

Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе

на правах рукописи



НГУЕН Тиен Хунг

**РАЦИОНАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ДОЛОТАМИ РДС С
ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ В ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ
ПО ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ
ДРАКОН И ДОЙМОЙ» (СРВ)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
профессор, д.т.н.
Соловьев Николай Владимирович

МОСКВА 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА I СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СОСТОЯНИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ГОРНЫХ ПОРОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ЮЖНЫЙ ДРАКОН И ДОЙМОЙ».....	9
1.1 Общие сведения и геологическая характеристика месторождения «Южный Дракон и Доймой».	9
1.2 Конструкция «типовой скважины» на месторождении «Южный Дракон и Доймой».	12
1.3 Поинтервальный анализ режимных параметров на основе механической скорости процесса бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и Доймой».	15
1.4 Роторные системы привода вращения долот, применяемые при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».....	24
1.5 Типы долот и область их применения при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».	26
1.6 Буровые растворы, применяемые при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».	29
1.7 Задачи исследований.....	38
ГЛАВА II МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ.	40
2.1. Методика поинтервального анализа режимных параметров на основе механической скорости процесса бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и Доймой».	40
2.2 Методика проведения производственных оценочных исследований эффективности применения роторных систем РУС «<i>push the bit</i>» и ВЗД на месторождении «Южный Дракон и Доймой».	41
2.3 Стендовые исследования влияния угла установки резца <i>PDC</i> на эффективность разрушения горной породы.	43
2.3.1 Электромеханическое оборудование для проведения эксперимента. .	43

2.3.2	Порядок подготовки к проведению эксперимента.....	44
2.3.3	Порядок проведения эксперимента.....	45
2.4	Методика исследований набухающей способности глиносодержащих горных пород месторождения «Южный Дракон и Доймой».....	46
2.4.1	Лабораторное оборудование для проведения эксперимента.....	46
2.4.2	Порядок подготовки к проведению эксперимента.....	47
2.4.3	Последовательность действия при использования специальной компьютерной программы «Swell meter».....	49
2.4.4	Порядок одновременного исследования нескольких глинистых образцов с применением компьютерной программы «Swell meter».....	50
2.4.5	Порядок проведения эксперимента.....	50
ГЛАВА III ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....		53
3.1	Сопоставительный анализ эффективности применения разновидностей системы РУС и ВЗД при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».....	53
3.2	Теоретическое обоснование оптимального диапазона значения угла установки резцов долот <i>PDC</i> , применяемых при бурении скважин в перемежающихся по твердости породах месторождения «Южный Дракон и Доймой».....	63
3.3	Технико-технологические показатели эффективности бурения скважин долотами <i>PDC</i> с отрицательным углом установки резцов.....	71
3.3.1	Механическая скорость бурения скважин долотами <i>PDC</i> с отрицательным углом установки резцов.....	71
3.3.2	Мощность, затрачиваемая на работу долота <i>PDC</i> с отрицательным углом установки резцов.....	77
3.4	Общие сведения о механизме набухания глин.....	79
3.5	Анализ существующих методов ингибирования глиносодержащих горных пород.....	82
3.6	Обоснование и выбор ингибиторов глиносодержащих горных пород....	87
3.7	Выбор и обоснование рецептуры ингибирующих буровых растворов..	92

ГЛАВА IV ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	100
4.1 Стендовые исследования влияния угла установки резца PDC на эффективность разрушения горной породы.	100
4.2 Исследования реологических свойств и ингибирующего действия буровых растворов, применяемых на месторождении «Южный Дракон и Доймой».....	103
4.3 Исследование реологических свойств и выявление оптимальной рецептуры ИБР «KGAC-Plus».....	110
ГЛАВА V ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.	120
5.1 Техничко-экономические показатели эффективности применения РУС «push the bit» при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».....	120
5.2 Внедрение разработанных типов и составов буровых растворов при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».....	124
5.3 Общие выводы и рекомендации.	130
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Совместное предприятие «Вьетсовпетро», созданное с целью производства разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа на континентальном шельфе СРВ, в настоящее время ведет буровые работы на месторождении «Южный Дракон и Доймой», разрез которого представлен осадочными отложениями и породами кристаллического фундамента, содержащими продуктивные коллекторы.

Несмотря на их высокий дебит, достигающий 1000 тонн нефти в сутки, предполагается увеличение объема бурения скважин, выполняемого предприятием «Вьетсовпетро». При этом особенностью проектируемых скважин является наличие наклонных участков значительной протяженности (до 2000м и более), на которые приходятся мощные толщи перемежающихся по твердости горных пород отложений миоцена и олигоцена, что предполагает их склонность к набуханию, являющемуся причиной многих видов осложнений, связанных с неустойчивостью стенок ствола скважин.

