с усиленной циркуляцией необходима отбивка сальника ротором и расхаживание инструмента.

Сужение ствола, желобо- и кавернообразование

Во время значительных перерывов в циркуляции создаются благоприятные условия для образования суженных участков ствола скважины в результате набухания и выпучивания неустойчивых пород. Такие неустойчивые участки ствола выделяются в процессе спуска или подъема инструмента по появлению посадок и затяжек на кривой веса инструмента, постепенно увеличивающихся при прохождении низа колонны через наиболее суженную часть ствола. В этом случае необходима промывка и проработка суженных участков.

Как правило, неустойчивый ствол приводит к образованию на забое шламового стакана за счет невынесенного шлама или осыпавшейся за время перерыва в циркуляции породы. Появление посадок инструмента, особенно с приближением забоя, служит сигналом к началу промывки и проработки с целью предупреждения заклинивания низа колонны в шламовом стакане.

Наличие козырьков и уступов на стенках скважины, а также желобов и каверн отмечается резкими посадками и затяжками инструмента при прохождении через них низа бурильной колонны. В этих случаях, как правило, предпринимается попытка осторожно пропустить колонну через уступ до исчезновения посадок и затяжек. Если это не удается, то интервал неустойчивости прорабатывается.

Таким образом, при появлении посадок и затяжек инструмента во время спуско-подъемных операций оператор предупреждает об этом буровую бригаду, сообщает величину отклонения веса от нормального и определяет интервал неустойчивости ствола скважины. Если этот интервал был выделен ранее по предыдущим СПО, то о подходе к нему оператор обязан предупредить буровую бригаду заблаговременно. Буровая бригада на основе предупреждений оператора проводит промежуточную промывку, проработку ствола и ограничивает скорость спуска и подъема инструмента.

Прихваты инструмента

Прихват бурильной колонны характеризуется невозможностью

вертикальных перемещении и вращений инструмента в пределах допустимых нагрузок, а в некоторых случаях - потерей циркуляции.

Наряду с перечисленными выше факторами неустойчивости ствола к прихватоопасным относятся следующие ситуации:

- продолжительные перерывы в циркуляции;
- высокое дифференциальное давление между скважиной и пластом, прижимающее колонну к стенке;
- рыхлая и липкая глинистая корка;
- поглощение бурового раствора;
- наличие постороннего предмета в скважине.

Прихваты определяются буровой бригадой и без помощи аппаратуры ГТИ, поэтому главная задача оператора-технолога - контроль за ликвидацией прихвата. По требованию буровой бригады оператор сообщает о величине и характере изменения веса на крюке, крутящего момента на роторе, давления на входе и других параметров в процессе ликвидации прихвата.

Проверка скорости течения бурового раствора в кольцевом пространстве на вынос шлама

Проверка скорости течения раствора в кольцевом пространстве $v_{к.п}$ на вынос шлама делается при осыпании и обваливании стенок скважины, зашламлении забоя и сальникообразовании.

Скорость течения раствора в кольцевом пространстве, минимально необходимая для выноса шлама и очистки забоя, определяется по формуле

$$[v_{к.п}] = v_{с.ш} + \frac{D^2}{D^2 - d_н^2} \cdot \frac{v}{3600 \cdot c}, \qquad (49)$$

где $v_{с.ш}$ - скорость седиментации (проскальзывания) шлама в буровом растворе, м/с;

c - допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве, %.

При промывке технической водой $v_{с.ш} = 0,4 \div 0,5$ м/с, при промывке буровым раствором $v_{с.ш} = 0,1 \div 0,15$ м/с (турбулентный режим) и $v_{с.ш} = 0,25 \div 0,35$ м/с (ламинарный режим). Уточненная скорость седиментации шлама определяется оператором-геологом по формуле (3).

Максимально допустимая концентрация шлама в буровом растворе в зависимости от механической скорости проходки определяется согласно табл. 27.

Таблица 27

v, м/ч	I	3	5	I0	I5	20	30	40	50
C, %	0,I5	0,6	0,8	I,2	I,4	I,6	I,8	2,2	2,4

Фактическая скорость потока раствора определяется по формуле

$$v_{к.п} = \frac{I270\,Q}{D^2 - d_н^2} \quad . \qquad (50)$$

Если $v_{к.п} < [v_{к.п}]$, создается угроза зашламления забоя и прихвата инструмента. О недостаточности $v_{к.п}$ сообщается буровой бригаде для принятия соответствующего решения. Величина расхода раствора, требуемого для хорошей очистки забоя, определяется по формуле

$$Q = \frac{[v_{к.п}](D^2 - d_н^2)}{I270} \quad .$$

При наличии обвалов и осыпей пород в открытом стволе скважины для условий усиленной циркуляции рассчитывается режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве согласно методу, приведенному в подразделе I2.7.

Оценка интервала неустойчивости ствола скважины

Интервал неустойчивости ствола скважины определяется при установлении сужения ствола, наличии уступа на стенках скважины, осыпей и обвалов стенок.

В процессе механического бурения оценить интервал осыпания или обваливания стенок скважины можно по времени подъема обвальной породы на поверхность по формуле

$$h_{неуст} \sim t\,(v_{к.п} - v_{с.ш}),$$

где $h_{неуст}$ - глубина залегания неустойчивого интервала, м;
t - время, которое прошло от начала появления аномалии на кривой давления до появления обвальной породы на вибросите, с.

В процессе спуско-подъемных операций интервал сужения ствола скважины или наличия уступа (козырька, желоба, каверны и пр.) определяется по длине находящейся в скважине бурильной колонны.

При спуске инструмента глубина залегания неустойчивой части ствола определяется как длина спущенной части бурильной колонны

к моменту появления посадок.

При подъеме инструмента глубина залегания неустойчивой части ствола оценивается как длина оставшейся в скважине бурильной колонны к моменту прекращения затяжек.

Интервалы неустойчивости ствола фиксируются оператором и сообщаются буровой бригаде при подходе к данному интервалу в процессе очередной СПО.

12.4. Предупреждение осложнений, не связанных с состоянием ствола скважины

К осложнениям, не связанным с состоянием ствола скважины, относят осложнения и угрозу аварии в результате промыва инструмента, некоторые технические неисправности и нарушения технологии.

Задача предупреждения указанных осложнений и аварий состоит в раннем обнаружении предаварийной ситуации и своевременном принятии мер по ее устранению.

Первая часть задачи - раннее обнаружение первых признаков предаварийной или нежелательной ситуации и выявление ее причин - решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть задачи - не допустить развития ситуации до аварийной и своевременно устранить ее причины - решается буровой бригадой согласно действующим инструкциям и данным оператора-технолога.

Для решения поставленной задачи оператор-технолог должен выявлять и оценивать следующие ситуации, возникающие в процессе проводки данной скважины: промыв бурильной колонны; неисправность бурового насоса; разрушение насадок долота; засорение фильтра в колонне или насадок долота; неоднородность бурового раствора.

Промывы бурильной колонны

Промывом бурильной колонны называется образование сквозного отверстия в трубе, через которое изливается часть бурового раствора в процессе циркуляции. Главной причиной промывов является несвоевременная отбраковка труб.

Промывы чаще всего встречаются в местах резьбовых соединений. Различаются промывы медленные, связанные с постепенным размывом слабого соединения или стенки трубы под действием абразивного бурового раствора, вибрации и трения инструмента, и резкие промывы, связанные с усталостным разрушением или превышением на-

пряжения выше нормальных в результате гидродинамических ударов или резких колебаний нагрузки на инструмент. Последнее оказывает сильное влияние на прочностные свойства бурильных труб.

В результате того, что часть бурового раствора не доходит до забоя, резко снижается степень очистки забоя, в итоге падает скорость проходки и возникает угроза прихвата инструмента при значительном зашламлении забоя.

Самый характерный и определяющий признак промыва – снижение давления бурового раствора при неизменном расходе на входе.

При медленном промыве колонны наблюдается постепенное снижение давления, при усталостном разрушении – резкое падение давления с последующим его снижением. В практике чаще встречаются медленные промывы. Величина падения давления будет зависеть от глубины расположения и размеров промытого отверстия.

По ряду признаков можно оценить глубину расположения промыва. При промыве в верхней части наблюдается значительное падение давления, рост крутящего момента, сопровождающийся подклинками из-за сильного зашламления, падает механическая скорость проходки, кривая температуры замедляет темп увеличения. Промывы в нижней части колонны хорошо отмечаются только при гидромониторном бурении, когда падает давление на долоте за счет снижения расхода через насадки. Если же перепад давления на долоте небольшой, то снижение давления будет отмечаться только при значительном промыве.

При появлении первых признаков промыва оператор предупреждает буровую бригаду о предполагаемом промыве. Убедившись в наличии промыва, оператор по возможности определяет его характеристики (темп падения давления и предполагаемое место промыва) и сообщает данные буровой бригаде. Чтобы избежать возможной аварии с инструментом, буровая бригада проводит подъем инструмента с опрессовкой бурильной колонны для отбраковки промытых труб.

Рассмотрим ситуацию промыва бурильной колонны, начавшегося в процессе промывки и проработки перед очередным долблением (рис. 61). Началу падения давления предшествует резкая разгрузка колонны на забой скважины, которая, возможно, и привела к образованию трещины на рабочем резьбовом соединении труб. Несмотря на предупреждение о промыве было принято решение начать бурение. При бурении произошло замедление темпа падения давления, на глубине между 1109 и 1110 м отмечается даже небольшое повышение давления, что объясняется начавшимся зашламлением забоя из-за недос-

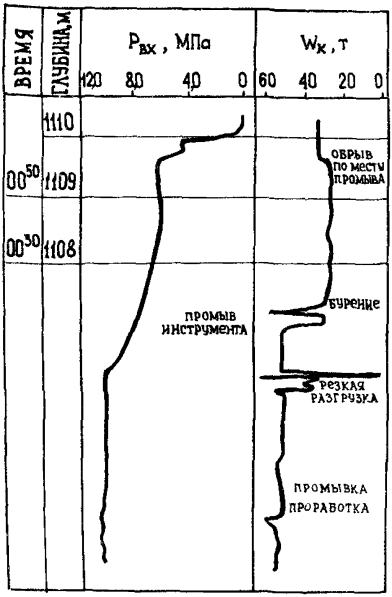


Рис. 6I. Пример промыва в колонне.

таточного расхода через долото. После бурения трех метров инструмент был приподнят над забоем, в результате чего резко упали вес и давление. При подъеме был обнаружен обрыв колонны по месту промыва. Таким образом, поднимать колонну надо было сразу же после того, как оператор убедился в наличии промыва, это позволило бы избежать обрыва и последующих ловильных работ.

Неисправность бурового насоса

Наиболее частые причины неисправности бурового насоса: промыв поршня сальника, размыв клапана, негерметичность всасывающей линии. Все эти неисправности снижают подачу бурового насоса, т.е. расход раствора на входе в скважину, что в итоге приводит к недостаточной очистке, запламлению забоя и создает угрозу прихвата инструмента.

Самым главным и определяющим признаком неисправности бурового насоса служит падение давления на входе в скважину с одновременным падением расхода при постоянном числе ходов насоса (число ходов насоса может произвольно увеличиться вследствие падения давления за счет снижения нагрузки на насос).

Для проверки правильности предположения о неисправности насоса достаточно переключения и непродолжительной циркуляции другим насосом. Стабильность давления и расхода при этом подтверждает неисправность первого насоса.

При промыве поршня насоса давление и расход снижаются нерав-

номерно, скачкообразно, но колебаний при этом не наблюдается. Если же размыт один из клапанов насоса, то на фоне снижения давления отмечаются малоамплитудные, высокочастотные (с частотой подачи) колебания. На сглаженной кривой давления эти колебания могут и не отразиться. Негерметичность всасывающей линии (подсос воздуха) будет характеризоваться стабильным значительным снижением давления, а через время цикла циркуляции на выходе появляется раствор с пониженной плотностью за счет разбавления его воздухом.

Очень яркую картину аномалии давления дает неисправность компенсатора давления насоса в виде высокоамплитудных и высокочастотных колебаний давления. Кривая давления приобретает вид пилообразной размазанной кривой.

При определении неисправности насоса оператор по возможности выясняет причину неисправности и предупреждает об этом буровую бригаду. При необходимости продолжить бурение с неисправным насосом оператор по требованию буровой бригады производит расчет на достаточность фактической скорости бурового раствора для выноса шлама.

Рассмотрим ситуацию неисправности бурового насоса в результате промыва поршня (рис. 62). Картина осложнена наличием подклинок долота, отмечаемых на кривой крутящего момента на роторе, что характеризует износ опоры долота. Начало промыва поршня отмечено резким падением давления на насосе и расхода на входе, число ходов при этом увеличивается за счет снижения нагрузки на насос. В этот же момент резко падает темп увеличения температуры, что косвенно подтверждает снижение расхода.

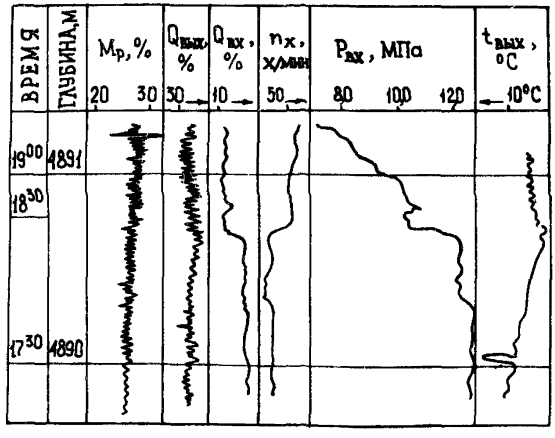


Рис.62. Пример промыва поршня бурового насоса.

Далее давление продолжает неравномерно снижаться, что говорит о прогрессирующем промыве поршня насоса. Выход кривой момента на характерную пилообразную форму может свидетельствовать либо о значительном износе опоры долота и выпадении элементов опор и твердосплавного вооружения, либо о значительном зашламлении забоя в результате недостаточного расхода. Подъем долота подтвердил заклинку двух шарошек долота.

Разрушение насадок долота

Разрушение и выпадение гидромониторных насадок долота может происходить в результате естественного износа, при неправильной их установке, а также при некачественной очистке раствора, приводящей к засорению насадок.

Разрушение насадок снижает или исключает гидромониторный эффект разрушения породы, что приводит к падению механической скорости проходки. При этом может оказаться неэффективной и потребовать соответствующей корректировки величина нагрузки на долото. Кроме того, отсутствие гидромониторного эффекта ухудшает условия выноса выбуренной породы из-под долота, что также снижает скорость проходки. Ситуация разрушения насадок долота не является аварийной и не требует замены долота, поскольку дальнейшее бурение не связано с угрозой аварии.

Самый характерный и определяющий признак разрушения насадок - резкое падение давления бурового раствора. Если насадка выпадает сразу, то давление быстро стабилизируется на более низком уровне (соответствующем бурению без насадки). Если же полному выпадению насадки предшествует ее частичное разрушение, то падение давления происходит резкими скачками и только после этого стабилизируется. В любом случае стабилизация давления на более низком уровне после резкого снижения однозначно говорит о выпадении насадки (насадок) долота. Только обрыв или слом колонны в процессе циркуляции могут дать похожую аномалию давления, но такая ситуация сопровождается резким снижением веса на крюке и невозможностью дальнейшего бурения.

Косвенным признаком выпадения насадки служит заметное падение скорости проходки. Если разрушенные части насадки попадают на забой под долото, то на кривой момента появляются подклинки, а иногда кривая принимает пилообразный вид, характерный для наличия металла на забое.

О разрушении насадки долота оператор сообщает буровой бригаде, после чего проводится поиск оптимальной нагрузки на долото (см. подраздел I2.5).

Ситуация разрушения и последующего выпадения насадок долота представлена на рис. 63. Нормальное бурение шло при давлении I2 МПа, затем зафиксирован резкий мгновенный рост давления до I5 МПа и стабилизация на уровне I3 МПа, что объясняется засорением насадок в результате некачественной очистки раствора от шлама. Возможно, именно это послужило причиной последующего разрушения насадок. Процесс разрушения характеризуется резким падением давления до 8 МПа, а затем скачкообразным снижением и последующей стабилизацией на уровне 6 МПа. Общее снижение давления соответствует перепаду давления на долоте с тремя насадками диаметром I0 мм при данном расходе раствора. После резкого падения давления наблюдается значительное снижение скорости проходки и непрерывные подклинки на кривой момента. Подклинки объясняются разбуриванием насадок, поскольку у поднятого впоследствии долота состояние опор было удовлетворительным.

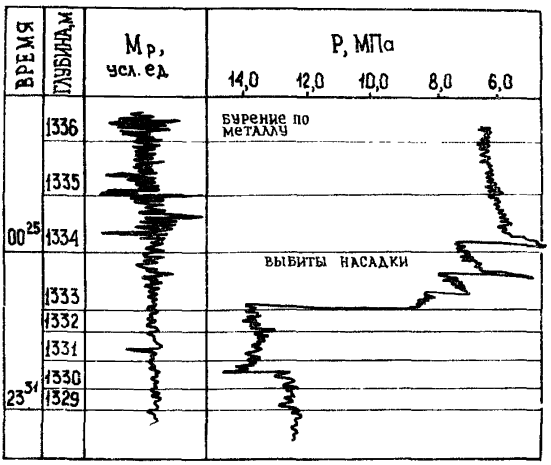


Рис. 63. Разрушение и выпадение насадок долота.

Засорение фильтров и насадок долота

Причиной засорения промывочных отверстий долота или фильтров, которые, как правило, устанавливаются в колонне при турбинном бурении, служит некачественная очистка бурового раствора от шлама. Рост давления может достигнуть при этом критической величины и привести к потере циркуляции и аварии с инструментом.

Засорение отмечается ростом давления и колебаниями на фоне

роста. При этом не наблюдается посадок и затяжек инструмента при отрыве от забоя, характерных для зашламления. При некачественной очистке раствора может наблюдаться общее увеличение крутящего момента на роторе (без подклинок).

При появлении признаков засорения промывочных отверстий долота или фильтров в колонне оператор предупреждает об этом буровую бригаду. Чтобы избежать возможных осложнений, буровая бригада принимает меры по очистке раствора, а при росте давления до критического производит подъем с попыткой восстановления циркуляции.

Неоднородность бурового раствора

Неоднородный буровой раствор (наличие облегченных, утяжеленных, вязких пачек раствора в скважине) является следствием нарушения технологии промывки и затрудняет работу оператора по анализу аномалий. Обнаруживаются такие пачки, главным образом, по изменению давления на входе. Захват насосом тяжелой или вязкой пачки сопровождается ростом давления, расхода и снижением уровня в емкости. При выходе этой пачки в кольцевое пространство давление несколько снижается и становится нормальным, когда пачка вышла из затрубья. Обратную аномалию дает захват насосом облегченной или газированной пачки раствора - давление и расход резко снижаются с постепенным восстановлением до нормальной величины по мере движения пачки по трубам. Приближение такой пачки к устью по кольцевому пространству сопровождается снижением давления, как уже было описано в подразделе I2.I. Только по выходу пачки из затрубья и при условии ее полной дегазации или отсечении от системы циркуляции давление восстанавливается до нормальной величины. Постоянная циркуляция неперемешанного бурового раствора дает широкоамплитудные колебания давления на входе, сопровождающиеся колебаниями расхода, уровня в емкости и потока на выходе.

Неоднородность бурового раствора создает разницу в давлениях внутри труб и в кольцевом пространстве скважины, которое при выключении циркуляции стремится к выравниванию, что приводит к "сифону" из труб (если более тяжелая пачка оказалась в кольцевом пространстве) или переливу по желобам (если в кольце находится более легкий столб раствора, чем в трубах). Обе эти ситуации являются нежелательными и должны правильно анализироваться оператором. При обнаружении неоднородности бурового раствора оператор

предупреждает буровую бригаду, которая в данном случае должна выровнять параметры раствора по циклу циркуляции.

I2.5. Оптимальная отработка долот

Задача оптимальной отработки долот в процессе бурения данной скважины состоит в выборе и поддержании оптимального сочетания нагрузки и оборотов долота и своевременном подъеме изношенного долота.

Первая часть задачи - определение оптимальной для данных геолого-технических условий нагрузки на долото и времени подъема долота - решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть задачи - поддержание оптимальной нагрузки на долото и своевременный подъем изношенного долота - выполняется буровой бригадой на основе рекомендаций оператора-технолога.

Для решения поставленной задачи оператор должен определять или оценивать следующие технологические и нежелательные ситуации возникающие в процессе проводки данной скважины:

- начало очередного долбления долотом;
- отклонение режимных параметров от заданных в ГТН и РТК;
- разрушение насадок долота;
- вскрытие более мягких отложений;
- вскрытие более твердых отложений;
- износ вооружения долота;
- износ опоры долота.

Схема работ оператора по корректированию отработки долот, включающая в себя наименование перечисленных ситуаций и необходимых для каждой ситуации обязательных расчетов и определений, представлена на рис. 64.

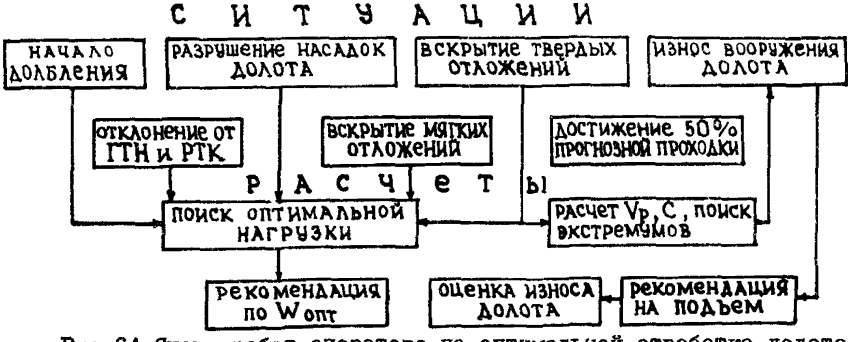


Рис.64. Схема работ оператора по оптимальной отработке долота.

Поиск оптимальных режимных параметров

В начале каждого нового долбления производится приработка нового долота, т.е. обкатка забоя под вооружение нового долота с пониженной нагрузкой. Момент окончания приработки определяется по кривой веса инструмента выходом нагрузки на долото на заданную величину. После приработки осуществляется поиск оптимальной нагрузки.

При изменении по технико-технологическим причинам таких режимных параметров, как нагрузка на долото, число оборотов ротора, расход бурового раствора на входе, наиболее сильно влияющих на условия разрушения породы и очистки забоя, поиск возобновляется.

Кроме того, поиск оптимальной нагрузки производится после разрушения и выпадения насадок долота. Оценка этой ситуации изложена в подразделе 2.4.

В процессе разбуривания определенного интервала ствола скважины, для которого заложено в РТК оптимальное сочетание режимных параметров, могут встретиться отложения с лучшей или худшей буримостью, для которых указанное сочетание параметров уже не будет оптимальным. Такие ситуации условно названы вскрытием более мягких или более твердых отложений и должны оцениваться оператором для последующего поиска оптимальной нагрузки на долото.

Вскрытие более мягких отложений характеризуется повышением механической скорости проходки (уменьшением времени выбурки интервала между двумя подачами) и, как правило, повышением крутящего момента на роторе. Вскрытие более твердых отложений характеризуется снижением механической скорости проходки (ростом времени выбурки) и последующей стабилизацией, а в некоторых случаях и уменьшением крутящего момента на роторе. Все остальные параметры не информативны.

О вскрытии более твердых или более мягких отложений оператор информирует буровую бригаду, после чего производится поиск оптимальной нагрузки на долото. Величина оптимальной нагрузки на долото рекомендуется буровой бригаде для дальнейшего бурения.

Вскрытие твердых отложений представляет собой более сложную ситуацию, поскольку, во-первых, существует опасность спутать ее с ситуацией износа долота по вооружению ввиду их схожести, во-вторых, износ долота в твердых породах может наступить раньше прогнозного времени долбления. В этой связи при вскрытии более

твердых отложений, кроме поиска оптимальной нагрузки, требуется определение критериев подъема долота - рейсовой скорости и стоимости метра проходки.

Поиск оптимальной нагрузки на долото может производиться двумя способами: методом заторможенного вала лебедки и с помощью критерия минимума времени бурения интервала проходки между двумя подачами инструмента (критерий минимума времени выбурки) при ступенчатом изменении величины подачи.

Методом заторможенного вала лебедки поиск оптимальной нагрузки осуществляется бурильщиком в следующем порядке: колонна труб приподнимается над забоем скважины на I-2 м, затем опускается на забой, и на долото создается максимально возможная для данных условий нагрузка, вал лебедки затормаживается и происходит выбурка интервала с увеличением веса на крюке до величины, соответствующей весу свободно висящей колонны.

Оператор в это время контролирует по диаграмме изменение веса на крюке (нагрузки на долото). Оптимальной нагрузкой на долото считается такая нагрузка, при которой темп изменения нагрузки во времени максимальный (т.е. максимальна мгновенная скорость проходки). На диаграмме веса эта точка соответствует точке перегиба на кривой разгрузки. Процесс поиска оптимальной нагрузки при турбинном бурении представлен на рис. 65. Бурение шло при нагрузке II-I2 т. Первая попытка нагрузить долото до I9 т привела к

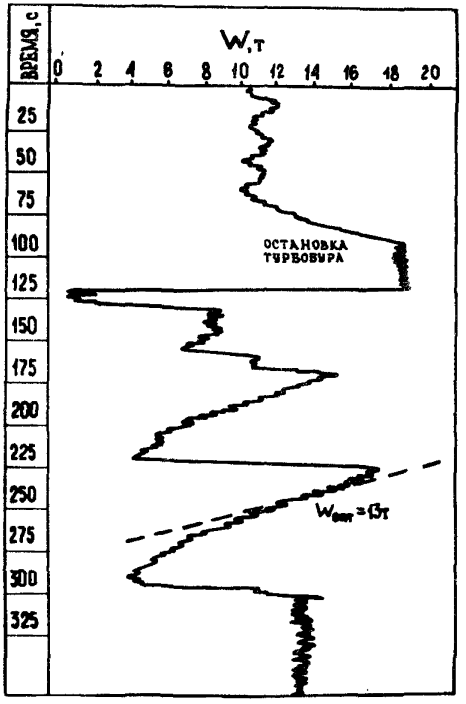


Рис.65.Поиск оптимальной нагрузки на долото.

остановке турбобура. Вторая попытка нагрузить долото до 15 т не дала явной точки перегиба на кривой разгрузки и только при нагрузке до 17 т обозначилась точка оптимальной нагрузки на долото $W_{опт}$ = 13 т. Дальнейшее бурение продолжалось при данной нагрузке.

В процессе контроля за кривой веса оператор должен обеспечить такую скорость протяжки диаграммной ленты, чтобы линия разгрузки была наклонена примерно на 45^0 к шкале, что позволяет определить точку оптимальной нагрузки более точно.

В некоторых случаях, когда точка перегиба уже обнаружена и зафиксирована, не обязательно производить дальнейшую выбурку, о чем оператор сообщает буровой бригаде. Особенно это касается условий бурения с низкой механической скоростью проходки, когда время выбурки очень велико. При скорости проходки менее 1 м/ч этот метод неприемлем.

В условиях частого переслаивания пород поиск оптимальной нагрузки лучше производить по критерию минимума времени выбурки (рис. 66).

Изменение времени выбурки при условии учета износа долота свидетельствует об изменении твердости или моментоемкости пород, т.е. о переходе из одной породы в другую.

Наиболее часто увеличение времени выбурки связано с переходом из песчаного в глинистый пласт. Выбор режима бурения в этом случае осуществляется путем уменьшения нагрузки на долото. Уменьшение нагрузки возможно с приподъемом долота над забоем и без него, причем первый вариант наиболее эффективен, если наблюдается резкое увеличение времени выбурки или отсутствие выбурки. Для этого следует произвести приподъем долота над забоем на расстоянии не менее 2 м и последующее бурение с нагрузкой меньшей на 2-5 т предшествующего значения. Уменьшение нагрузки на долото без при-

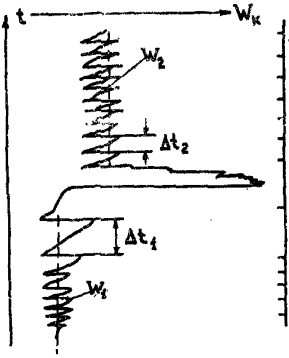


Рис. 66. Выбор $W_{опт}$ по минимуму времени выбурки (W_2 = = $W_{опт}$ при $\Delta t_2 < \Delta t_1$).

подъема долота над забоем проводят при некотором увеличении времени выбурки и производится путем затормаживания лебедки до момента, когда вес колонны возрастает на величину 2-5 т.

При разбуривании более твердых пород поиск оптимальной нагрузки может осуществляться как методом заторможенного вала лебедки, так и в "полуударном" режиме. "Полуударный" режим заключается в циклическом, ступенчатом увеличении с определенной подачей нагрузки на долото до остановки забойного двигателя и последующим приподъемом долота над забоем для запуска забойного двигателя. Такой режим бурения состоит из повторяющихся циклов до тех пор, пока не будет разбурен твердый пропласток, средствольством чего явится резкое уменьшение времени выбурки при меньших нагрузках.

При поиске оптимальной нагрузки следует учитывать износ долота. При износе опоры долота не рекомендуется производить увеличение подачи, так как это может привести к резкому уменьшению времени работы опоры долота.

Если величина рекомендованной оператором оптимальной нагрузки на долото выходит за пределы диапазона нагрузок, заданного в РТК для данного интервала проходки, окончательное решение о величине нагрузки принимается буровой бригадой.

При турбинном бурении, поскольку скорость вращения долота есть функция нагрузки, перечисленными способами определяется оптимальное сочетание параметров нагрузка - скорость вращения и нет необходимости специального поиска оптимального числа оборотов.

При роторном бурении можно совместить поиск оптимальной нагрузки с поиском оптимальных оборотов. Для этого разбуривание интервала при заторможенном вале лебедки производится несколько раз с различным числом оборотов ротора. При этом оптимальным числом оборотов будет такое, при котором линия разгрузки (особенно интервал перегиба) будет наиболее пологой, т.е. время бурения минимальным. Если нет явного отличия во времени, то следует поддерживать такое число оборотов, при котором оптимальная нагрузка наименьшая, а при их равенстве - минимальное число оборотов.

Износ вооружения долота

Износ вооружения долота заключается в частичном или полном разрушении породоразрушающих элементов долота. У фрезерованных

долот износ вооружения проявляется в уменьшении высоты (истирании) и изменении конфигурации зуба, у зубковых долот – в частичном сколе и выпадении зубков из тела шарошки. Продолжать бурение сильно изношенным долотом экономически нецелесообразно, поэтому ситуация "износ вооружения долота" служит оператору основанием для выдачи рекомендации на подъем и смену долота.

Для определения момента подъема долота при износе вооружения служат следующие критерии: износ вооружения долота, определенный визуальным контролем за изменением параметров; прогнозная проходка на долото; прогнозное время долбления; максимум рейсовой скорости; минимум стоимости метра проходки.

Износ вооружения долота при визуальном контроле за изменением параметров характеризуется значительным постоянным падением механической скорости проходки (увеличением времени выбурки) при стабильности всех остальных параметров.

Величина прогнозной проходки на долото и время долбления данным долотом даются в режимно-технологической карте.

Расчет рейсовой скорости $v_р$ и стоимости метра проходки С оператор начинает при следующих ситуациях: вскрытии более твердых отложений; достижении 50% прогнозной проходки на долото; износе вооружения долота, определяемом визуальным контролем за изменением параметров.

Расчет производится по формуле

$$v_р = \frac{h_д}{t_б + t_{спо}}, \qquad (51)$$

$$C = \frac{(t_б + t_{спо})C_t + C_д}{h_д}, \qquad (52)$$

где $t_б$ – текущее время механического бурения с начала долбления, ч;

$t_{спо}$ – время спуско-подъемной операции для данного долота, ч;

C_t – стоимость часа работы буровой установки, руб/ч;

$C_д$ – стоимость долота, руб.

Величина $t_{спо}$ определяется как сумма фактического времени спуска данного долота с учетом подготовительно-заключительных работ к спуску и нормативного времени подъема на данной глубине. Данные нормативного времени подъема инструмента, стоимости часа работы буровой установки и стоимости долота оператор получает у

бурового мастера или технологических служб УБР.

В процессе контроля за износом вооружения долота заполняется карточка отработки долота (рис. 67). Вычисляемые значения $v_р$ и С наносятся на график в функции времени. Периодичность вычислений – I раз за 30-40 мин до тех пор, пока не будет достигнуто 75% прогнозной проходки на долото. После этого периодичность сокращается до I5-20 мин. Значительное падение скорости проходки (на графике это выразится в выполаживании кривых) также требует

КАРТОЧКА ОТРАБОТКИ ДОЛОТА

УБР Уфимское Долбление № 2I

Площадь Узыбаш Интервал бурения I300-I352

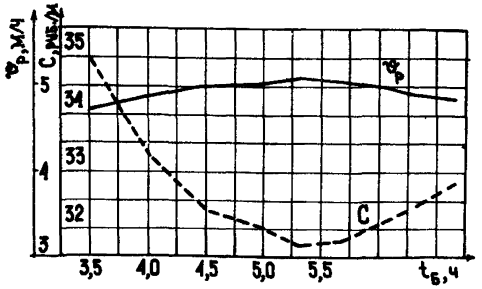
Скважина № 350 Время СПО 4 ч

Способ бурения эл/бур Стоимость часа работы I50 руб/ч

Д О Л О Т О

Типоразмер	Стоимость, руб.	Проходка, м		Время бурения, ч		Износ по коду
		прогн.	факт.	прогн.	факт.	
I90,5 СЗ-ГВ	I00	50	52	6	6,7	ВЗП2ДI

Причина подъема долота достижение $v_{рmax}$ и C_{min}



Дата I4.08.86 Оператор _____
(подпись)

Рис. 67. Пример заполнения карточки отработки долот.

сокращения периодичности вычислений независимо от разницы между прогнозной и фактической проходкой. Достижение экстремальных значений кривых v_{pmax} и C_{min} говорит о нецелесообразности продолжения бурения данным долотом. Для отличия истинных экстремумов от ложных необходимо убедиться, что после достижения v_{pmax} идет стабильное снижение, а после достижения C_{min} - повышение. Если критерии v_{pmax} и C_{min} достигают своих экстремальных значений в разное время, то ориентироваться следует на тот критерий, который наступает позже. Таким образом, достижение экстремальных значений v_{pmax} и C_{min} является основанием для выдачи рекомендации буровой бригаде на подъем и смену долота.

Необходимо отметить, что в некоторых случаях экстремумы наступают или значительно раньше, или значительно позже физического износа долота. Раннее получение экстремальных значений v_{pmax} и C_{min} может наблюдаться при высоких скоростях проходки и незначительных (или заниженных) затратах времени на СПО. Позднее наступление экстремумов связано, как правило, с большими глубинами, значительным временем СПО и низкими скоростями проходки. В первом случае может быть поднято недоизношенное долото, во втором - долото практически "лысое".