Очевидно, что в подобных горно-геологических условиях актуальными являются вопросы, связанные с обоснованием и выбором эффективных технологий, предусматривающих применение на объектах предприятия роторно-управляемой системы (РУС) привода вращения долот, долот *PDC* более совершенной конструкции и рациональных рецептур ингибирующих буровых растворов, обеспечивающих процесс бурения скважин без осложнений.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности бурения скважин в перемежающихся по твердости горных породах.

Идея работы заключается в совершенствовании конструкции долот *PDC*, обосновании выбора роторной системы и полимерных буровых растворов применительно к породам различной твердости.

Задачи исследования:

1. Выполнение сравнительных исследований эффективности процесса бурения с использованием роторных систем в виде: винтовых забойных двигателей

(ВЗД) и РУС «*push the bit*», применяемых в пределах интервалов, сложенных перемежающимися по твердости горными породами.

2. Теоретическое обоснование выбора оптимального диапазона значений отрицательного угла установки резцов долот *PDC*, с позиции их изнашивания, и оценка показателей эффективности процесса бурения долотом *PDC* в зависимости от их основных конструктивных параметров и физико-механических свойств горных пород.

3. Выполнение на объектах предприятия «Вьетсовпетро» лабораторных и производственных исследований, направленных на выявление оптимальных рецептур ингибирующих буровых растворов (ИБР), обеспечивающих исключение осложнений при бурении в глиносодержащих горных породах месторождения.

Методы научных исследований включали анализ и обобщение литературных источников, проведение теоретических изысканий, стендовых испытаний с помощью электромеханического стенда для моделирования работы резца *PDC*, а также лабораторных и производственных исследований с использованием современного лабораторно-измерительного комплекса «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*», а также производственную апробацию на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

Научная новизна работы заключается в установлении зависимостей, характеризующих эффективность разрушения горных пород долотами *PDC* от величины угла установки резцов с учетом физико-механических свойств горных пород, а также установлении влияния полимерного реагента «*HyPR-CAP*» на ингибирование глиносодержащих горных пород.

Основные защищаемые положения:

1. Для повышения эффективности процесса бурения необходимо в место роторной системы с применением ВЗД использовать систему РУС «*push the bit*» при бурении в перемежающихся по твердости горных породах, что позволяет повысить эффективность процесса разрушения горных пород и устранить осложнения при существенном увеличении механической скорости бурения на 67÷110% и снижении стоимости 1 м бурения на 14÷22%.

2. Совершенствование конструктивных параметров долот *PDC* для бурения в перемежающихся по твердости горных породах должно быть направлено на изменение угла установки резцов в зависимости от свойств горных пород, который должен быть в пределах $45^\circ \div 55^\circ$, что обеспечивает повышение эффективности разрушения горных пород, снижение интенсивности изнашивания резцов, увеличение механической скорости до 31%.

3. Для исключения осложнений в процессе бурения и повышения эффективности ингибирования глиносодержащих горных пород необходимо использовать полимерные растворы с добавкой реагента «HyPR-CAP» (0,3÷0,4%), позволяющего снизить степень набухания на 5,5÷6% при температуре 130°C.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается достаточным объемом теоретических и экспериментальных исследований, а также проверкой полученных результатов в производственных условиях предприятия «Вьетсовпетро».

Практическая значимость:

1. Разработана методика поинтервального анализа технико-экономических показателей процесса бурения в перемежающихся по твердости горных породах, что позволило рекомендовать роторную управляемую систему, а также наметить направления совершенствования конструктивных параметров долот *PDC* и полимерных ингибирующих буровых растворов.

2. Предложены и апробированы оптимальные значения угла установки резцов долот *PDC* в зависимости от состава и свойств горных пород, слагающих разрез месторождения.

3. Обоснованы составы и исследованы свойства ингибирующих буровых растворов (ИБР) для бурения в перемежающихся по твердости глиносодержащих горных породах.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на XII Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва - 2015); на VIII Международной межвузовской научной конференции «Молодые - наукам о Земле» (Москва - 2016).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 7 печатных работ, в том числе 5 работ изданы в рецензируемом научном журнале, рекомендованном ВАК.

Личный вклад автора. Выполнен анализ литературных источников по теме диссертационной работы; сформулированы цель и задачи исследований; разработана методика поинтервального анализа режимных параметров «типовой скважины» месторождения и выполнена ее апробация на производственных объектах предприятия «Вьетсовпетро»; разработана методика выбора типа роторной системы привода вращения долот в соответствии с горно-геологическими условиями месторождения «Южный Дракон и Доймой»; разработана методика анализа схем установки резцов долот *PDC* с учетом интенсивности их изнашивания; проведены стендовые испытания, подтверждающие результаты теоретических исследований; выполнены лабораторные исследования с целью выявления рецептур полимерных растворов, соответствующих составу и свойствам горных пород, слагающих разреза месторождения «Южный Дракон и Доймой».

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5-ти глав, выводов и рекомендаций, списка используемой литературы, и содержит 138 стр. машинописного текста, 62 рис., 24 табл., 61 библиографических ссылок.

ГЛАВА I СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СОСТОЯНИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ГОРНЫХ ПОРОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ЮЖНЫЙ ДРАКОН И ДОЙМОЙ»

1.1 Общие сведения и геологическая характеристика месторождения «Южный Дракон и Доймой»

«Вьетсовпетро» является первым совместным предприятием в СРВ (Социалистическая Республика Вьетнам) с иностранной нефтегазовой компанией и символом дружбы народов Вьетнама и России.

Это предприятие было создано с целью проведения разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа на континентальном шельфе СРВ.

За более чем тридцатилетний период деятельности предприятием «Вьетсовпетро» пробурено 368 скважин, из них 61 – поисковая и разведочная, и 307 – эксплуатационных.

В настоящее время работы ведутся в районе геологической структуры «Южный Дракон - Доймой» (NR-DM), которая расположена в пределах двух лицензионных блоков (09-1 и 09-3) континентального шельфа юга СРВ на расстоянии 135 км от порта Вунг Тау и 110 км от береговой линии (рис. 1.1).

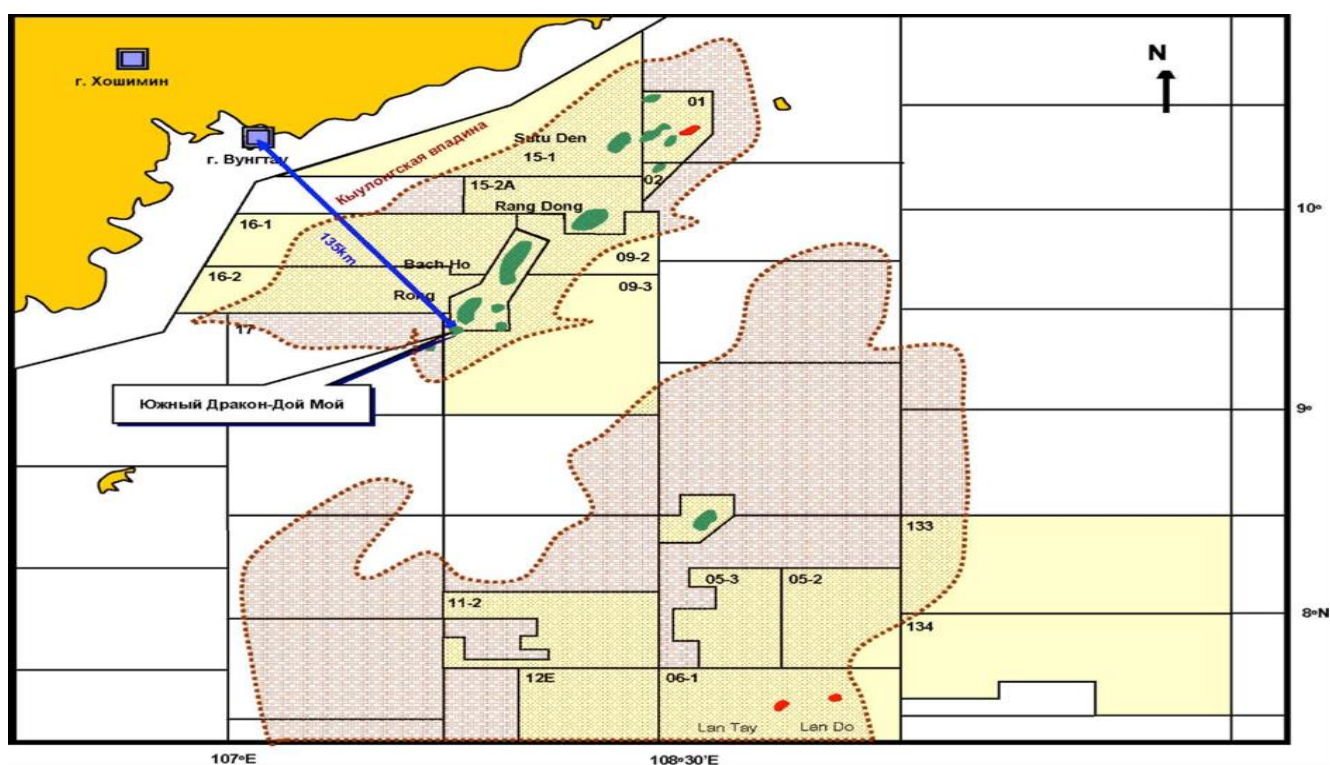


Рис. 1.1 Обзорная карта района.

Геологический разрез площади «Южный Дракон - Доймой» представлен осадочными отложениями четвертичного, палеогенового (олигоцен) и неогенового (миоцен, плиоцен) возрастов, а также породами кристаллического фундамента (рис. 1.2).