Чтобы устранить перечисленные нежелательные ситуации, можно использовать как дополнительный критерий степень износа вооружения долота (например, ВЗ по коду). Тогда в первом случае долото держится на забое еще некоторое время после достижения экстремумов, достаточное для того, чтобы износ достиг желаемой величины, а во втором - оно поднимается уже при выполаживании кривых до достижения экстремумов. В любом случае время "передержки" или "недодержки" долота может быть определено только опытным путем - после набора достаточного объема статистических данных. Кроме того, поскольку С достигает своего минимума, как правило, несколько позже, чем v_p максимума, то при угрозе подъема недоизношенного долота следует ориентироваться именно на него, тогда как во втором случае лучшие результаты дает использование максимума рейсовой скорости.

Износ опоры долота

Износ опоры долота заключается в износе или разрушении элементов подшипника опоры или уплотнительного кольца маслонапол-

ненных опор. Из-за износа опоры под воздействием нагрузки может произойти заклинка подшипника, в результате чего прекращается перекатывание шарошки на забое. Если заклинка подшипника опоры носит кратковременный характер, а затем вращение шарошки восстанавливается, то момент прекращения вращения называется подклинкой долота (или шарошки). Если же вращение не восстанавливается даже после снятия нагрузки, то имеет место заклинка долота. Дальнейшее бурение заклиненным долотом может привести к разрушению элементов конструкции долота и оставлению их на забое.

Подклинки долота характеризуются единичными высокоамплитудными колебаниями крутящего момента, оборотов ротора и отсутствием выбурки на кривых веса инструмента, соответствующими моменту торможения шарошки. Заклинка шарошки характеризуется многократными подклинками с несколько сниженной амплитудой колебаний. Заклинка долота, значительный износ опоры долота с выпадением элементов опоры на забой, а также попадание на забой обломков твердосплавного вооружения характеризуется непрерывными подклинками; кривая момента при этом приобретает вид пилообразной размазанной кривой с амплитудой колебаний несколько меньшей, чем при единичных подклинках. Такой же вид имеет кривая момента при попадании на забой посторонних металлических предметов.

При появлении подклинок оператор предупреждает об этом буровую бригаду, инструмент отрывается от забоя с вращением, затем снова продолжается бурение. Если не было затяжки при отрыве от забоя и на холостом ходу подклинки отсутствуют, а при последующей нагрузке на долото появляются вновь, то это однозначно говорит об износе опоры долота. В этом случае необходимо учитывать время пребывания долота на забое и изменение скорости проходки. Неоднократные подклинки, снижение скорости проходки и приближение времени работы данным долотом к прогнозному времени долбления (согласно данным режимно-технологической карты) служат обоснованием для подъема долота с целью замены. Если же подклинки приобретают непрерывный характер, то такая ситуация является аварийной и требует немедленного подъема долота независимо от времени его пребывания на забое.

Рассмотрим ситуации износа опоры долота.

Подклинки появились на кривой крутящего момента на роторе (рис. 68). При отрыве от забоя и холостом вращении подклинок нет, а после продолжения бурения вновь появляются небольшие подклинки,

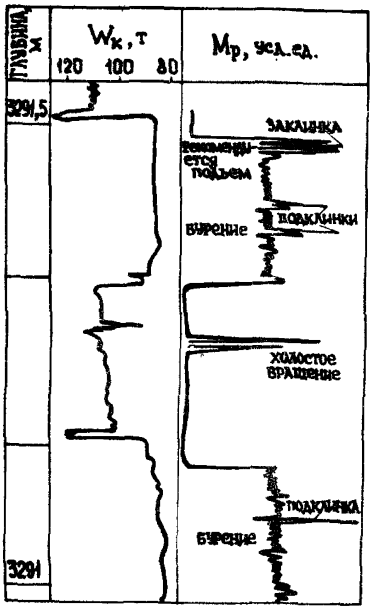


Рис. 68. Пример износа опоры долота.

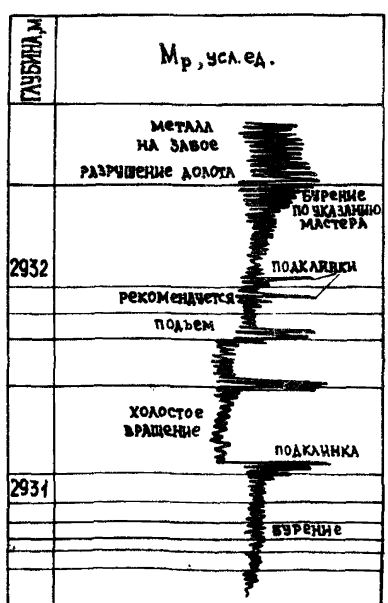
проходки кривая момента указала на разрушение долота и бурение по металлу. Все три шарошки долота были оставлены на забое. Если бы рекомендации оператора были своевременно выполнены, то можно было бы избежать аварийных работ по извлечению с забоя элементов долота.

После подъема каждого долота оператор определяет визуально его износ и фиксирует код износа долота (по методике ВНИИБТ) в карточке отработки.

Рис. 69. Пример аварийного износа опоры долота.

затем кривая момента принимает пилообразный вид, характерный для заклиненного долота. По рекомендации оператора буровая бригада начала подъем инструмента, у поднятого долота были заклинены все три шарошки.

Появление подклинок и исчезновение их при отрыве долота от забоя однозначно говорили об износе опоры (рис. 69). Но рекомендация на подъем не была выполнена буровой бригадой, бурение продолжалось по указанию мастера. Менее чем через метр



Оценка износа не производится в случаях, когда его подъем был вызван не износом, а другой технологической необходимостью.

Особенности оптимальной отработки долот при бурении забойными двигателями

Задачи оптимальной отработки долот при бурении забойными двигателями остаются такими же, что и при роторном бурении: определение оптимальной нагрузки на долото и времени его подъема. При бурении забойным двигателем величина допустимой осевой нагрузки регламентируется в каждом конкретном случае приемистостью данного двигателя, т.е. его способностью воспринимать нагрузку, не останавливая вращение.

Наибольшую сложность при проведении отработки долот вызывает определение износа опор долота, особенно при отсутствии вращения ротором. У турбобуров, а также у винтовых забойных двигателей существует зависимость перепада давления на двигателе от момента, создаваемого на валу двигателя, т.е. от момента на долоте. В свою очередь, перепад давления на двигателе является составной частью общего давления на входе в скважину, регистрируемого станцией ГТИ.

Анализируя теоретические характеристики турбобуров с обычной линией давления (типа ТСШ, ТСШ-ТЛ) и с падающей линией давления (типа А7Н, А7ГТШ), видим (рис. 70), что перепад давления ΔP на турбобуре ТСШ (кривая I) очень мало зависит от величины вращающего момента М. Но при величине момента, соответствующего торможению вала (тормозном моменте), возникающем при подклинке и заклинке долота, наблюдается небольшое снижение давления. Этот случай наиболее труден для однозначной оценки момента подклинок, поскольку разница в давлении рабочего и тормозного режимов составляет небольшую величину, которая может быть не отмечена на фоне колебаний давления.

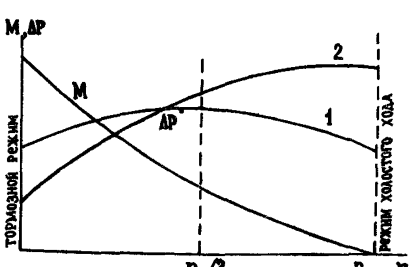


Рис. 70. Рабочая характеристика турбобуров с обычной (кривая I), с падающей (кривая 2) линией давления.

Для турбобуров с падающей линией давления (кривая 2) подклинки долота будут характеризоваться довольно значительным падением давления. На практике это падение может достигать 1,5-2,0 МПа.

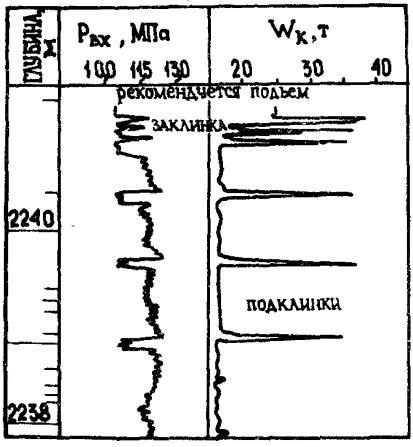


Рис. 71. Пример износа опоры долота при использовании турбобура А7ГТШ (по Э.Е.Лукьянову).

Рассмотрим ситуацию (рис. 71) подклинок опоры долота, фиксируемых резким, кратковременным снижением давления на входе. По кривой веса на крюке отмечается отсутствие выбурки и отрыв долота от забоя с целью запуска турбобура. Неоднократные подклинки и последующая заклинка долота, выразившаяся в непрерывных колебаниях давления, послужили сигналом к подъему долота. После подъема была подтверждена заклинка одной шарошки

Подклинки долота при бурении винтовым забойным двигателем дают противоположную картину: момент остановки двигателя характеризуется довольно значительным ростом давления (рис. 72), так как разница в давлениях рабочего и тормозного режимов весьма ощутимая (до 2-3 МПа).

Ситуация определения износа опоры долота по появлению значительных увеличений давления на входе представлена на рис. 73. В данном случае при неоднократных подклинках время роста давления довольно значительно, что связано с продолжительностью перехода от рабочего к тормозному режиму.

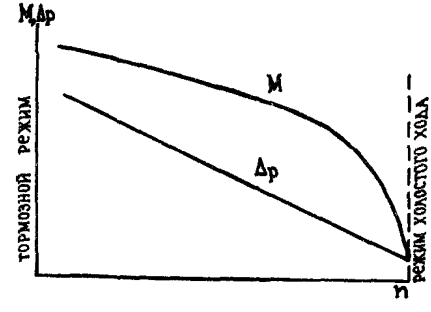


Рис. 72. Рабочая характеристика винтового забойного двигателя.

Использование в качестве забойных двигателей электробуров также позволяет в процессе бурения определять

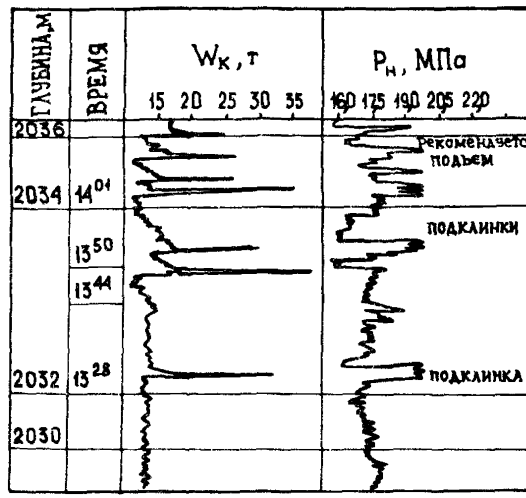


Рис. 73. Пример износа опоры долота при использовании винтового забойного двигателя ДІ-195 (по Э.Е.Лукьянову).

моменты подклинок и заклинок долота, если регистрировать величину тока, потребляемого электробуром. Поскольку рост момента на электробуре приводит к росту потребляемой мощности, то по увеличению потребляемого тока можно судить о наличии подклинки и заклинки. При этом следует помнить, что они, как правило, не приводят к остановке электробура, как это наблюдается при бурении турбобурами или винтовым забойным двигателем.

12.6. Вскрытие зон АВПД и оценка пластовых/поровых давлений

Задача определения приближения к зоне АВПД и момента вхождения в нее решается, главным образом, в рамках задачи предупреждения выбросов пластового флюида. Задача оценки величины пластовых давлений решается с целью определения и поддержания такой плотности бурового раствора, которая обеспечивала бы безаварийную, с одной стороны, и наиболее экономичную, с другой стороны, проводку скважины. Наиболее остро эта задача стоит при бурении малоизученного разреза с АВПД, поскольку характер изменения всех давлений (горного, пластового, гидроразрыва) в таких разрезах может быть неожиданным, поэтому трудно прогнозируемым. Кроме того, все эти давления в зонах АВПД оказываются весьма близкими друг другу, что особенно усложняет проводку скважин.

Ниже изложены методы косвенного определения величины пластовых и поровых давлений в зонах АВПД по параметрам бурения. Такие методы для районов, где зоны АВПД уже достаточно изучены и проводка скважин в них не представляет трудностей, не дают новой

информации, поэтому применять их там нецелесообразно. Если же ведется поисковое бурение или начальный этап разведочного бурения, когда имеются лишь единичные испытания и недостаточно данных о пластовом давлении, то эти методы применять необходимо.

Признаки приближения и вхождения в зону АВПД

Если зоны АВПД, согласно прогнозным данным, встречаются в монотонном глинистом разрезе, то вскрытию коллекторов с аномально-высоким пластовым давлением предшествует вскрытие монотонной толщи глин с аномально-высоким поровым давлением АВПоД, т.е. *переходной зоны. Верхнюю границу переходной зоны составляют* переуплотненные породы, которые представляют собой барьер давления.

Зона аномально-высоких пластовых давлений, не имеющая над собой зоны аномально-высоких поровых давлений, бывает, как правило, приурочена к определенному литолого-стратиграфическому комплексу. В этом случае переходная зона практически отсутствует или имеет малую мощность,а под барьером давления сразу располагается зона АВПД.

Таким образом, главными факторами зон АВПД и АВПоД, по которым возможен их прогноз, являются:

- наличие покрывающих плотных, малопроницаемых пород - барьера давления;

- наличие переходной зоны, представленной недоуплотненными, высокопористыми, неустойчивыми, флюидонасыщенными породами под АВПоД;

- наличие высокопроницаемого пласта-коллектора под АВПД.

Вскрытие пласта-коллектора под АВПД без предварительной технико-технологической подготовки создает угрозу аварий и осложнений вплоть до самой опасной из них - открытого фонтанирования. Вскрытие переходной зоны не грозит выбросом в связи с низкой проницаемостью пород, но поскольку флюид находится в ней под аномальным давлением, возникает опасность осыпей, обвалов, вытекания и выпучивания пород в ствол скважины.

Задача определения момента приближения к зоне АВПД решается с помощью табл. 28, в которой представлены наиболее характерные признаки вскрытия барьера давления, переходной зоны и зоны АВПД.

Таблица 28

Признаки приближения и вхождения в зону АВПД

Характерные признаки	Вскрываемый разрез		
	Барьер давления	Переходная зона	Зона АВПД
Градиент температуры раствора на выходе	–	+	+
Скорость проходки	–	+	+
Признаки неустойчивости ствола скважины	–	+	0
Уровень раствора в емкостях, скорость потока на выходе	0	0(+)	+
Плотность раствора на выходе	0	0(–)	–
Газосодержание раствора	0	+	+
Флюидные коэффициенты C_1/C_2, $C_1/C_2 + C_1/C_3$	0	–	+
Количество шлама на вибросите	–	+	0(+)
Размер частиц шлама	–	+	0
Плотность шлама	+	–	–
Газонасыщенность шлама	0	+	+
Общая пористость пород	–	+	0
Открытая пористость пород	–	0	+

Примечание.

0 – параметр не меняется; – – уменьшение параметра;
+ – увеличение параметра; ( ) – возможное изменение параметра.

Оценка поровых/пластовых давлений по d-экспоненте

При наличии в разрезе толщи глин под аномально-высоким поровым давлением оператор за 50–100 м до предполагаемой глубины ее залегания начинает расчет нормализованной скорости проходки d-экспоненты по формуле

$$d = \frac{\lg \frac{v}{18{,}3n}}{\lg \frac{0{,}67W}{D}}. \qquad (53)$$

Исходные данные v, n и W берутся усредненными, за 1 или 5 м проходки в зависимости от скорости бурения.

Далее оператор рассчитывает исправленную d-экспоненту d_s по формуле

$$d_s = d \frac{\text{grad } P_{пл.н}}{\gamma_{экв}},$$

где $\gamma_{экв}$ – эквивалентная плотность бурового раствора с учетом потерь давления в кольцевом пространстве скважины (расчет изложен в подразделе I2.7).

Вычисленные значения d -экспоненты заносятся на график (рис. 74).

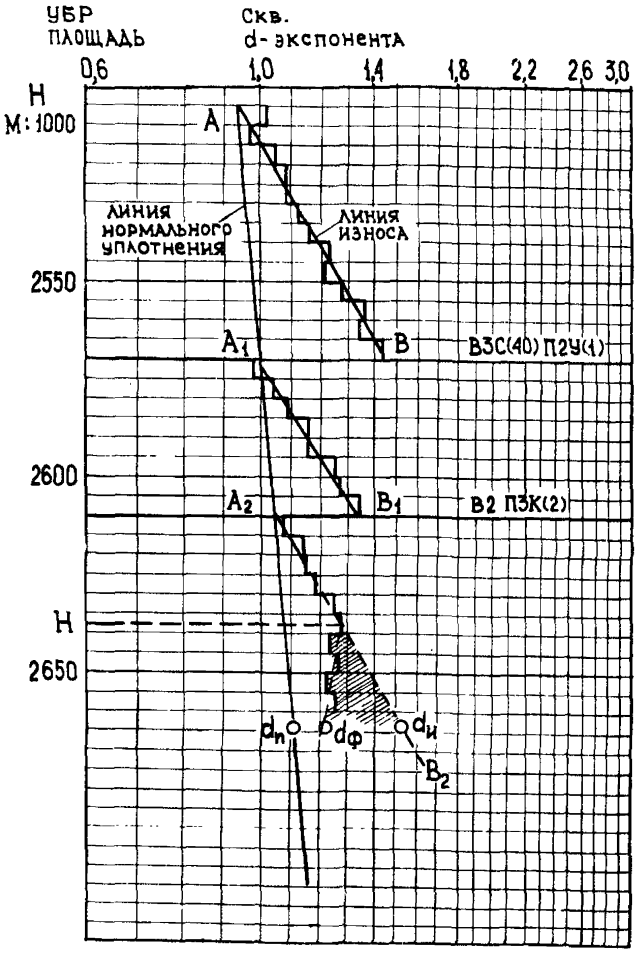


Рис. 74. График построения линии нормального уплотнения.