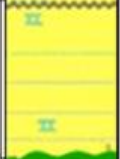

Группа	Система	Отдел	Подотдел	Свита	Литолого-стратиг. колонка	Продуктивный горизонт	Углеводородов зона	Тип керогена	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	Условие осадконакопления		
КАЙНОЗОЙСКАЯ	ЧЕТВЕР.	Плейтоцен		Биен Донг		A			Чередование грубых, рыхлых песков и слоев карбонатов с углей. Окаменелось <i>Darcylum</i>	Морское		
						СГ-1						
	НЕОГЕН	МИОЦЕН	ВЕРХНИЙ	ДОНГ НАЙ		B3			Чередование грубого песка, алевролитов и глин. Слои карбоната и тонкие прослойки угля, окаменелось <i>Stenoclaema</i>	Шельфовое		
						СГ-2						
						B2						
	ПАЛЕРГЕН	ОЛИГОЦЕН	СРЕДНИЙ	КОН ШОН		B2			Чередование песчаников, алевролитов и глин. Углистые слои, окаменелось <i>F.Meridionalis</i>	Прибрежно-морское		
						СГ-3						
						B1.2	●	кероген II вместо III типа	Чередование песчаников, алевролитов и глин. Окаменелось <i>F. Levipolo</i> , <i>Magnastriatites</i>	От флювиального, болотно-лагуного до шельфового условия		
	СГ-5	●	B1.1	●								
	ПАЛЕРГЕН	ОЛИГОЦЕН	НИЖНИЙ	БАТЬ ХО		B1.1	●	кероген II частично III типа	Чередование песчаников, алевролитов и глин. Окаменелось <i>F. Trilobata</i> , <i>Verutricolporites</i> и <i>Cicatricosporites</i>	От флювиального, до болотно-лагуного условия		
СГ-7						○	СГ-8				○	
СГ-10						●	СГ-Ф	●		Трещиноватые гранит, гранодиорит		

Рис. 1.2 Литолого-стратиграфический разрез месторождения «Южный Дракон и Доймой».

По геолого-геофизическим данным, в границах площади «Дракон», мощность осадочного чехла изменяется от 3,3-3,8 км в сводах наиболее приподнятых структур (по данным бурения) и до 5,0 км в наиболее погруженных частях прогибов (по материалам сейсморазведки).

Осадочные отложения неоднородные по своему составу и свойствам.

На глубине 0÷740 м горные породы представлены в основном, рыхлыми крупнозернистыми песками (иногда песчаниками), гравием с тонкими прослоями алевролитов и мергелистых глин. Установлено наличие морской фауны и глауконита.

На глубине 740÷1400 м горные породы представлены кварцевыми песками с дресвой и гравием, чередующиеся с глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются тонкие прослои карбонатных пород и линзы бурых углей.

На глубине 1400÷1700 м горные породы представлены аркозовыми песчаниками, чередующимися с песками, глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются прослои гравия, мергелистые глины и бурые угли.

На глубине 1700÷2920 м горные породы представлены переслаиванием мелко- и среднезернистых песчаников с тонкими пропластками глин. Из песчаных пластов свиты Бать Хо на центральном участке интервала были получены промышленные притоки нефти.

На глубине 2920÷3400 м горные породы представлены аргиллитами, толщиной глин, алевролитами и песчаниками мелкой и средней зернистости, иногда встречаются прослои вулканогенных пород основного состава и гравелитов.

На глубине 3400÷3715 м горные породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Встречаются прослои вулканогенных пород основного состава. В состав вулканогенных пород входят базальт, диабаз, пироксенит, оливин и рудные минералы. В процессе бурения в осадочных отложениях наблюдались осложнения, связанные с деформационной неустойчивостью горных пород, а именно обвалами и сужением ствола скважины, прихватами бурового инструмента, поглощением бурового раствора и потери его циркуляции.

На глубине 3715÷4540 м по результатам анализа кернового материала горные породы продуктивной толщи представлены полнокристаллическими магматическими и метаморфическими породами. В составе метаморфического комплекса наиболее широко распространены гнейсы биотитовые, роговообманково-биотитовые магматизированные. Магматические образования представлены комплексом средних (диориты, кварцевые диориты), кислых (преимущественно граниты биотитовые) и умеренно кислых (тоналиты, гранодиориты) пород.

Среднее значение общей открытой пустотности диоритов составляет 3,19%, при вариации 0÷9,55%. Открытая пустотность сформирована, главным образом, за счет трещиноватости со средним значением 2,24%, подчиненное значение имеет поровая пустотность – 0,95%.

1.2 Конструкция «типовой скважины» на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Конструкция «типовой скважины» на месторождении «Южный Дракон и Доймой», соответствующая литолого-стратиграфическому разрезу, показана на рис. 1.3.

Конструкция скважины была разработана на основе результатов анализа совмещенных графиков значений эквивалентов, соответственно градиентов пластового давления ($\rho_{\text{эпл}}$) и давления гидроразрыва ($\rho_{\text{эгр}}$), с учетом возможных осложнений, возникающих при бурении в выше указанных геологических условиях.

Значения эквивалента градиента пластового давления $\rho_{\text{эпл}}$ по глубине скважины распределяются следующим образом:

на глубине 0÷1270 м горные породы в основном представлены песками, алевролитами и глинами – эквивалент градиента пластового давления равен $\rho_{\text{эпл}} = 1,0 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

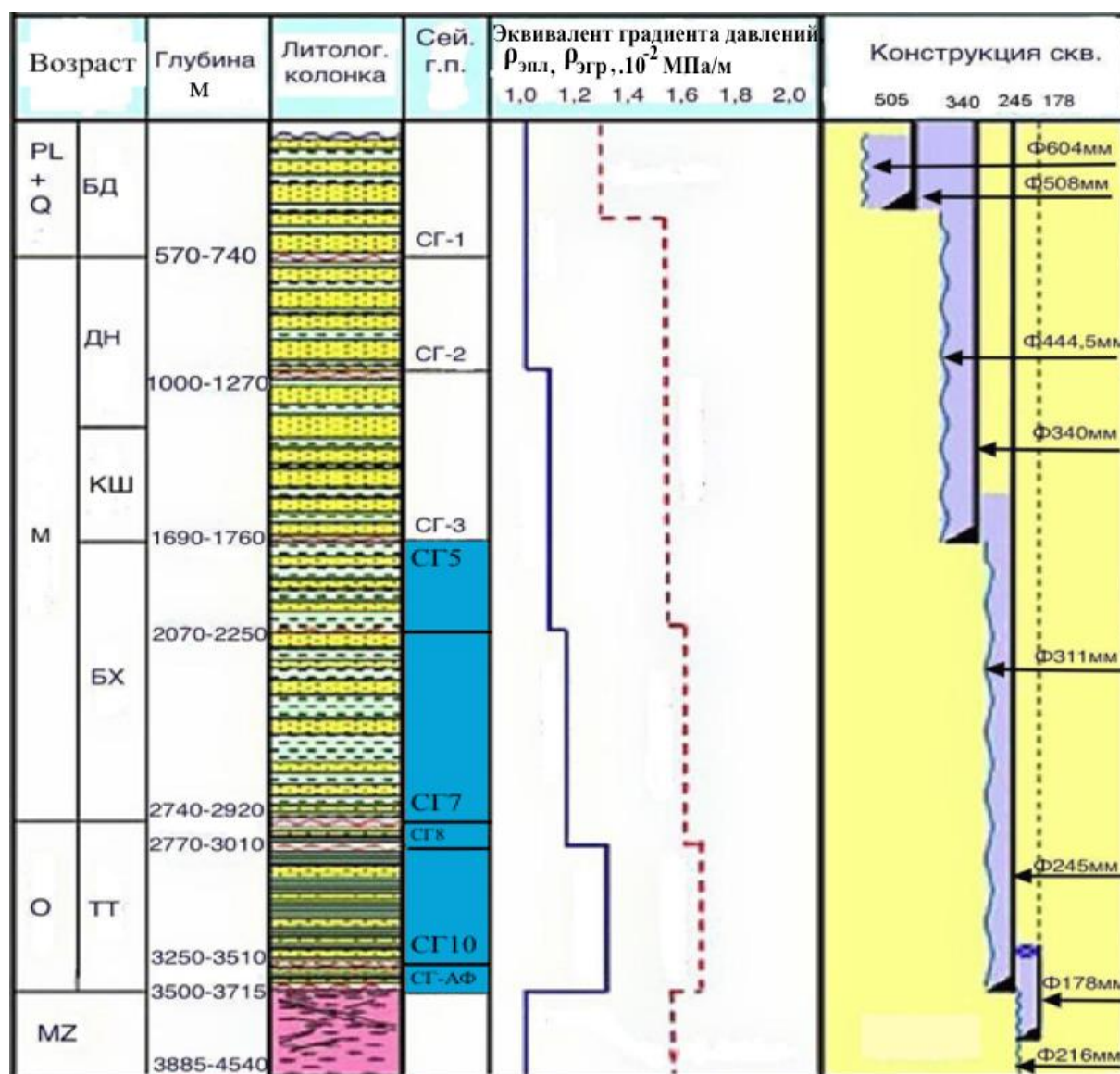


Рис. 1.3 Литолого-стратиграфический разрез и конструкция «типовой скважины».