На величину d -экспоненты значительное влияние оказывает износ долот, особенно лопастных и шарошечных с фрезерованным зубом.

Учет износа можно производить двумя способами: упрощенно, путем графических построений и более точно – вычислительным методом с помощью модели износа.

Если на станции ГТИ нет вычислительной техники или невозможно набрать статистический материал для выбора некоторых коэффициентов, используемых в вычислительном методе, износ

учитывается следующим образом.

В пределах каждого долбления фактические значения d -экспоненты аппроксимируются линиями АВ, A_1B_1, A_2B_2 и т.д. (см. рис. 74), называемыми линиями износа долота. При этой аппроксимации следует исключить точки в начале долбления, относящиеся к приработке долота, а также в конце долбления, где имеются подклинки опор долота.

За 10–20 м до вхождения в предполагаемую зону АВПД проводится линия нормального уплотнения A_1A_2. Эта линия представляет собой прямую, которая аппроксимирует точки пересечения линий износа с горизонтальными линиями, относящимися к началу долбления. Наклон линии нормального уплотнения к вертикали характеризует темп уплотнения глинистых пород с глубиной в рассматриваемом геологическом разрезе. Линия уплотнения интерполируется в зону больших глубин.

Углы отклонения линий АВ и A_1B_1 от линии нормального уплотнения называются углами износа. Для долот одного типоразмера, равных гидравлических мощностей и одинаковых промывочных систем, угол износа будет одинаковым, т.е. линии износа будут параллельны.

Для долота с твердосплавным вооружением и алмазных долот линии износа большей частью будут совпадать с линией нормального уплотнения до тех пор, пока износ долот станет настолько значительным, что это повлияет на эффективность разрушения забоя.

Вычислительный способ учета износа основан на модели износа Галле и Вудса.

С учетом этого формула d -экспоненты имеет вид

$$d_s = \frac{\log \frac{a^p \cdot v}{18{,}3 \cdot n}}{\log \frac{0{,}67W}{D}} \cdot \frac{\text{grad } P_{пл.н}}{\gamma_{экв}}, \qquad (54)$$

где $a = 0{,}93z^2 + 6z + 1$,

$$z = \frac{4{,}805 \cdot 10^{-4} \cdot \delta^2 + 0{,}11811\,\delta + 1}{0{,}31\,x^2 + 3x + 1},$$

$$x = 0{,}129167\, m \frac{h_A}{t_A},$$

m – конечный (прогнозный) износ долота, мм .

Показатель P зависит от типа долота и выбирается согласно табл. 29.

Линия нормального уплотнения пород (тренд) может быть представлена в виде уравнения прямой линии

$$\log d_n = aH + b,$$

где d_n – d -экспонента по линии нормального уплотнения;

a, b – коэффициенты линейной регрессии.

Таблица 29

Тип долот	Группа твердости пород	Показатель P
Фрезерованные	М, МС	0,6
	С, СТ	0,5
	Т	0,4
Штыревые	МЗ	0,3
	СЗ	0,2
	ТЗ, ТКЗ	0,1
	К, ОК	0
Алмазные		0

Тренд может быть построен вручную путем графической аппроксимации либо вычислительным способом. В последнем случае расчет a и b производится методом наименьших квадратов, коэффициенты уточняются с получением каждого нового значения d_S. Для исключения аномальных отклонений от тренда, не связанных с поровым давлением, слева и справа от него устанавливаются границы нормальных отклонений (как правило, в пределах 5–10% от d_n), случайные точки, попавшие в эти пределы, в расчетах не используются (рис. 75).

При автоматическом расчете линии тренда в вычислительную машину или микрокалькулятор должно быть введено не менее 25 точек, прежде чем коэффициенты a и b можно считать верными.

При подходе к предполагаемой зоне АВПД линия тренда экстраполируется в зону больших глубин. То же касается линии нормального износа при графическом учете износа. Стабильное отклонение фактических значений d -экспоненты от линии нормального уплотнения или нормального износа означает начало переходной зоны. Аномальное пластовое давление определяется по соотношению фактических значений d -экспоненты и

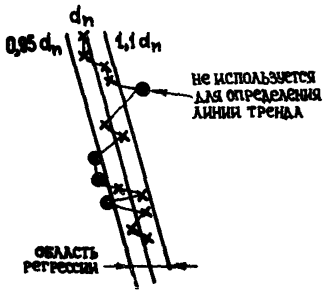


Рис. 75. Определение линии нормального уплотнения по d -экспоненте.

d -экспоненты по линии нормального тренда на данной глубине.

Расчет пластового давления производится по формуле

$$\text{grad}\, P_{пл} = \text{grad}\, P_г - (\text{grad}\, P_г - \text{grad}\, P_{пл.н}) \cdot \left(\frac{d_s}{d_n}\right)^{1,2} . \qquad (55)$$

В этой формуле при графическом учете износа в качестве d_n используется значение d-экспоненты по линии нормального износа d_n (см. рис. 74), если же износ учтен в формуле (54), то за d_n принимается значение по линии тренда.

Горное и пластовое нормальное давления или их градиенты берутся средние для данного района (данные геологического отдела УБР).

Пример выделения зоны АВПД и оценки пластовых давлений указанным методом в песчаноглинистом разрезе представлен на рис. 76.

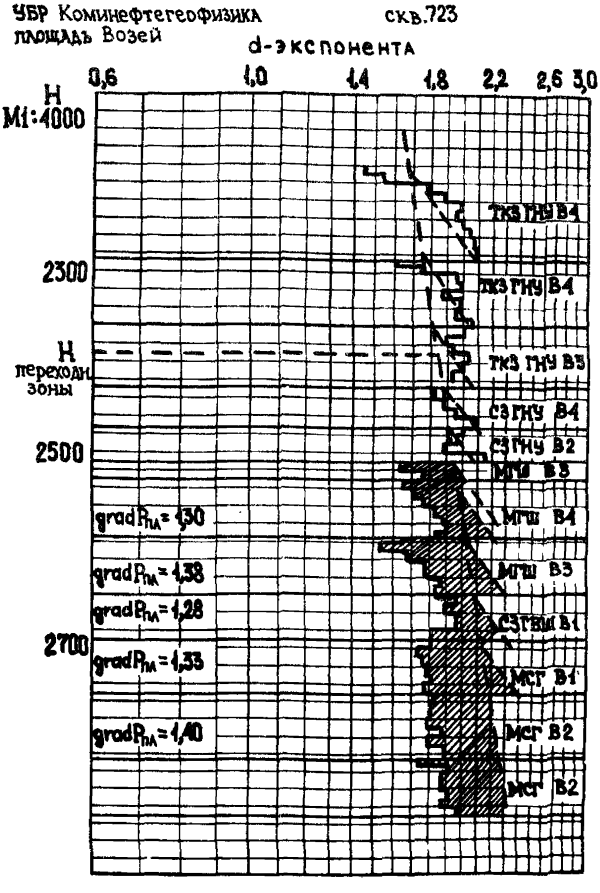


Рис. 76. Пример выделения зон АВПД по d-экспоненте.

Оценка пластовых давлений по методу $\sigma - \log$

Метод применяется для выделения пластов с аномальным давлением в породах, сложенных песчаниками, мергелями, карбонатами.

За 50-100 м до предполагаемой зоны АВПД оператор начинает расчет параметра общего напряжения горной породы

$$\sqrt{\sigma_t} = \frac{w^{0,5}}{D} \cdot \frac{n^{0,25}}{v^{0,25}} + 0,28(7 - 0,01H) \cdot \qquad (56)$$

Поправка основного у я на дифференциальное давление дает параметр прочности горной породы

$$\sqrt{\sigma_0} = F\sqrt{\sigma_t},$$

где F – функция дифференциального давления в системе скважина – пласт (ΔP),

$$F = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + K^2(\Delta P)^2}}{K \cdot \Delta P},$$

где $\Delta P = 0,01\ (\gamma_{экв} - grad P_{пл.н}) \cdot H$

$$K = \begin{cases} \dfrac{3,25}{640 \cdot \sqrt{\sigma_t}}, & \text{если } \sqrt{\sigma_t} \leq 1 \\ \dfrac{1}{640}\left(4 - \dfrac{0,75}{\sqrt{\sigma_t}}\right), & \text{если } \sqrt{\sigma_t} > 1 \end{cases}$$

Полученные значения параметра прочности горных пород $\sqrt{\sigma_0}$ строятся на графике в зависимости от глубины. Точки, расположенные слева от результирующей кривой, показывают пористые породы, а справа – непроницаемые зоны (в основном, глинистые породы). Общая тенденция изменения $\sqrt{\sigma_0}$ с глубиной выражается в виде прямой линии, которая представляет собой эталонную прочность горных пород под нормальным давлением. Уравнение для тренда имеет вид:

$$\sqrt{\sigma_r} = \alpha H + \beta,$$

где $\sqrt{\sigma_r}$ – значение параметра на линии нормального тренда.

Построение тренда, расчет коэффициентов α и β и $\sqrt{\sigma_r}$ производятся аналогично таким же расчетам в d-экспоненте.

Если кривая прочности горной породы отклоняется влево от эталонной прямой, это означает вход в зону АВПД (рис. 77). При этом необходимо учитывать не только возможные отклонения от нормального режима бурения, но также и влияние износа долота, поскольку он не учтен в формуле (56).

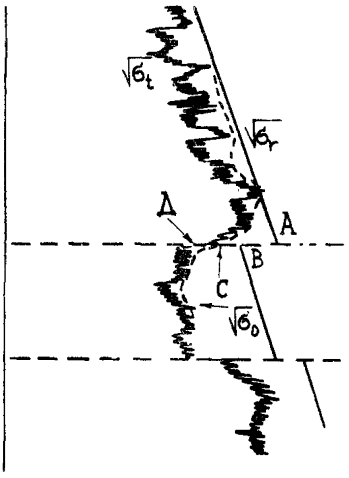


Рис. 77. Интерпретация кривой $\sigma - \log$.

АВ – смещение тренда согласно смещению СД на кривой $\sqrt{\sigma_t}$.

Градиент пластового давления равен градиенту нормального гидростатического давления, когда его значения находятся справа от тренда. При отклонении влево градиент пластового давления рассчитывается по формуле

$$\text{grad}\, P_{пл} = \gamma_{экв} - \frac{20\left(1 - \frac{\sqrt{\sigma_r}}{\sqrt{\sigma_t}}\right)}{K - \frac{\sqrt{\sigma_r}}{\sqrt{\sigma_t}}\left(2 - \frac{\sqrt{\sigma_r}}{\sqrt{\sigma_t}}\right)} \cdot H.$$

При интерпретации кривых $\sigma - \log$ возникает необходимость производить сдвиги тренда. Сдвиг, характеризующийся изменением коэффициента „B" в уравнении линии тренда, может быть вызван разными причинами:

- геологическими (складки, несогласное напластование, изменение литологии и т.д.);
- технологическими (другой тип долота, отбор керна, другой способ бурения, значительное изменение режима бурения и т.д.);
- случайными (гидроразрыв пласта, зашламление забоя, скопление на забое металла и т.д.).

Первоначальная графическая интерпретация производится путем вычерчивания огибающей $\sqrt{\sigma_0}$ фактических значений по правым крайним точкам, которая может быть кривой линией или состоять из сегментов (см. рис. 77). Затем строятся линии нормального износа отдельно для каждого долбления аналогично методу d-экспоненты. Соотношение фактических значений $\sqrt{\sigma_0}$ и $\sqrt{\sigma_r}$ по линии нормального износа есть функция пластового давления.

Оценка пластовых давлений по плотности глин

Количественная оценка поровых давлений по изменению плотности пород основана на уменьшении плотности глин в переходной зоне за счет снижения скелетного давления под действием внутрипорового давления пластового флюида.

Для определения поровых давлений строится график изменения плотности глин с глубиной. В общем виде эта зависимость для нормально уплотненных глин описывается уравнением

$$\gamma_ш = a \log H + b,$$

где a, b – коэффициенты линии нормального уплотнения (тренда) глин.

Расчет коэффициентов a и b производится методом наименьших квадратов до входа в переходную зону или по результатам плотности глин в соседних скважинах месторождения. Направление линии тренда может быть установлено и визуально, путем графической аппроксимации.

Отклонение фактической плотности глин от линии тренда в меньшую сторону указывает на 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 равно скелетному давлению на данной глубине (в зоне аномальных поровых давлений). Эквивалентная глубина определяется либо графически (как пересечение вертикальной линии из данной глубины с линией нормального уплотнения на рис. 78), либо расчетным способом по формуле

$$H_{экв} = H\left(1 - \frac{\gamma_{ш.п} - \gamma_ш}{a \cdot H}\right),$$

где $\gamma_{ш.п}$ – плотность шлама по линии нормального уплотнения, г/см^3.

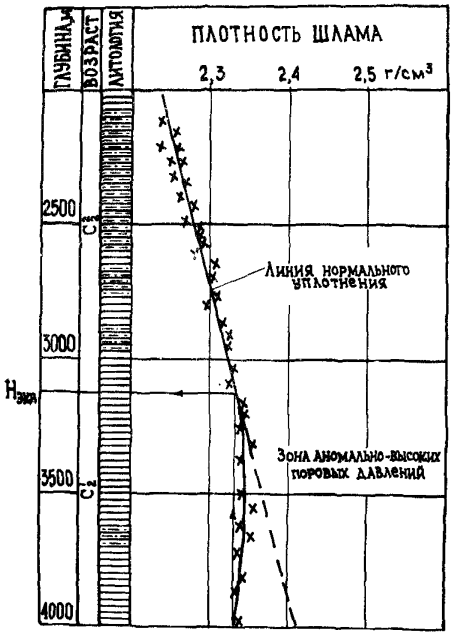


Рис. 78. Пример выделения зон АВПД по плотности шлама.

Формулу для вычисления давления можно переписать в единицах, эквивалентных плотности:

$$grad\,P_{пл} = \gamma_{ш}^{н} - \left(\gamma_{ш}^{нэ} - grad\,P_{пл.н}\right)\left(1 - \frac{\gamma_{ш.п} - \gamma_{ш}}{a \cdot H}\right).$$

где $\gamma_{ш}^{н}$ и $\gamma_{ш}^{нэ}$ – средневзвешенное значение плотности горных пород от поверхности до данной и эквивалентной глубины соответственно, г/см^3.

Коэффициент a приблизительно может быть определен графически как тангенс угла наклона тренда к вертикали (см. рис. 78).

При интерпретации кривых плотности учитывается фактор глин, т.е. тип и количественное содержание глин в породе. Повышенное содержание монтмориллонита характерно для зон аномально-высоких поровых давлений. По участкам наиболее чистых глин, встречающихся в разрезе, уточняется наклон линии нормального уплотнения.

Оценка пластовых давлений при наличии фильтрации в пласт

При наличии фильтрации бурового раствора в пласт пластовое давление косвенно можно оценить с помощью метода, изложенного в подразделе I2.2. В этом случае за давление в пласте принимается минимальная величина давления начала поглощения, рассчитанного в нескольких точках одного пласта.

Но поскольку на практике могут быть отклонения от линейного закона фильтрации, применяемого при расчете давления начала поглощения, необходимо ввести ограничения на расчетную величину давления путем оценки коллекторских свойств пласта по комплексу исследований шлама и керна.

Если эта оценка позволяет сделать вывод о том, что пласт представлен мелкопористой средой, то расчетное пластовое давление может быть несколько завышенным (фильтрация может прекратиться и при меньшем давлении в скважине). При вскрытии трещинно-кавернового коллектора расчетное пластовое давление можно принять за истинное давление в пласте.

На вскрытие коллектора порового типа косвенно укажет снижение интенсивности поглощения во время циркуляции за счет образования глинистой корки. Если интенсивность поглощения не изменяется во времени, то с большой степенью достоверности можно сказать, что поглощение идет в коллектор с преимущественно трещинной проницаемостью.

При вскрытии толщи глин с АВПоД рекомендуется использовать метод d -экспоненты и измерение плотности шлама. При вскрытии пластов-коллекторов с АВПД рекомендуется метод δ-log в комплексе с методом фильтрации.

Вычисленные значения градиентов пластового давления, давления начала поглощения, эквивалентной плотности бурового раствора, проектные значения градиентов давления гидроразрыва и горного давления заносятся в виде графиков на форму (приложение I2). Эта форма строится оператором в масштабе I:I000 или I:2000. Совмещенный график давления представляет собой наглядную картину соотношения всех давлений по мере углубления скважины. По этому графику определяются участки опасного превышения или снижения плотности бурового раствора, а также тенденция изменения пластового давления и его градиента с глубиной.

I2.7. Контроль давлений в скважине

Знание величины давления, которое создает буровой раствор на стенки и забой скважины, необходимо, во-первых, с целью предупреждения осложнений, во-вторых, для решения некоторых задач.

Расчет давления в скважине производится в обязательном порядке для следующих ситуаций, возникающих в процессе бурения:

- режим течения в кольцевом пространстве при обвалах, осыпях стенок скважины;
- гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве при поглощениях бурового раствора (расчет давления начала поглощения);
- эквивалентная плотность раствора при вскрытии зон АВПД (расчет d -экспоненты);
- гидродинамическое давление при движении инструмента в случае СПО с поршневанием/свабированием (расчет допустимой скорости СПО) и геологической промывке.

Все расчеты повторяются или производятся по требованию буровой бригады или служб УБР.

Расчеты возобновляются, если происходят изменения:

- плотности бурового раствора более чем на 0,02 г/см^3;
- длины бурильных труб более чем на I00–I50 м;
- длины УБТ более чем на 30–50 м;
- расхода бурового раствора более чем на I л/с;

- свойств бурового раствора после химобработки;
- конструкции буровой колонны или конструкции скважины.