на глубине 1270÷2250 м горные породы представлены чередованием глинистых алевролитов с прослоями песчаников, – эквивалент градиента пластового давления равен $\rho_{\text{эпл}} = 1,1 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 2250÷3010 м горные породы представлены чередованием глинистых алевролитов с прослоями песчаников, – эквивалент градиента пластового давления равен $\rho_{\text{эпл}} = 1,19 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 3010÷3715 м горные породы представлены чередованием аргиллитов и алевролитов с эффузивными отложениями – эквивалент градиента пластового давления равен $\rho_{\text{эпл}} = 1,32 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 3715÷4540 м горные породы в основном представлены трещиноватыми гранитами и диоритами – эквивалент градиента пластового давления равен $\rho_{\text{эпл}} = (0,83 \div 1,0) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

Следует отметить, что на глубине 3010÷3715 м эквивалент градиента пластового давления имеет повышенное значение, равное $\rho_{\text{эпл}} = 1,32 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, что обусловлено наличием пропластков углеводородов, содержащихся в песчаниках и алевролитах.

Кроме того, выше указанные данные свидетельствуют о том, что в продуктивной толще трещиноватых гранитов эквивалент градиента пластового давления снижается до $0,83 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, поэтому до кровли (3710 м) продуктивной толщи предусмотрен спуск эксплуатационной обсадной колонны диаметром 245 мм, с последующим оборудованием приемной части скважины с помощью фильтра и межколонного пакера.

Значения эквивалента градиента давления гидроразрыва $\rho_{\text{эгр}}$ горных пород изменяются по глубине скважины в следующих пределах:

на глубине 0÷350 м – горные породы обладают эквивалентом градиента давления гидроразрыва равным $\rho_{\text{эгр}} = 1,3 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 350÷2250 м – горные породы обладают эквивалентом градиента давления гидроразрыва равным $\rho_{\text{эгр}} = 1,6 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 2250÷3010 м – горные породы обладают эквивалентом градиента давления гидроразрыва равным $\rho_{\text{эгр}} = 1,63 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 3310÷3715 м – горные породы обладают эквивалентом градиента давления гидроразрыва равным $\rho_{\text{эгр}} = 1,7 \cdot 10^{-2}$ МПа/м;

на глубине 3715÷4540 м – горные породы обладают эквивалентом градиента давления гидроразрыва равным $\rho_{\text{эгр}} = 1,6 \cdot 10^{-2}$ МПа/м

Следует отметить, что эквивалент градиента давления гидроразрыва горных пород продуктивной толщи на глубине 3715÷4540 м составляет $\rho_{\text{эгр}} = (1,55 \div 1,6) \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а средняя пористость их находится в пределах 1,08÷1,18%, что исключает необходимость проведения дополнительных работ по гидроразрыву этих пород с целью увеличения их нефтеотдачи.

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора и его параметров, обеспечивающих соблюдение условия равновесия между пластовым и забойным давлениями во избежание поглощения или потери его циркуляции.

Выше приведенная характеристика горно-геологических условий бурения скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой» позволяет, используя так называемую «типовую скважину» месторождения «Южный Дракон и Доймой», отличающуюся, во-первых, наличием участка большой протяженности, представленного перемежающимися по твердости отложения миоцена и олигоцена, где нередки осложнения, связанные с неустойчивостью стенок ствола скважины, и, во-вторых, единовременным применением всех имеющихся видов роторной системы (ВЗД, РУС) привода вращения долота, с помощью которой решаются типичные технологические задачи и, в-третьих, использованием всех новейших составов ИБР, предупреждающих тот или иной вид возможных осложнений; выделить ряд интервалов различной степени сложности производства буровых работ и сформировать соответствующий базовый комплекс технических средств и рецептур ИБР с целью его распространения на другие проектируемые скважины месторождения.

В связи с этим возникает необходимость создания методики сбора, обработки и анализа технологической информации, позволяющей оперативно реагировать на все вызовы, снижающие эффективность процесса бурения скважин.

1.3 Поинтервальный анализ режимных параметров на основе механической скорости процесса бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и Доймой»

Эффективность бурения скважин конкретного месторождения определяется тщательной предварительной подготовкой как с точки зрения геологической

ситуации, так и технического обеспечения этого процесса. Для этой цели может быть использован предложенный нами метод поинтервального анализа технико-технологических показателей процесса бурения «типовой скважины» конкретного месторождения. При этом выводы, полученные по его результатам, могут быть спроецированы на другие скважины, которые будут пробурены в аналогичных условиях данного конкретного месторождения.

В случае месторождения «Южный Дракон и Доймой» обратимся к условиям бурения скважины №406, которую можно рассматривать в качестве «типовой скважины», поскольку ее типичность заключается, во-первых, в наличие участка большой протяженности (до 2000 м), представленного отложениями миоцена и олигоцена, где нередки осложнения, связанные с неустойчивостью стенок ствола скважины; во-вторых, в одновременном использовании всех имеющихся на предприятии «Вьетсовпетро» разновидностей роторной системы: 1) ВЗД и 2) РУС, привода вращения долота, с помощью которой решаются типичные технологические задачи, например, по искривлению оси ствола скважины; и, в-третьих, применении всех новейших составов ИБР, предупреждающих тот или иной вид возможных осложнений.