В зависимости от операции, проводимой в скважине, давление на стенки и забой будет разным.

При отсутствии циркуляции и движения инструмента на забой и стенки создается давление, равное гидростатическому.

При включенной циркуляции давление в скважине образуется суммой гидростатического давления и гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве.

При движении инструмента в скважине давление будет состоять из гидростатического и гидродинамического давления, вызванного движением инструмента (отрицательной или положительной составляющей), а если движение происходит в процессе циркуляции, то и гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве.

Гидростатическое давление с учетом газосодержания

Гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом негазированного раствора, определяется по формуле

$$P_{гс} = 0{,}0098\gamma \cdot H.$$

При попадании в буровой раствор пластовых флюидов, содержащих газ, или при бурении на аэрированных растворах необходимо учитывать влияние газосодержания на давление столба бурового раствора.

Гидростатическое давление, создаваемое столбом газированного раствора $P_{газ}$ (без учета проскальзывания пузырьков), определяется по уравнению

$$P_{гс} = P_{газ} - P_0 + \alpha P_0 \ln \frac{P_{газ}}{P_0},$$

где P_c - атмосферное давление, МПа;

α - степень насыщения раствора газом (отношение объема газа к объему раствора).

Решение этого уравнения относительно $P_{газ}$ возможно только методом подбора или методом последовательных приближений. Поправку на снижение величины гидростатического давления в зависимости от газосодержания ($P_{гс} - P_{газ} = \Delta P$) можно определить графически с помощью номограммы (рис. 79). Расчет поправки необходим при газировании раствора более 20-30%. Кроме того, снижение гидро-

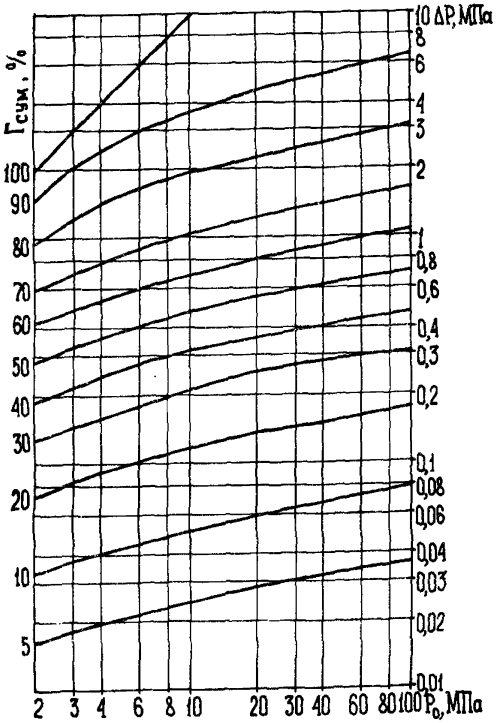


Рис. 79. Номограмма для определения поправки давления в зависимости от газосодержания.

статического давления за счет газирования можно определить по упрощенной формуле

$$\Delta P = 0{,}225 \frac{\gamma - \gamma_г}{\gamma_г} \times$$

$$\times (1{,}009 + \lg P_{гс}),$$

где $\gamma_г$ – плотность газированного бурового раствора на выходе из скважины, г/см^3.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве

Расчет гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве производится согласно РД 39-2-1156-84 "Временное методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин" (ВНИИБТ – ВНИИКРнефть):

- рассчитывается критерий Рейнольдса по формуле

$$Re = \frac{4 \cdot 10^3}{\pi} \cdot \frac{\gamma Q}{\eta (D + d_н)}; \qquad (57)$$

- рассчитывается критерий Хедстрема по формуле

$$He = \frac{\tau_0 \gamma (D - d_н)^2}{10^3 \cdot \eta^2}; \qquad (58)$$

– определяется критическое значение критерия Рейнольдса $Re_{кр}$ по графику зависимости $Re_{кр} = f(He)$ (рис. 80);

– определяется режим течения раствора в кольцевом пространстве по следующим условиям: если $Re \leq Re_{кр}$ – режим ламинарный; если $Re > Re_{кр}$ – режим турбулентный;

– рассчитываются потери давления в кольцевом пространстве скважины $\Delta P_{к.п}$ по формуле

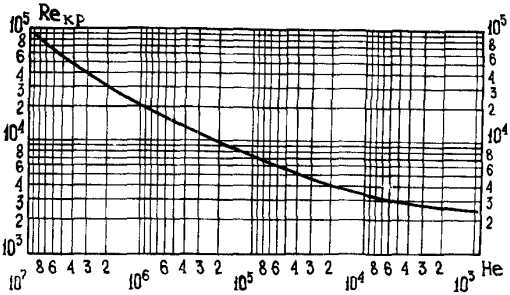


Рис. 80. Зависимость критического значения критерия Рейнольдса от критерия Хедстрема.

$$\Delta P_{к.п} = \frac{8 \cdot 10^6}{\pi^2} \lambda_{к.п} \frac{L \gamma Q^2}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}, \qquad (59)$$

где $\lambda_{к.п}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений;

L – длина интервала, м.

При турбулентном режиме $\lambda_{к.п}$ определяется по графику зависимости $\lambda_{к.п} = f(Re)$ (рис. 81).

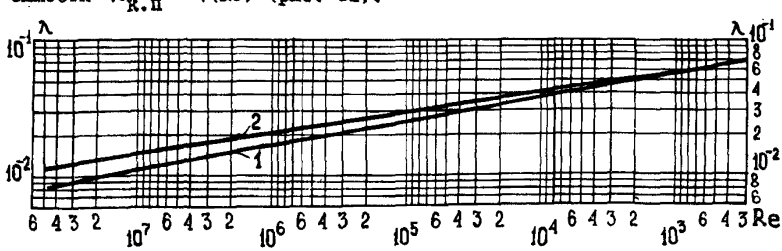


Рис. 81. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от критерия Рейнольдса в обсаженном (1) и необсаженном (2) кольцевом пространстве.

При ламинарном режиме рассчитывается критерий Сен-Венана по формуле $Sen = \frac{\pi}{4 \cdot 10^6} \cdot \frac{\tau_0 (D - d_н)^2 (D + d_н)}{\eta Q}$.

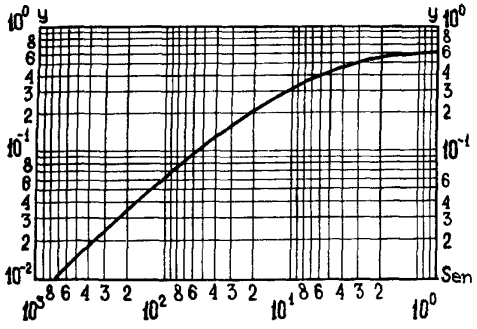


Рис. 82. Зависимость безразмерного параметра y от критерия Сен-Венана Sen при ламинарном течении бурового раствора в кольцевом пространстве.

Определяется коэффициент y по графику зависимости $y=f(Sen)$ (рис. 82), рассчитывается $\lambda_{к.п}$ по формуле

$$\lambda_{к.п} = \frac{64}{y \cdot Re} .$$

Расчет режима течения и гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве выполняется отдельно для каждой секции (для каждого сочетания внутреннего и внешнего диаметра кольца). Общие гидродинамические потери давления представляют собой сумму потерь давления в каждой секции

$$\Delta P_{к.п} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{к.п_i} ,$$

где n - количество секций.

Определение эквивалентной плотности бурового раствора производится по формуле

$$\rho_{экв} = \rho + \frac{\Delta P_{к.п}}{0{,}0098 \cdot H} . \qquad (60)$$

Гидродинамические эффекты при движении инструмента

Гидродинамические давления при движении колонны труб определяются согласно РД 39-2-803-82 "Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению" (ВНИИКРнефть).

Для момента начала движения колонны труб вверх гидродинамическое давление (отрицательная составляющая) определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{пульс}} = 4 \cdot 10^3 \frac{\theta \cdot L}{D - d_н} + 10^3 \gamma \cdot C (v_1 - v_0) \frac{d_н^2 - d_т^2}{D^2 - d_н^2}, \qquad (61)$$

где θ – статическое напряжение сдвига бурового раствора, Па;

C – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с; для обсаженного ствола, заполненного водой, C = 1350 м/с, буровым раствором – C = 1100 м/с; для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, C = 800 м/с;

v_0 – начальная скорость движения колонны труб, м/с;

v_1 – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с.

При равномерном движении колонны гидродинамическое давление определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{сваб}} = 35 \cdot 10^3 \frac{L}{D - d_н} \cdot \frac{\gamma}{2} \left(v_{\text{спо}} \cdot \frac{d_н^2 - d_т^2}{D^2 - d_н^2} \right)^2. \qquad (62)$$

При движении инструмента вверх это давление является отрицательной составляющей, а при движении вниз – положительной.

Гидродинамическое давление, обусловленное торможением при спуске труб со скоростью 1–3 м/с (отрицательная составляющая), определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{пульс}} = (00{,}5 \div 0{,}02)\, P'_{\text{гс}}, \qquad (63)$$

где $P'_{\text{гс}}$ – гидростатическое давление на глубине нахождения долота (башмака).

При скорости спуска труб менее 1 м/с $\Delta P_{\text{пульс}} = 0{,}01 \cdot P'_{\text{гс}}$.

Опытные приемы определения давлений в скважине

Опытным путем гидродинамическое давление при движении инструмента $\Delta P_{\text{сваб}}$ определяется следующим образом:

– перед началом определения инструмент расхаживается с циркуляцией с целью очистки забоя от шлама и ликвидации возможного сальникообразования;

– инструмент устанавливается на 0,5–1 м над забоем, выдерживается 2–3 мин, при этом фиксируется давление раствора на входе P_0;

– инструмент поднимается на максимально возможную высоту с постоянной скоростью v_1, при этом фиксируется давление на входе P'_1;

- разница между давлением P_0 и P'_I есть гидродинамическое давление ΔP_I, создаваемое на забой подъемом инструмента со скоростью v_1 (давление свабирования); эта величина является отрицательной составляющей общего давления на забой;

- инструмент опускается с той же скоростью v_1 и останавливается на расстоянии 0,5-1 м от забоя, при этом фиксируется давление на входе P''_I; разница между давлением P'_I и P''_I есть гидродинамическое давление ΔP_I, создаваемое на забой спуском инструмента со скоростью v_1; эта величина является положительной составляющей общего давления на забой.

Как показывает практика, эти величины равны между собой.

Для уточнения величины ΔP определения повторяются 2-3 раза.

Для удобства пользования этим методом и дальнейшего определения ΔP при различных скоростях спуска и подъема инструмента можно построить график - зависимость $\Delta P_{сваб} = f(v_{спо})$. Для построения графика необходимо проделать вышеизложенные манипуляции с инструментом на различных скоростях спуска и подъема.

С помощью такого графика можно определять гидродинамические давления на забой при спуске и подъеме инструмента на различных скоростях, а также допустимую скорость спуска или подъема, задаваясь допустимым изменением давления на забой.

Такими же опытными приемами можно приблизительно определить гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве. Порядок работ следующий:

- оператор рассчитывает среднеобъемную скорость восходящего потока v_0 по формуле

$$v_0 = \frac{4 \cdot 10^3 Q}{\pi [d_н^2 + k(D^2 - d_н^2)]},$$

где k - константа, зависящая от соотношения $d_н/D$;

$k = 0,38 \div 0,48$ при $d_н/D = 0,5 \div 0,9$ соответственно;

- инструмент расхаживается с циркуляцией с целью ликвидации возможного сальникообразования и очистки забоя от шлама;

- инструмент поднимается над забоем на максимально возможную высоту и выдерживается 2-3 мин, после выдержки фиксируется давление на входе P_0;

- инструмент опускается до забоя со скоростью v_0, вычисленной оператором, при этом фиксируется давление на выходе P_I;

- разница между этими двумя давлениями представляет собой величину гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве.

Для уточнения величины $\Delta P_{к.п}$ определения повторяются 2-3 раза.

I3.ОПЕРАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Согласно общей схеме оперативных технологических исследований для решения задач бурения (см. рис. 5) дежурный оператор-технолог станции ГТИ производит:

- сбор информации ГТИ;
- контроль параметров;
- выделение аномалий;
- определение вида аномалий;
- определение отклонений от техпроекта;
- оценку ситуаций;
- необходимые расчеты;
- выдачу предупреждений и рекомендаций буровой бригаде.

I3.I. Сбор и обработка информации

К информации, которая собирается, контролируется и обрабатывается в процессе технологических исследований, относятся следующие ее виды:

- проектная информация о разрезе, технологии и режиме проводки скважины (техпроект, ГТН, РТК);
- фактические технико-технологические данные по скважине и применяемому буровому оборудованию;
- результаты автоматического измерения технологических параметров;
- фактические данные о геологическом разрезе по результатам анализа шлама, керна, бурового раствора.

В процессе технологических исследований оператор-технолог ведет журнал, оформляет диаграммы аналоговой и цифровой регистрации параметров, заполняет рабочие формы и ежесуточные технологические сводки.

Ведение журнала геолого-технологических исследований

Журнал по технологическим исследованиям ведется на каждую исследуемую скважину с момента установки на буровой станции ГТИ и вплоть до момента ее снятия. При временном прекращении технологических исследований на данной скважине и последующем их восстановлении (например, после вывода скважины из консервации) продолжается старый журнал.

В журнале до начала исследований должны быть зафиксированы сведения о скважине (УБР, площадь, номер скважины, категория, цель бурения, проектная глубина, конструкция), буровом оборудовании (установка, тип насосов), аппаратуре ГТИ (тип станции, наименование регистрируемых параметров). Здесь же должен быть список членов партии ГТИ, фамилии мастера и бурильщиков.

В процессе технологических исследований в журнал заносятся и корректируются по мере изменения следующие сведения:

- диаметры и интервалы открытого ствола скважины;
- диаметр и глубина спуска последней обсадной колонны;
- конструкция бурильной колонны;
- количество емкостей, включенных в циркуляцию, и площадь их поверхности;
- наименование используемых систем очистки и дегазации бурового раствора;
- результаты проверок работоспособности аппаратуры и датчиков ГТИ;
- замечания о неполадках в работе датчиков и аппаратуры и отметки об их устранении.

Оперативно в процессе технологических исследований в журнал заносятся следующие сведения:

- прием и сдача вахты с указанием фамилий операторов;
- наименование производимых на буровой операций с указанием времени начала и конца;
- оценка ситуаций и краткая их характеристика;
- выдаваемые буровой бригаде предупреждения и рекомендации;
- оценка действий буровой бригады после выдачи предупреждений и рекомендаций;
- величины расчетных параметров (если для их записи нет специальных рабочих форм);

- типоразмеры спускаемых долот, фактическая проходка и время долбления;

- параметры бурового раствора, измеряемые вручную.

В процессе работы оператором проводятся и фиксируются в журнале следующие обязательные определения и расчеты:

- объем слива из желобов и манифольда после выключения циркуляции и объем их заполнения после включения (по уровню и рабочей емкости);

- объем бурового раствора в трубах $V_т$, кольцевом пространстве $V_{к.п}$ и общий объем в скважине (расчет производится через каждые 50 м проходки, а также при изменении конструкции скважины или бурильной колонны):

$$V_т = \frac{\pi d_т^2}{4 \cdot 10^6} \cdot L ;$$

$$V_{к.п} = \frac{\pi}{4 \cdot 10^6} \cdot (D^2 - d_н^2) \cdot L ;$$

- продолжительность полуциклов циркуляции по трубам и кольцевому пространству и общего цикла циркуляции (расчет см. по формуле (I);

- теоретический вес бурильной колонны для положения ведущей трубы над ротором:

$$W_{теор} = \left(\sum_1^n q_i l_i\right)\left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_м}\right) + W_в ,$$

где q_i - приведенный вес одного метра труб i-й секции, т ;

l_i - длина i-й секции, м;

n - число секций труб;

$\gamma_м$ - плотность металла труб, г/см^3;

$W_в$ - вес вертлюга с грязевым шлангом и ведущей трубой, т;

- сопоставление фактического веса колонны (определяется как полусумма значений веса по индикатору или диаграмме веса при медленном плавном подъеме и таком же спуске колонны на длину квадрата) с теоретическим в начале каждого долбления, не реже чем I раз за I0 наращиваний.

Форма журнала устанавливается руководством экспедиции ГТИ.

По мере окончания технологических исследований журнал с подписью начальника партии ГТИ сдается в экспедицию ГТИ (контору, трест).

Оформление диаграмм аналоговой и цифровой регистрации

Перед началом аналоговой регистрации на диаграммной ленте проставляется фамилия оператора, номер скважины, глубина на начало регистрации, наименование регистрируемых параметров с оцифрованной шкалой диапазона измерения, цвет записи параметров, скорость протяжки диаграммной ленты, дискретность выдачи меток глубины.

В процессе регистрации отмечается любое изменение режима записи (скорость протяжки, дискретность выдачи меток глубины, изменение диапазона измерения), оцифровываются метки глубины (не реже чем через 5 м), оцифровывается время начала и конца всех производимых операций (но не реже чем через I ч).

Все производимые операции отмечаются на диаграммной ленте согласно перечню условных обозначений (приложение 9).

Любая аномалия регистрируемых параметров (технологическая и опасная) должна быть отмечена и объяснена в виде, обеспечивающем последующую интерпретацию записи. После оценки ситуации должна быть отметка о выданной рекомендации.

При наличии пропусков в записи кривых должна быть указана их причина.

Диаграммы аналоговой регистрации подлежат после окончания вахты сдаче в КИП экспедиции ГТИ (конторы, треста).

Цифровая регистрация производится при наличии цифропечатающего устройства во время механического бурения, промывки и проработки.