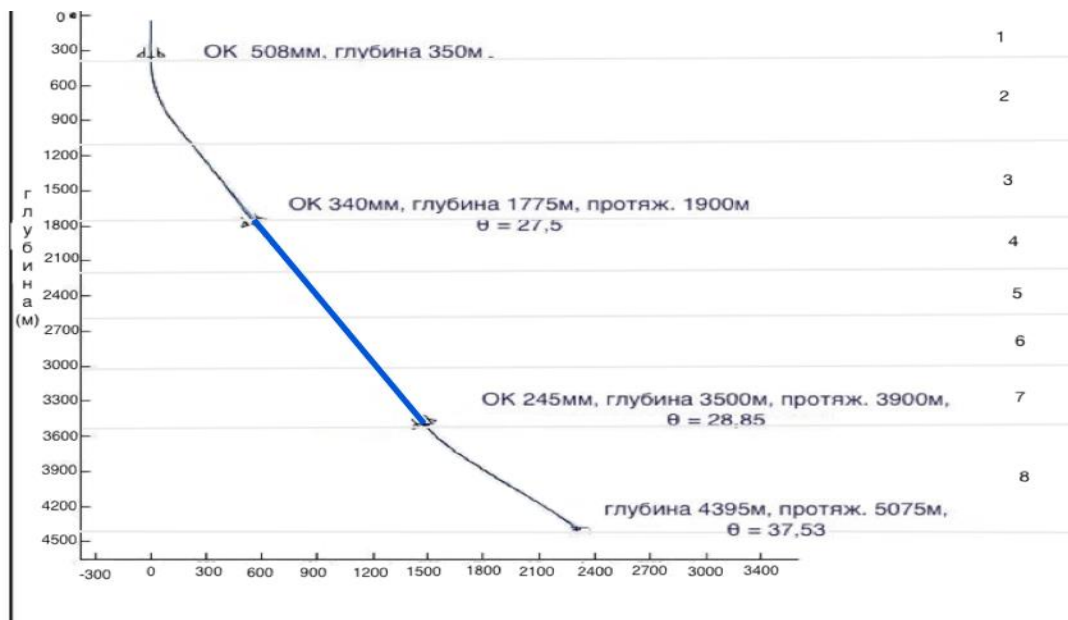


Рис. 1.4 Профиль ствола скважины № 406.

В связи с этим, согласно методики поинтервального анализа, протяженность (или глубина) скважины №406 была условно разбита на 8 интервалов (рис. 1.4).

Было дано подробное описание состава и свойств горных пород, слагающих выделенные интервалы. В соответствии с полученными сведениями были сформулированы технологические задачи и подобраны технические средства для их выполнения.

При этом в пределах каждого интервала с шагом в 1 м измерялись значения технологических режимных параметров: осевой нагрузки на долото P_z , расхода промывочной жидкости Q , частоты вращения долота n , и крутящего момента на долоте $M_{кр}$, характер изменения которых и их средние значения в пределах выделенных интервалов наглядно показаны на рис. 1.5.

Кроме того, с помощью стандартной компьютерной программы определялась механическая скорость бурения $V_{мех}$, характер изменения которой и ее средние значения в пределах выделенных интервалов показаны на рис 1.6.