Диаграмма цифровой регистрации прилагается к диаграммам аналоговой регистрации, поэтому в начале диаграммы указывается только наименование регистрируемой операции (бурение, промывка, проработка), режим печати (в функции глубины или времени) и дискретность печати.

Цифровые диаграммы подлежат сдаче одновременно с диаграммами аналоговой регистрации.

Заполнение рабочих форм

В процессе решения отдельных технологических задач оператором заполняются специальные рабочие формы (приложения I0 - I2). Рабочие формы не подлежат сдаче в КИП экспедиции, пока не будут

закончены работы по технологическим исследованиям. По требованию заказчика ему могут передаваться копии таких форм. Сводная диаграмма технологических исследований (приложение I3) заполняется КИПом экспедиции (треста).

Оформление ежесуточной технологической сводки

Ежесуточная технологическая сводка составляется оператором по результатам работ на скважине за прошедшие сутки. Форма сводки устанавливается по согласованию с заказчиком. При низких скоростях проходки и нецелесообразности ежесуточного сбора информации возможна ее комплектация за любой другой, удобный для заказчика, интервал времени или глубины.

Ежесуточная сводка должна в обязательном порядке содержать выписки из журнала о времени начала и конца всех проводимых на буровой операций, величину суточной проходки на долото, усредненные значения режимных параметров за интервал проходки одним долотом, а также отметки о выдаваемых предупреждениях и рекомендациях и их выполнении.

I3.2. Контроль параметров и обнаружение их аномалий

Все параметры, контролируемые в процессе технологических исследований, делятся на режимные и реагирующие.

К режимным относятся следующие параметры, значения которых заданы условиями бурения:

- нагрузка на долото;
- число оборотов ротора;
- расход на входе (число двойных ходов насоса);
- характеристики бурового раствора на входе (плотность, вязкость, напряжение сдвига, фильтрация, минерализация, газосодержание, температура).

Величины режимных параметров устанавливаются и поддерживаются в соответствии с техпроектом ГТН и РТК.

Реагирующие параметры (табл. 30) отличаются от режимных тем, что могут изменяться при сохранении режимных параметров постоянными и эти изменения бурильщиком (технологом) практически не регулируются.

Таблица 30

Характер изменения реагирующих параметров при увеличении режимных (технологические аномалии)

Режимные параметры	Реагирующие параметры								
	Механическая скорость проходки	Крутящий момент на роторе	циркуляционной системы				бурового раствора на выходе		
			Давление на входе	Поток на выходе	Объем в приемных емкостях	Температура	Плотность	Газосодержание	Минерализация
Нагрузка на долото	+*	+*	0	0	0	0	0	0	0
Скорость вращения ротора	+(0)*	+*	0	0	0	0(+)*	0	0	0
Бурового раствора на входе в скважину: Расход	+(0)*	0	+*	+*	0	0(-)**	0	0(-)**	0
Плотность	-(0)**	0(+)*	+*	0	0	0(+)**	+***	0	0
Минерализация	0	0	0	0	0	0 0	0	0	+***
Вязкость	0(-)**	+(0)*	+*	0	0	0	0	0	0
Газосодержание	0(+)**	0	-*	+***	+***	-(0)***	-***	+***	0

* - реагирующий параметр изменяется одновременно с изменением режимного;

** - реагирующий параметр изменяется через время полуцикла по трубам после изменения режимного;

*** - реагирующий параметр изменяется через время цикла циркуляции.

Примечание.

0 - параметр не меняется; - - уменьшение параметра;

+ - увеличение параметра; ( ) - возможное изменение параметра.

Аномальным изменением параметра (аномалией) называют любое изменение параметра на величину, превышающую погрешность определения данного параметра.

Технологической аномалией называется отклонение режимного параметра от проектного значения или значения, обусловленного нормальным процессом проводки скважины, аномальное изменение реагирующего параметра, обусловленное изменением режимного, а также проведением специальных технологических операций. К таким аномалиям относятся отклонения от техпроекта, ГТН, РТК, все аномалии реагирующих параметров при изменении режимных, а также аномалии, появляющиеся при обработке и перекачке раствора, переключении насосов, движении инструмента и т.п. Технологические аномалии реагирующих параметров при увеличении режимных представлены в табл. 30, уменьшение режимных параметров дает противоположную аномалию.

Отклонения фактических режимных и реагирующих параметров от проектных могут иметь случайный или вынужденный характер. Случайные отклонения обусловлены произвольными действиями буровой бригады, вынужденные - геолого-технико-технологическими причинами: отсутствием или недостатком запланированных технических средств, непредвиденными свойствами разреза, осложнениями и т.п.

Опасной аномалией называется аномальное изменение реагирующего (а в некоторых случаях и режимного) параметра, не обусловленное изменением режимного или технологической операцией. Такие аномалии возникают в результате изменения условий бурения, воздействия скважины, нарушения режима работы оборудования и бурильного инструмента. Именно эти аномалии являются признаками возможных предаварийных ситуаций. Характер изменения режимных и реагирующих параметров при наиболее типичных изменениях условий бурения скважины приведен в табл. 31.

Порядок работы оператора-технолога при обнаружении аномалий следующий:

- аномалии, обусловленные технологическими операциями, - пояснение на соответствующей диаграмме аналоговой регистрации;

- случайные отклонения от проекта - пояснение на диаграмме, предупреждение буровой бригаде, сообщение о характере и величине отклонения, рекомендация на приведение параметра в норму; при отказе - запись в журнале;

Таблица 31

Характер изменения контролируемых параметров при типичных ситуациях бурения

Условия бурения	Режимные параметры							Реагирующие параметры										
			бурового раствора на входе								циркуляционной системы			бурового раствора на выходе				
	Нагрузка на долото	Число оборотов ротора	Расход	Плотность	Температура	Минерализация	Вязкость	Время бурения интервала	Крутящий момент на роторе	Вес на крюке	Давление на входе	Поток на выходе	Объем в приемных емкостях	Температура	Плотность	Газосодержание	Минерализация	Вязкость
I. Бурение без осложнений																		
Бурение в непроницаемых породах со стабильной буримостью	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с переменной буримостью	0	0	0	0	0	0	0	±	±	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вскрытие коллектора	0	0	0	0	0	0	0	–	–(+)	0	0	–(+)	–(+)	0(±)	0(–)	+	0(±)	0(+)
Бурение в коллекторе стабильной (переменной) буримости	0	0	0	0	0	0	0	+(–)	0(±)	0	0	0	0	0	0	0(+)	0	0
2. Бурение с осложнениями																		
Вскрытие зоны																		
проявления	0	0	0	0	0	0	0	–	0(±)	0	–	+	+	±	–	+	±(0)	+(0)
поглощения	0	0	0	0	0	0	0	–	0(±)	0	–( )	–	–	0(–)	0(+)	0	0	0

Бурение с недостаточной очисткой забоя, осыпями или обвалом стенок скважины	0	0	0	0	0	0	0	+	+	+	+	0	0	0	+	0	0	+
3. Бурение с нарушением работы забойного инструмента																		
Нормальный износ долота	0	0	0	0	0	0	0	+	0(–)		0	0	0	0	0	0	0	0
Размыв насадок	0	0	0	0	0	0	0	+	0(+)		–	0	0	0	0	0	0	0
Заклинка шарошек, потеря шарошек, наличие металла на забое	0	0	0	0	0	0	0	+	+n	0	0(±)	0	0	0	0	0	0	0
Промыв элементов бурильной колонны	0	0	0	0	0	0	0	+	+	0	–	0	0	–(0)	0	0	0	0
4. Бурение с нарушением работы системы циркуляции																		
Размыв клапана или поршня насоса	0	0	–	0	0	0	0	+	0(+)	0	–	–	0	0	0	0	0	0
Размыв сальника штока, негерметичность всасывающей линии	0	0	–	–	0	0	0	+	0(+)	0	–	–	0	0	–	+	0	0
Потери герметичности желобной системы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	–	0	0	0	0	0
Разрушение диафрагмы компенсатора давления	0	0	–	0	0	0	0	+	0	0	n	0	0	0	0	0	0	0
Засорение насадок или фильтров	0	0	0	0	0	0	0	+	0(+)	0	+	–	0	0	0(+)	0	0	0

Примечание:

0 – без изменения; – – уменьшение параметра;

\+ – увеличение параметра; ( ) – возможное изменение параметра;

n – колебания.

- отклонения от проекта по геолого-техническим причинам - запись в журнале, анализ отклонений и рекомендации по оптимизации отработки долота (см. подраздел I2.5);

- опасные аномалии - анализ и оценка ситуации, проведение необходимых расчетов и выдача рекомендаций.

I3.3. Анализ опасных аномалий и оценка ситуаций

Порядок работы оператора-технолога при обнаружении опасной аномалии следующий:

- предупреждение буровой бригаде;
- анализ аномалии, определение наиболее вероятной ее причины и немедленная реакция на аномалию;
- формулирование и сообщение рекомендации буровой бригаде на проведение определительских работ;
- анализ результатов определительских работ, проведение необходимых расчетов и окончательная оценка ситуации;
- сообщение буровой бригаде о ситуации, результатах расчетов и выдача рекомендаций.

Порядок анализа основных и наиболее типичных опасных аномалий с последующей оценкой ситуации представлен в приложении I4, где выделены три этапа анализа:

I) аварийный (немедленный) анализ, по которому информация должна быть выдана немедленно (не позже трех минут после возникновения аномалии) и который предусматривает немедленные технологические действия бурильщика;

2) срочный анализ, для которого может потребоваться дополнительная информация, выполнение кратковременных специальных (определительских) работ. Рекомендация должна быть выдана не позже I5 мин после возникновения аномалии, если нет других специальных указаний;

3) оперативный анализ выполняется на основе более длительных наблюдений (например, после полуцикла циркуляции, бурения определенного интервала и т.д.).

Пример. В процессе контроля оператор отметил аномальное повышение давления на входе в скважину, остальные параметры оставались стабильны. Оператор делает вывод: аномалия давления является опасной. Оператор находит описание (см. приложение I4 под пунктом 5). Согласно указаниям этого пункта оператор предупреж-

ждает бурильщика о возможности сальника на инструменте или обвала стенок скважины, как наиболее опасных ситуаций для возникновения прихвата, и дает рекомендацию продолжать бурение с периодическим отрывом от забоя на длину квадрата. В процессе бурения оператор контролирует давление, момент на роторе и изменение веса при отрывах от забоя и постановке на забой. Через 15 мин отмечается следующая ситуация: давление продолжает расти, при подъеме инструмента наблюдаются небольшие (5–6 тс) затяжки, величина момента повышается, скорость проходки несколько снизилась, что соответствует описанию пункта 5.2. Согласно этому пункту оператор дает рекомендацию на промывку скважины, контролирует при этом изменение давления и выносимый шлам (данные по шламу получает от оператора-геолога и проводит проверку достаточности скорости течения раствора в кольцевом пространстве на вынос шлама. Через некоторое время (в пределах полуцикла по кольцу) в шламе наблюдается повышенное содержание обвальной породы, давление несколько снизилось, но остается аномально завышенным, скорость раствора в кольцевом пространстве достаточна для выноса шлама, что соответствует пункту 5.2.2. Оценка ситуации – осыпи стенок скважины, в результате чего недостаточная очистка забоя. Оператор производит оценочный расчет интервала неустойчивости ствола (глубины, на которой осыпаются стенки скважины) по времени появления аномального количества обвальной породы в шламе, а также режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве для условий усиленной промывки и сообщает эти данные буровой бригаде. Эти данные используются бурильщиком или мастером для нормализации процесса бурения.

Приложение I

А К Т
проверки готовности скважины к проведению геолого-технологического контроля за бурением

"____" _____ 19___ г.

Скважина № _____ Площадь _____
УБР _____ РИТС № _____

Мы, нижеподписавшиеся мастер (пом.мастера, бурильщик) _____, представитель УБР _____, представитель наладочного предприятия _____, начальник партии (инженер) _____, составили настоящий акт о том, что нами проверена готовность скважины к проведению геолого-технологического контроля. В результате проверки установлено:

1. Площадка для установки станции подготовлена (не подготовлена), находится _____
2. Электроэнергия к площадке подведена, напряжение _____ В
3. Пути подъезда и выезда с нее находятся в состоянии _____
(оценка)
4. Желоб для установки дегазатора, расходомера и для отбора шлама _____
(имеется или не имеется, его конструкция, оборудована или нет)
5. Желоб расположен на высоте _____ м
6. Проточная емкость для установки датчиков бурового раствора _____
(имеется или не имеется, ее конструкция)
7. Наличие и состояние площадки у желоба и проточной емкости _____
8. Подход к желобу и проточной емкости _____
(состояние и освещенность)
9. Водяная линия к виброситам _____
(имеется или не имеется)

10. Пескоотделители _____
(имеются или не имеются)

11. Илоотделители _____
(имеются или не имеются)

12. Деаэратор _____
(имеется или не имеется)

13. Система автодолива и калиброванная доливочная емкость с уровнемером _____
(имеются или не имеются)

14. Регулируемый штуцер на выходе из скважины _____
_____
(имеется или не имеется)

15. Возможность работы с одной рабочей емкостью, изолированной от резервных емкостей _____
(существует, не существует)

16. Растворомешалки в рабочей емкости _____
_____
(имеются или не имеются)

17. Монтаж технологических датчиков _____
(тип датчиков)
соответствует (не соответствует) техническим условиям _____
_____
(наименование документа)

18. Установка, подход, освещение, заземление и работа датчиков:
- проходки _____
(осуществлены, нет и причина)
- веса на крюке _____
- скорости вращения долота _____
- давления в нагнетательной линии _____
- число ходов поршня бурового насоса _____
- расхода промывочной жидкости на входе _____
- расхода промывочной жидкости на выходе _____
- объема промывочной жидкости в емкостях _____
- плотности промывочной жидкости на входе _____
- плотности промывочной жидкости в желобе _____
- температуры промывочной жидкости в желобе _____
- электропроводности промывочной жидкости в желобе _____
_____

19. Кондуктор (техническая колонна) Н _____м, Ø _____мм, долото тип _____ Ø _____мм

20. Взаимные помехи в работе исключены, монтаж станции разрешается _____

21. Забой на начало монтажа _____мм

22. Подключение станции к исследованию произведено при забое _____м, по данным _____

Представитель УБР _____

Мастер _____

Представитель нададоч-
ного предприятия _____

Акт готовности скважины к геолого-технологическому контролю вручен начальнику партии (отряда) № _____

в _____ ч _____ мин "__" _____19____ г.

Начальник геолого-технологической
партии (отряда) _____

Приложение 2

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____

Промыслово-геофизическая контора (экспедиция) _____

Партия _____

УТВЕРЖДАЮ

Главный геолог треста(конторы)

_____

"__"_____19____г.

АКТ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Скважина № _____ Куст № _____ Площадь_____УБР (УРБ)_____

Категория скважины_____ Забой фактический _____

Начало бурения_____ Начало исследований _____

Окончание бурения_____ Окончание исследований_____

Тип станции_____ Интервал исследований _____

I. ОБЪЕМ И КАЧЕСТВО ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

№ п/п	Интервалы исследования, м	Регистрируемые параметры	Форма регистрации			Качество материала	Интервалы отсутствия регистрации	Причина отсутствия регистрации	Примечание
			ручная	аналоговая	цифровая				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0

2. ВЫДАННЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

№ п/п	Интервалы отбора керна, м			Отбор керна из продукт.пласта или для решения др.геолог.задач с учетом фактического положения в разрезе		Выполнение комплекса ГИС		Интервалы испытания пластов в открытом стволе, м			Результаты испытаний	Подтверждаемость рекомендаций ГТИ	Прочие рекомендации	Эффект от реализации рекомендаций
	регламентированные ГТН	рекомендованные по ГТИ	фактические	по регламенту ГТН	по ГТИ	рекомендации ГТИ на проведение ГИС	выполнение рекомендаций, причина невыполнения	регламентированные ГТН	рекомендованные по ГТИ	фактические				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

3. ВЫДАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

№ п/п	Интервал, м	Рекомендации	Выполнение рекомендаций	Подтверждаемость рекомендаций	Эффект от реализации рекомендаций
I	2	3	4	5	6

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Интервал, м	Отработка долот								Время, затраченное на ликвидацию аварий, ч	Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес.	
	Время механического бурения, ч		Проходка на долото, м		Количество долот, шт		Суммарное время СПО с ПВР, ч				
	план	факт.	план	факт.	план	факт.	план	факт.		план	факт.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При бурении подобных скважин на данной площади служба ГТИ рекомендует _____

_____

_____

Гл.геолог УБР (УРБ) _____

Начальник технологического отдела УБР (УРБ) _____

Начальник партии (отряда) ГТИ _____

Буровой мастер _____

Приложение 3

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____ Объединение _____
ПГК (ПГЭ)_____ УБР (УРБ)_____
Партия ГТИ № _____

Ж У Р Н А Л

оператора-геолога

Площадь_____Куст № _____Скважина № _____
Проектная глубина _____ Тип буровой установки_____
Цель бурения _____
Начало исследований _____ Окончание исследований_____
Интервал исследований _____

Интервал отбора _____

Дата и время отбора _____

Время отставания шлама _____ мин

Фракция _____

Название основной породы _____

Возраст _____

% соотношение литологических разностей** _____

_____

Описание пород _____

_____

_____

Фракционный состав:

(I,I-3,0 мм) - _____ г, _____ %;

(3,I-5,0 мм) - _____ г, _____ %;

(5,I-7,0 мм) - _____ г, _____ %;

более 7,0 мм - _____ г, _____ %.

_____

Карбонатность:

$CaCO_3$ % _____, $CaMg(CO_3)_2$ % _____

ЛБА:

Тип битумоида _____

Степень люминесценции, балл _____

Цвет _____

Плотность, г/см^3 _____

Пористость,% _____

_____

* Нужное подчеркнуть

** Не заполняется в случае отбора керна

Дополнительные исследования шлама и керна

Примечания:

Выданные рекомендации

Оператор-геолог

ЭТИКЕТКИ К ПРОБАМ ШЛАМА, КЕРНА И БУРОВОГО РАСТВОРА

ШЛАМ

Проба № _____

Скважина № _____

Площадь _____

Интервал отбора _____

Время отбора _____

Геолог _____

КЕРН

Образец № _____

Скважина № _____

Площадь _____

Глубина отбора _____

Время отбора _____

Геолог _____

БУРОВОЙ РАСТВОР

Проба № _____

Скважина № _____

Площадь _____

Интервал отбора _____

Время отбора _____

Геолог _____

СВОДНАЯ ДИАГРАММА

Трест _____ УБР (УРБ) _____

Площадь _____ Куст № _____ Скважина № _____

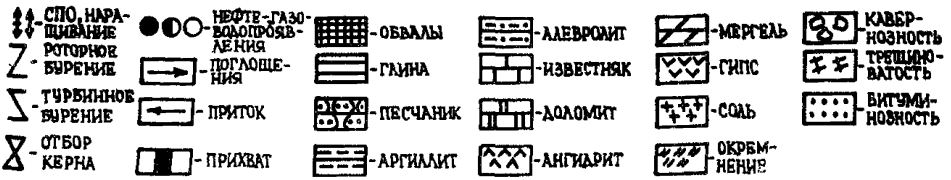
Цель бурения _____ Глубина проектная _____

Интервал исследования ____ Тип станции _____

Начало исследований _____ Окончание исследований _____

Дата	Расход бурового раствора, л/с -.- 20 30 40 Продолжительность проходки, мин/м М1 5 10 15 М2 25 30 35	Глубина, м	Возраст	Шлам: Плотность, г/см³ 2,5 3,0	Шлам: Карбонатность, % $CaCO_3$ $CaMg(CO_3)_2$ H_2O 20 40 60 80	Шламограмма 20 40 60 80	СПО, керн	Литология	Описание пород
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



К е р н							Буровой раствор			Комплекс геофизических и гидродинамических исследований, $K_п$, $K_н$, D, $P_{пл}$; $(kh/\mu)_п$; $(kh/\mu)_з$	Примечания
Люминесценция			Газонасыщенность, $см^3/дм^3$	Оценка пористости, %			Суммарные газопоказания, %		Объем в приемных емкостях, $м^3$		
Балл	Цвет	Тип битумоида	2 4 6 8 CH_4 – – – 20 40 60 80	0 – 5	5 – 15	15 ∧	0 1 0 2 0 3 0 4 CH_4 – – 20 40 60 80	Тип, параметры, добавки	80 85 90 95 Поток на выходе, % 60 70 80 90		
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Начальник партии (отряда) _____

Приложение 6

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____

Промыслово-геофизическая контора (экспедиция) _____

Партия _____

ЕЖЕСУТОЧНАЯ СВОДКА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ № ____

"___"_____19____г. Время _____ч_____мин

Скважина № _____ Куст №_____ Площадь_____ УБР (УРБ)_____

Категория скважины_____ Начало бурения_____ Вид бурения_____

Долбление № _____ Интервалы бурения без отбора керна:от _____до_____м, всего _____м

с отбором керна: от _____до_____м, всего _____м

I. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

№ п/п	Интервалы исследований, м	Литологическая характеристика	Возраст	Общая пористость	Нефтегазонасыщенность				Параметры промывочной жидкости				Рекомендации	
					Л Б А		$\Gamma_{сум}$, %	CH_4, % отн.						
					люминесценция, балл	тип битумоида			Тип	Плотность, г/см³	Вязкость, с	Водоотдача, $\frac{см^3}{30\ мин}$	буровой бригаде	УБР (УРБ) по дальнейшему вскрытию и исследованию разреза скважины
I	2	3	5	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Геолог станции ГТИ _____

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

№ п/п	Интервал, м	Долото				Режим бурения				Осложнения, наличие зон АВПД	Рекомендации	
		Типоразмер	Износ по коду	Время механич. бурения, ч	Проходка, м	Нагрузка, т	Обороты, об/мин	Давление, МПа	Расход промывочной жидкости на входе, л/с		бурильщику	УБР (УРБ) по дальнейшей проводке скважины
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Оператор-технолог станции ГТИ _____

Приложение 7

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____ Объединение _____

ПГК(ПГЭ) _____ УБР (УРБ) _____

Партия ГТИ № _____

Ж У Р Н А Л

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Площадь _____ Куст № _____ Скважина № _____

Проектная глубина _____ Тип буровой установки _____

Тип насосов _____ Количество насосов _____

Конструкция скважины

Диаметр, мм

_____ долота _____, кондуктора _____, колонны _____

Глубина, м

Интервал исследований _____

Начало исследований _____ Окончание исследований _____

Дата записи. Оператор. Буровщик.	Время	Глубина, м		Производимые работы				Типоразмер долота. Диаметр насадок долота и код износа	Параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача), добавки	Проходка, м Время работы долота, ч	Состав инструмента. Диаметр втулок насоса	Время ототавания, мин		№ отбираемых проб		Отметка о калибровке аппаратуры ГТИ	Выданные рекомендации	Примечания
		по светлику	по буровому журналу	Вид операции	Время операции, ч - мин							бурового раствора	шлама	бурового раствора	шлама			
					Начало	Окончание	Продолжительность											
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9

Приложение 8

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____ Объединение _____
ПГК (ПГЭ) _____ УБР (УРБ) _____

СВОДНАЯ ДИАГРАММА ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Площадь_____ Куст № _____ Скважина № _____
Интервал исследований _____ Дата _____
Конструкция скважины
Интервал, м _____
Диаметр долота, мм
_____
_____
_____

Лаборатория_____№_____ Дегазатор _____ Хроматограф_____№_____
Масштаб

Глубина, м	t, мин/м _____ 20 40 60 / $Q_{вых}$, л/с – – – 10 20 30	СПО. Наращивание. Тип долота	Перерывы и циркуляция	$\Gamma_{сум}$ с учетом $К_д^{*}$, % 0,25 0,50 0,75 / E, м³/м³ _ _ _ 1000 2000 3000	Относительный состав газа**, % Метан	Этан	Пропан	Бутан	Люминесценция Баллы	Цвет	Параметры бурового раствора, добавки *нефти и химреагентов*

* Горизонтальный масштаб может быть изменен при очень низких (<0,I) или высоких (>I,0) значениях $\Gamma_{сум}$.

** Заполняется в перспективных участках разреза и при повышенных (в I,5 и более раза выше фоновых) значениях $\Gamma_{сум}$.

Условные обозначения,
используемые при оформлении документации

Ц, НЦ, КЦ – циркуляция, начало и конец циркуляции
$П_т$, $П_г$ – промывка технологическая и геологическая
ИС – испытание свабированием
$П_р$ – проработка, расширение ствола
Б – бурение сплошным забоем
НБ, КБ – начало и конец бурения
$Б_к$, – бурение с отбором керна
, – СПО, наращивание
СП↑, СП↓ – подъем и спуск бурильной колонны
РП – ремонтный простой
ОП – организационный простой
ТП – технологическая остановка
РЦ – разбуривание цементного стакана, технологической оснастки обсадной колонны
ОК↓ – спуск обсадной колонны
ЦОК – цементирование обсадной колонны
ЭКР – электрометрическая каротажная работа
ИПТ, ИПТ↓, ИПТ↑ – работа пластоиспытателя, спуск и подъем пластоиспытателя на трубах
ОР – обработка бурового раствора
СК60 – скорость протяжки, мм/ч
М02, М05, М1 – дискретность выдачи меток глубины через 0,2; 0,5 и 1 м соответственно
3645, 4748, 4540 – газо-, газонефте- и нефтепроявление на соответствующих глубинах
2,5 3040 – поглощение с интенсивностью 2,5 $м^3$/ч на глубине 3040 м
I,5 3240 – поступление пластового флюида в скважину с интенсивностью I,5 $м^3$/ч на глубине 3240 м
4, 4845 – затяжки при подъеме 4 т на глубине 4845 м
7, 3089 – посадка при спуске 7 т на глубине 3089 м
О – работы по ликвидации осложнения
АР – работы по ликвидации аварии
ПК, ЗК – подклинка и заклинка опоры долота

Приложение IO

КАРТА ДОЛИВА СКВАЖИНЫ

УБР _____ Скважина № _____

Площадь _____ Глубина на начала подъема_____

Конструкция бурильной колонны

УБТ Ø ____мм,_____ св УБТ Ø _____мм, _____св

Трубы Ø ____ мм,_____ св Трубы Ø _____мм, _____св

№ п/п	Поднято свечей		Долив, $м^3$		Баланс, $м^3$		Выход раствора в желоба
	всего	между доливами	расчетный	фактический	общий	каждого долива	

Дата_____ Оператор _____

Приложение II

КАРТА СПУСКА ИНСТРУМЕНТА

УБР_____ Скважина № _____

Площадь_____ Глубина на начало спуска_____

Конструкция бурильной колонны

УБТ Ø _____ мм, _____ св УБТ Ø _____ мм,_____св

Трубы Ø ____ мм, _____ св Трубы Ø _____ мм, _____св

№ п/п	Спущено свечей		Объем вытеснения, $м^3$		Баланс
	всего	между расчетами	расчетный	фактический	

Дата_____ Оператор _____

СВОДНАЯ ДИАГРАММА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Трест _____

УБР (УРБ) _____

Площадь _____

Куст № _____ Скважина № _____

Цель бурения _____

Тип станции _____



Интервал исследования _____ Начало исследований _____ Окончание исследований _____

Дата	Долото $d_д$	Механическая скорость, м/ч МI: I 2 3 4 М2: I0 20 30 40	Глубина, м Обсадная колонна	Литология	$grad P_{пл}$ —— $grad P_{гр}$ - - - - - $grad P_г$ — — — 0,I0 0,I4 0,I8 0,22 0,26 Плотность бурового раствора, г/см³ —·—·— I0 I4 I8 22 26 Градиент температуры раствора, град/I00 м ····· 20 30 40 50 60	Примечания
I	2	3	4	5	6	7

Начальник партии (отряда) _____

СВОДНАЯ ДИАГРАММА

Трест _____ УБР (УРБ) _____

Площадь _____ Куст № _____ Скважина № _____

Цель бурения _____ Глубина проектная _____

Интервал исследования _____ Тип станции _____

Начало исследований _____ Окончание исследований _____

Дата	Долото: Типоразмер. Количество и диаметр насадок. Износ по коду. Момент на долоте, усл.ед	Глубина, м	Литология	Параметры режима: Обороты, об/мин. Механическая скорость, м/ч _____ I 2 3 4 5 / I0 20 30 40 50. Нагрузка на долото, т I0 I5 20 25 30	Параметры режима: Расход бурового раствора на входе, л/с _____ I0 20 30 40 50. Давление, МПа _____ 5 I0 I5 20 25
I	2	3	4	5	6

Приложение I3

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



б у р е н и я	Параметры бурового раствора	Способ бурения Наращивание СПО Осложнения Рекомендации	Примечания
Поток бурового раствора на выходе, % ____ 40 60 80 I00 I20	Температура на выходе, °С 20 40 60 80		
Изменение объема раствора в емкости, м³ — — — I5 I0 5 0 5	Плотность, г/см³, на входе — — — на выходе ——— I,0 I,4 I,8 2,2		
7	8	9	I0

Начальник партии (отряда) _____

Приложение I4

АНАЛИЗ ОПАСНЫХ АНОМАЛИЙ И ОЦЕНКА СИТУАЦИЙ

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, ПРОРАБОТКИ И ПРОМЫВКИ		
I. Резкое изменение уровня (объема) раствора в емкостях и, возможно, потока на выходе. Резкий рост скорости проходки. Возможно изменение крутящего момента на роторе и снижение давления на входе. Р. Приподнять инструмент до положения муфты верхней трубы над ротором. Выключить циркуляцию. Визуально проверить положение уровня в скважине. О. Контроль уровня в емкостях и потока на выходе	I.I. Наблюдается перелив из скважины. О.С. Вскрытие проявляющего интервала, приток с забоя О. Расчет объема и интенсивности притока, оценка вида поступающего флюида. Контроль за ликвидацией проявления	I.I.I. Проявление ликвидировано. Рекомендация по дальнейшим работам выдается оператором-геологом.
	I.2. Уровень в скважине снижается. О.С. Вскрытие поглощающего интервала. Р. Включить ненадолго циркуляцию. О. Расчет объема поглощения и интенсивности с циркуляцией и без нее. Расчет давления начала поглощения.	I.2.I. Поглощение прекратилось Рекомендация по дальнейшим работам выдается оператором-геологом.
	I.3. Уровень находится на устье или очень медленно снижается. О.С. Вскрытие интервала с поглощением в процессе циркуляции. О. Расчет объема и интенсивности поглощения.	I.3.I. Поглощение прекратилось или частичное поглощение. Рекомендация по дальнейшим работам выдается оператором-геологом.

2. Появление кратковременных, высокоамплитудных увеличений крутящего момента на роторе и одновременно колебаний оборотов ротора (подклинки). Возможен рост давления. П. Подклинки. Р. Продолжая циркуляцию и вращение ротором, приподнять инструмент на длину квадрата. 0. Контроль веса на крюке, давления на входе и момента на роторе.	2.1. Затяжка при подъеме. Возможно сохранение подклинок. Рост давления, возможны при этом колебания. П. Возможен обвал стенок скважины. Р. Осторожное расхаживание с вращением и циркуляцией. 0. Контроль веса, момента, давления; анализ шлама.	2.1.1. Параметры стабилизировались. 0.С. Зашламление забора. 0. Проверка $v_{кп}$ на вынос шлама. 2.1.2. Затяжки при подъеме, посадки при спуске. Подклинки сохраняются или увеличиваются. Колебания давления на фоне общего роста. Возможно снижение скорости потока. В шламе аномальное количество обвальной породы. Возможен рост давления до потери циркуляции. 0.С. Обвал стенок скважины. 0. Проверка $v_{кп}$ на вынос шлама. Определение интервала обваливания. Расчет режима течения в кольцевом пространстве в условиях интенсивной циркуляции.
	2.2. Затяжки при подъеме. Подклинки сохраняются. Остальные параметры стабильны. Р. Осторожное расхаживание с вращением и циркуляцией. 0. Контроль веса, момента, оборотов.	2.2.1. Затяжки при подъеме, посадки при спуске. Подклинки сохраняются. Остальные параметры стабильны. 0.С. Заклинка над долотом (куски породы или посторонний предмет).
	2.3. Резкое снижение давления на входе и, возможно, веса на крюке. Подклинки отсутствуют. 0.С. Слом (обрыв) бурильного инструмента. 0. По весу оценить глубину слома	

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
	2.4. Вес на крюке и давление на входе соответствуют нормальным. Подклинки отсутствуют. Момент снизился и равен моменту при холостом вращении инструмента. Р. Продолжить бурение с постепенным увеличением нагрузки до плановой. О. Контроль момента и оборотов ротора.	2.4.1. Подклинки отсутствуют. Все параметры стабильны. О.С. Наблюдалась случайная подклинка, связанная с формой забоя или попаданием обломка породы под долото. 2.4.2. Вновь появляются высокоамплитудные увеличения момента и подклинки. Скорость проходки снижается. О.С. Износ опоры долота. Р. Подъем. О. Оценка износа поднятого долота. 2.4.3. Кривая момента на диаграмме приобретает характерный "пилообразный" вид с широкой амплитудой колебаний. О.С. Наличие металла на забое. Возможен аварийный износ долота. Р. Подъем. О. Оценка износа поднятого долота
3. Резкое снижение давления на входе с одновременным снижением расхода на входе (при дизельном приводе - одновременно небольшое увеличение числа ходов насоса). Возможно этому предшествовало плавное небольшое снижение давления.	3.1. Газосодержание раствора повышено, плотность снижена. Увеличение уровня в емкостях и возможно снижение темпа увеличения температуры раствора на выходе. О.С. Выход на поверхность "пачки" газированного раствора (без выброса).	3.1.1. Газосодержание раствора продолжает расти, плотность снижается. Возможно расплескивание раствора вокруг устья (колебания потока на выходе) и повышение уровня в емкости. О.С. Интенсивное проявление газированной пачки раствор большого объема.

П. Возможно проявление. Р. Продолжая циркуляцию, осторожно поднять инструмент до положения муфты верхней трубы над ротором. О. Контроль параметров раствора на выходе, давления на входе, уровня в емкостях и потока на выходе.	Р. Дегазировать или удалить из системы циркуляции пачку газированного раствора. Не допускать закачки в скважину газированного раствора. О. Контроль параметров раствора на выходе.	О. Расчет объема проявл... оценка вида поступившего флюида. Контроль за ликвидацией проявления. 3.I.2. Параметры раствора приведены в норму. Газосодержание снизилось до фонового. О. Контроль по циклу циркуляции за изменением параметров раствора с целью своевременного выявления и дегазации закачанной в скважину части газовой "пачки".
	3.2. Поток на выходе снижается одновременно со снижением давления и расхода на входе. На фоне общего снижения давления возможны скачки и колебания. Параметры раствора стабильны. О.С. Неисправность насосов.	
4. Постепенное (возможно резкое) снижение давления при постоянном расходе на входе. Р. Продолжая циркуляцию, приподнять инструмент над забоем на I - 2 м. О. Контроль давления, веса.	4.I. Вес на крюке и давление резко снизились. О.С. Слом (обрыв) бурильного инструмента. О. По весу оценить глубину слома.	
	4.2. Давление продолжает плавно или ступенчато снижаться, возможно, с меньшей интенсивностью. П. Возможен промыв инструмента. Р. Продолжить бурение в течение I5 - 20 мин, но не более I м. О. Контроль давления, скорости проходки, температуры раствора.	4.2.I. Давление продолжает падать, снижается скорость проходки. Возможно снижение температуры и появление подклинок. О.С. Промыв инструмента. 4.2.2. Давление стабилизировалось на более низком уровне, соответствующем бурению без насадки (насадок). Скорость проходки снижается. Возможны подклинки.

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
		О.С. Разрушение (выпадение) насадки (насадок) долота. О. Поиск оптимальной нагрузки.
	4.3. Наблюдаются плавные колебания давления. Возможны одновременно колебания потока и уровня в емкостях. Р. Продолжить бурение. О. Контроль параметров бурового раствора на выходе.	4.3.I. Установлены ритмичные по циклу циркуляции колебания вязкости, плотности и газосодержания бурового раствора. О.С. В системе циркуляции неоднородный буровой раствор.
5. Медленное увеличение давления на входе. Остальные параметры стабильны. П. Возможны сальник на инструменте или обвал стенок скважины. Р. Продолжить бурение с периодическим отрывом от забоя на длину квадрата. О. Контроль давления, момента, веса.	5.I. Давление продолжает плавно расти либо плавно снижается, колебания в широких пределах, возможно сопровождающиеся изменением потока на выходе и уровня. Аномальное увеличение плотности и вязкости раствора на выходе. Затяжки при отрыве от забоя отсутствуют. О.С. В системе циркуляции неоднородный буровой раствор. Имеется пачка высоковязкого раствора.	
	5.2. Давление продолжает расти, возможны небольшие затяжки при подъеме и увеличение момента. Скорость проходки снижается. Р. Отрыв от забоя, промывка скважины. О. Контроль давления и анализ шлама. Проверка $v_{кп}$ на вынос шлама.	5.2.I. Давление снижается до нормального. $v_{кп}$ недостаточна или минимально необходима. О.С. Зашламление забоя в результате недостаточной очистки.

	5.2.2. Давление остается аномально завышенным, но возможно на этом фоне и небольшое снижение. В шламе повышенное содержание обвальной породы. $v_{кп}$ достаточна. О.С. Осыпи стенок скважины и недостаточная очистка забоя в кольцевом пространстве в результате осыпания. О. Расчет режима течения в условиях интенсивной циркуляции, определение интервала осыпания.
5.3. Давление продолжает расти, появляются подклинки при общем увеличении мом нта, наблюдаются затяжки при подъеме и посадки при спуске, иногда довольно значительные. Р. Расхаживание инструмента с циркуляцией. О. Контроль давления, веса, момента. Проверка $v_{кп}$ на вынос шлама.	5.3.1. Рост давления прекратился, возможно снижение. Затяжки и посадки снижаются, колебания момента уменьшаются. О.С. Образование и разрушение сальника на инструменте. 5.3.2. Давление продолжает расти (возможно до критического) или остается аномально высоким. Затяжки, посадки и колебания момента сохраняются или увеличиваются. Возможно снижение скорости потока. О. Сальник на инструменте не сбивается. Угроза прихвата
5.4. Давление продолжает расти, возможно, скачкообразно. Колебаний момента, затяжек и посадок не наблюдается.	5.4.1. Продолжается рост давления, иногда до потери циркуляции. Возможно увеличение момента на роторе.

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
	Р. Продолжить бурение. О. Контроль давления, момента.	О.С. Забиты промывочные отверстия долота, турбобур или фильтр. 5.4.2. Давление на общем повышенном фоне скачкообразно меняется. О.С. Недостаточная очистка раствора от шлама.
6. Увеличение скорости проходки. Возможен небольшой рост момента. Остальные параметры стабильны. Р. Продолжить бурение 1 – 2 м. О. Контроль скорости проходки и уровня в емкостях. При резком изменении уровня – см. п. 1	6.1. Скорость проходки увеличилась в интервале 1–2 м более чем на 50% и стабилизировалась. Возможно изменение момента. Остальные параметры стабильны. Р. Геологическая промывка в течение полуцикла по кольцу. О. Контроль бурового раствора на выходе и анализ шлама.	6.1.1. По данным анализа шлама и раствора коллектор отсутствует. О.С. Вскрытие более мягких отложений. О. Поиск оптимальной нагрузки. 6.1.2. По данным анализа шлама и раствора вскрыт коллектор. Р. Рекомендация по дальнейшим работам выдается оператором-геологом.
7. Снижение скорости проходки. Остальные параметры стабильны. Р. Продолжить бурение 1 – 2 м. О. Контроль скорости проходки.	7.1. Скорость проходки стабилизировалась на более низком уровне. Возможно снижение момента на роторе. Остальные параметры стабильны. О.С. Вскрытие более твердых отложений. О. Поиск оптимальной нагрузки. Расчет рейсовой скорости и стоимости метра, поиск экстремумов. После достижения экстремумов – рекомендация на подъем. Оценка износа поднятого долота.	

	7.2.Скорость проходки продолжает существенно падать.Момент на роторе снижается.Остальные параметры стабильны. О.С.Износ вооружения долота. 0.Расчет рейсовой скорости и стоимости метра,поиск экстремумов. После достижения экстремумов - рекомендация на подъем. Оценка износа поднятого долота.	

В ПРОЦЕССЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

8.Нарушение балансов объема поднятых или спущенных труб и долитого в скважину при подъеме или вытесненного из скважины при спуске бурового раствора. Р.Прекратить процесс подъема или спуска. Визуально проверить положение уровня в скважине. 0.Контроль потока на выходе и объема в емкостях.	8.I.Наблюдается перелив из скважины. О.С.Приток при СПО. 0.Расчет объема и (по возможности) интенсивности притока.Контроль за ликвидацией проявления.Расчет допустимой скорости СПО.	
	8.2.Наблюдается снижение уровня в скважине. О.С.Поглощение при СПО. 0.Расчет (по возможности) объема и интенсивности поглощения.Контроль за ликвидацией поглощения.Расчет допустимой скорости СПО.	
	8.3.Уровень находится на устье. Р.Контрольный спуск (подъем) 5 свечей с контролем положения уровня в скважине. 0.Тщательный контроль баланса объемов труб и вытесненного (долитого) раствора.Контроль веса на крюке.	8.3.I.При подъеме наблюдается перелив из скважины или уровень не снижается.Возможны затяжки инструмента. О.С.Подъем со свабированием. 0.Расчет общего превышения объема с начала нарушения баланса и допустимой скорости СПО.

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
		8.3.2. При спуске объем вытесненного раствора меньше объема металла спущенных труб. О.С. Спуск с поршневанием. О. Расчет общего объема поглощения с начала нарушения баланса и допустимой скорости СПО. 8.3.3. При спуске объем вытесняемого раствора больше объема металла спущенных труб. Прирост веса на крюке меньше расчетного. О.С. Неполное заполнение бурильной колонны буровым раствором (засорение промывочных отверстий долота, высокие структурные свойства раствора и т.п.)
9. Резкое снижение веса на крюке при спуске инструмента (посадка). П. Возможен прихват. Р. Остановить спуск. Приподнять инструмент на 3 – 5 м и медленно спускать. О. Контроль веса на крюке и скорости спуска.	9.I. При подъеме вес на крюке соответствует нормальному, при спуске наблюдается посадка. Р. Осторожный с поворотом ротора спуск. О. Контроль веса на крюке и скорости спуска.	9.I.I. Вес соответствует нормальному. О.С. Зацепление колонной за небольшой уступ. О. Зафиксировать глубину, на которой расположен уступ. Обратить внимание на возможность зацепления за него замками или другими элементами бурильной колонны при последующем спуске. 9.I.2. Посадки увеличиваются. О.С. Посадка на уступе (козырьке), воронке. О. Зафиксировать глубину и мощность прихватоопасного интервала.

	9.2.При подъеме вес на крюке выше нормы(затяжки), при спуске - ниже (посадки). О.С.Сужение ствола скважины. О.Зафиксировать глубину расположения прихватоопасного (суженного) интервала.	
	9.3.При подъеме вес на крюке остается ниже нормы. О.С.Слом бурильного инструмента. О.По весу оценить глубину слома.	
IO.Резкое увеличение веса на крюке при подъеме инструмента(затяжка). П.Возможен прихват. Р.Осторожно на медленной скорости и с проворотом ротора поднимать инструмент мимо места затяжки. О.Контроль веса на крюке и скорости подъема.	IO.I.При подъеме вес на крюке нормализовался. О.С.Зацепление колонной за небольшой козырек. О.При дальнейшем подъеме определить глубину расположения козырька.	
	IO.2.Вес на крюке растет. О.С.Затяжки в прихватоопасном интервале(сужение, козырек). О.Зафиксировать глубину и мощность прихватоопасного интервала	

Примечания. П – предупреждение буровой бригады, которое в некоторых опасных случаях выдается до окончательной оценки ситуации;

Р – рекомендации бурильщику на проведение определительских работ, необходимых для последующей оценки ситуации;

О.С.– оценка ситуации;

О – действия оператора, означающие тщательный контроль за изменением указанных параметров и проведение необходимых расчетов.

Приложение I5
(Справочное)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В НАСТОЯЩЕМ РУКОВОДСТВЕ

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерения
I	2	3
Глубина скважины	H	м
Проходка на долото	$h_д$	м
Механическая скорость бурения	v	м/ч
Скорость СПО	$v_{спо}$	м/с
Фактическая скорость течения бурового раствора в кольцевом пространстве	$v_{к.п}$	м/с
Фактическая скорость течения бурового раствора в трубах	$v_т$	м/с
Критическая скорость течения бурового раствора	$v_{кр}$	м/с
Скорость седиментации шлама в буровом растворе	$v_{с.ш}$	м/с
Продолжительность бурения интервала проходки	t	мин/м
Время механического бурения	$t_м$	ч
Время механического бурения данным долотом	$t_д$	ч
Время работы долота на забое	$t_з$	ч
Время отставания шлама	$t_ш$	мин
Время отставания шлама, определенное опытным путем	$t_{ш.оп}$	мин
Длина бурильной колонны	L	м
Длина секции бурильной колонны	l	м
Диаметр долота, скважины	D	мм
Наружный диаметр бурильных труб	$d_н$	мм
Внутренний диаметр бурильных труб	$d_т$	мм
Объем металла бурильных труб	$V_м$	$м^3$
Объем бурового раствора в скважине	$V_{скв}$	$м^3$
Объем бурового раствора в кольцевом пространстве	$V_{к.п}$	$м^3$
Объем бурового раствора в приемных емкостях	V	$м^3$

1	2	3
Объем бурового раствора в бурильных трубах	$V_т$	$м^3$
Объем пробы бурового раствора	$V_р$	л
Уровень бурового раствора в приемных емкостях	$h_{пр}$	м
Уровень бурового раствора в доливочной емкости	$h_{дол}$	м
Число ходов поршня бурового насоса	$n_х$	ход/мин
Расход бурового раствора	Q	л/с
Расход бурового раствора на входе в скважину	$Q_{вх}$	л/с
Расход бурового раствора на выходе из скважины	$Q_{вых}$	л/с
Дифференциальный расход	ΔQ	л/с
Поток бурового раствора на выходе	$\vartheta_п$	%
Давление бурового раствора в нагнетательной линии	$P_{вх}$	МПа
Давление в затрубном пространстве	$P_{вых}$	МПа
Потери давления в кольцевом пространстве	$\Delta P_{кп}$	МПа
Потери давления в бурильных трубах	$\Delta P_т$	МПа
Потери давления на долоте	$\Delta P_д$	МПа
Потери давления в замковых соединениях труб	$\Delta P_{зам}$	МПа
Гидростатическое давление	$P_{гс}$	МПа
Гидродинамическое давление	$P_{гд}$	МПа
Давление свабирования	$\Delta P_{св}$	МПа
Давление на забой скважины	$P_{скв}$	МПа
Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа
Градиент нормального пластового давления	$grad P_{пл.н}$	$г/см^3$
Градиент пластового давления	$grad P_{пл}$	$г/см^3$
Градиент горного давления	$grad P_г$	$г/см^3$
Время полного цикла промывки	$t_ц$	мин
Время движения бурового раствора от забоя до устья (время отставания)	$t_{от}$	мин
Время движения бурового раствора от устья до забоя	$t_т$	мин
Плотность бурового раствора	$\gamma_р$	$г/см^3$
Плотность бурового раствора на входе	$\gamma_{вх}$	$г/см^3$
Плотность бурового раствора на выходе	$\gamma_{вых}$	$г/см^3$
Плотность шлама	$\gamma_ш$	$г/см^3$

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерения
Эквивалентная плотность раствора	$\delta_{экв}$	г/см^3
Пластическая вязкость бурового раствора	η_p	Па·с
Статическое напряжение сдвига бурового раствора	θ	Па
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора	τ_o	Па
Электропроводность бурового раствора на входе	$\rho_{с.вх}$	Ом·м
Электропроводность бурового раствора на выходе	$\rho_{с.вых}$	Ом·м
Температура бурового раствора на входе	$T_{вх}$	^oC
Температура бурового раствора на выходе	$T_{вых}$	^oC
Дифференциальная температура бурового раствора	ΔT	^oC
Теоретический вес бурильной колонны	$W_{теор}$	кг
Расчетный вес бурильной колонны	$W_{расч}$	кг
Вес на крюке	$W_к$	кг
Нагрузка на долото	W	кг
Крутящий момент на роторе	М	кгс·м
Крутящий момент на машинном ключе	$М_к$	кгс·м
Скорость вращения ротора	n	об/мин
Газонасыщенность бурового раствора	q	см^3/л
Газонасыщенность шлама	$q_ш$	см^3/дм^3
Суммарная концентрация углеводородных газов в буровом растворе	$Г_{сум}$	%
Приведенные газопоказания	$Г_{х.пр}$	м^3/м^3
Остаточное газосодержание	$Г_Г$	м^3/м^3

С О Д Е Р Ж А Н И Е

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ 5
2.I. Технология комплексного изучения разреза 5
2.2. Типовой комплекс геофизических методов и технология исследований I0
2.3. Типовой комплекс и технология исследований при решении задач бурения I2
2.4. Организация работ I5
3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА I6
4. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА 20
4.I. Факторы, влияющие на эффективность работ 20
4.2. Геолого-геофизическое районирование 22
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ШЛАМА И КЕРНА 29
5.I. Отбор, подготовка и привязка шлама к глубине . . . 29
5.2. Отбор и подготовка керна к исследованиям 39
5.3. Обязательные методы исследования шлама и керна . . 39
5.4. Дополнительные методы исследования шлама и керна 62
6. ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА И ФЛЮИДА 76
6.I. Отбор проб бурового раствора 76
6.2. Обязательный комплекс исследований 78
6.3. Дополнительный комплекс исследований 93
7. КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ 99
7.I. Обязательные методы I00
7.2. Дополнительные методы I09
8. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ II4
8.I. Геофизические исследования II4
8.2. Гидродинамические исследования II4
9. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА I20
9.I. Интерпретация данных ГТИ I2I
9.2. Оперативная обработка геофизической информации и комплексная интерпретация I24
I0. ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ I33
I0.I. Интерпретация данных ГТИ I33

10.2. Интерпретация геофизических исследований 143
10.3. Оперативная обработка гидродинамических исследований 148
10.4. Оценка продуктивности разреза по результатам комплексной интерпретации ГТИ, ГИС, ИПТ. 152
11. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ 158
11.1. Оперативная информация 158
11.2. Сводная информация и заключение 161
12. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 162
12.1. Предупреждения выбросов бурового раствора и пластового флюида 163
12.2. Предупреждение катастрофических поглощений бурового раствора 172
12.3. Предупреждение осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины. . . 181
12.4. Предупреждение осложнений, не связанных с состоянием ствола скважины 188
12.5. Оптимальная обработка долот 195
12.6. Вскрытие зон АВПД и оценка пластовых/поровых давлений 207
12.7. Контроль давлений в скважине 218
13. ОПЕРАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 225
13.1. Сбор и обработка информации 225
13.2. Контроль параметров и обнаружение их аномалий 229
13.3. Анализ опасных аномалий и оценка ситуаций . . . 234
Приложение 1. Акт проверки готовности скважины к проведению геолого-технологического контроля за бурением 236
Приложение 2. Акт на результаты геолого-технологических исследований 239
Приложение 3. Журнал оператора-геолога 242
Приложение 4. Этикетки к пробам шлама, керна и бурового раствора 245
Приложение 5. Сводная диаграмма геологических исследований 246
Приложение 6. Ежесуточная сводка геолого-технологических исследований 248

Приложение 7. Журнал геолого-технологических исследований 250
Приложение 8. Сводная диаграмма газового каротажа. 252
Приложение 9. Условные обозначения, используемые при оформлении документации 253
Приложение IO. Карта долива скважины 254
Приложение II. Карта спуска инструмента 254
Приложение I2. Сводная диаграмма технологических исследований для сложных геолого-технических условий 255
Приложение I3. Сводная диаграмма технологических исследований 256
Приложение I4. Анализ опасных аномалий и оценка ситуаций 258
Приложение I5. Условные обозначения, принятые в настоящем руководстве 268

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

РД 39-0I477I6-I02-87

Редактор Л.А.Рудакова
Корректоры О.В.Еварестова, О.В.Красикова

Подписано в печать 29.06. I987. П07577 Формат 60 х 84 I/I6
Оп. I7,3 печ.л., I7,4 уч.-изд.л. тираж1000 экз. Цена I р.30 к.
Зак. №5033.

ВНИИнефтепромгеофизика, 450005, г. Уфа, ул. 8 Марта, I2
Куйбышевское полиграфическое объединение, г. Куйбышев, ул. Венцека, 60

gost.e-ecolog.ru