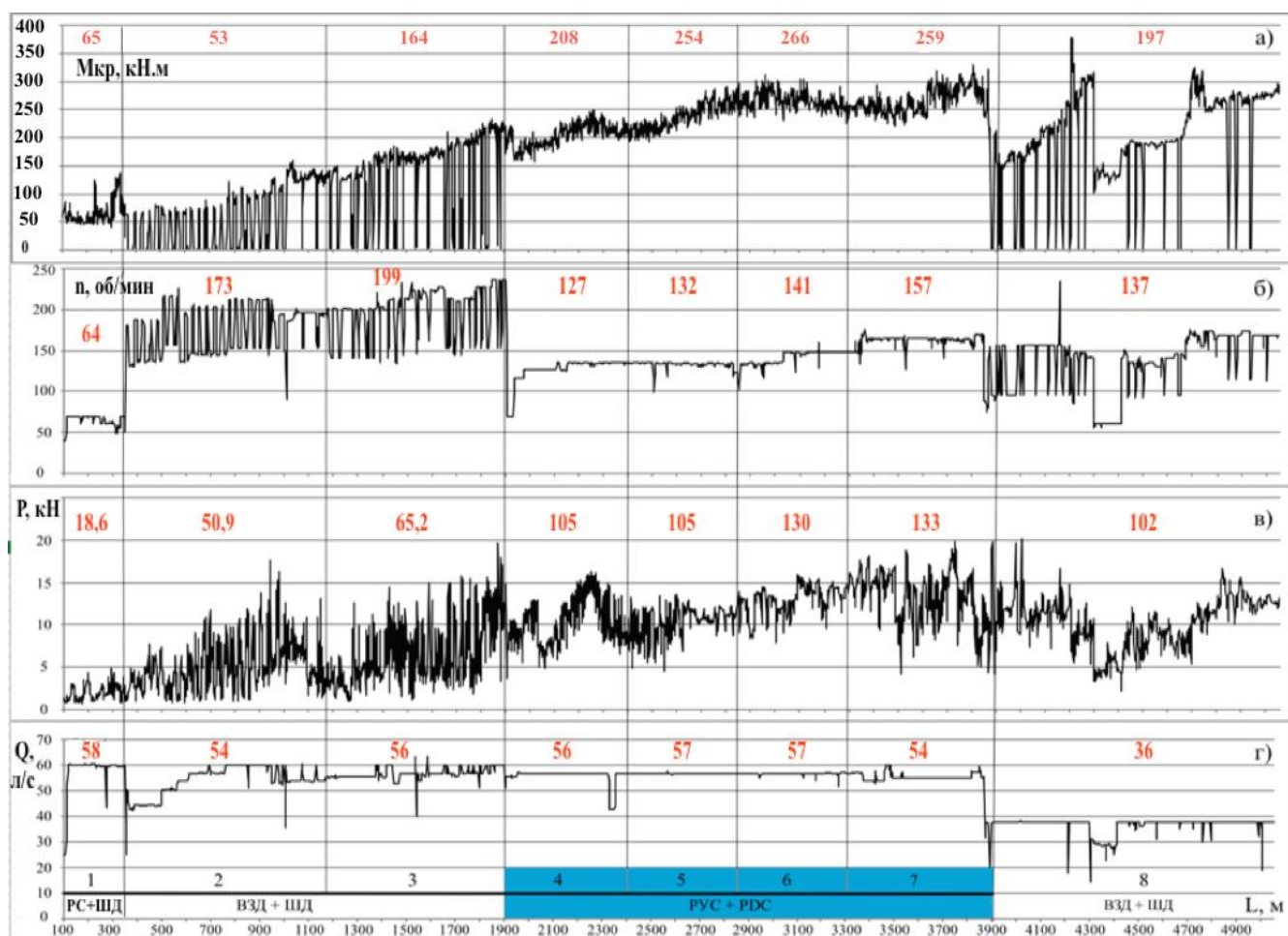


Рис. 1.5 Диаграммы изменения режимных параметров бурения по протяженности скважины № 406: а) крутящего момента на долоте, $M_{кр}$ кН.м; б) частоты вращения долота, n об/мин; в) осевой нагрузки, P кН; г) расхода промывочной жидкости, Q л/с.

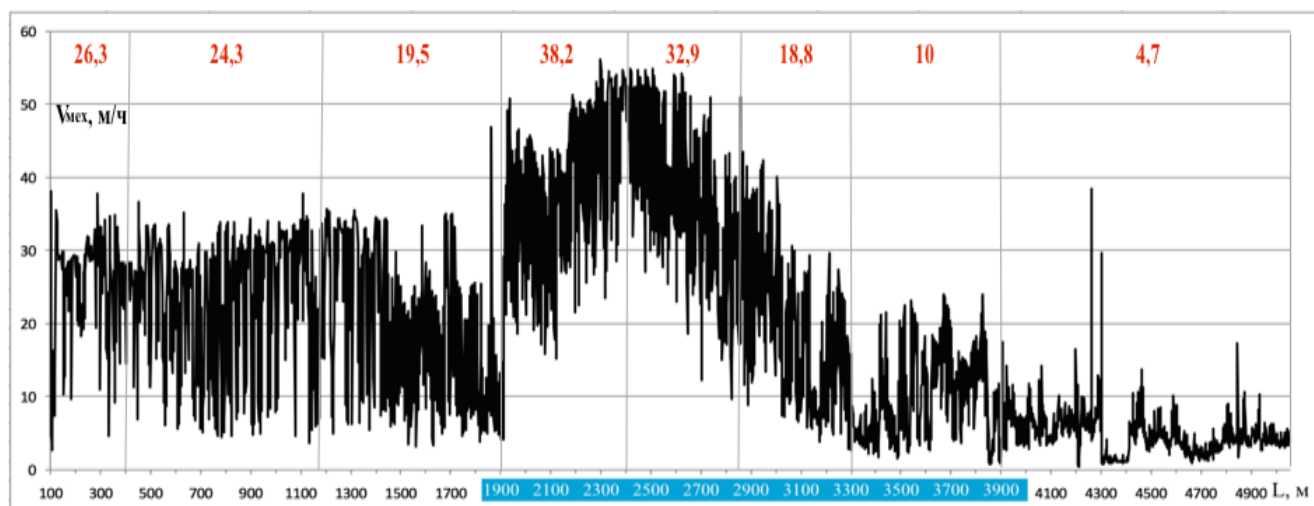


Рис. 1.6. Диаграмма изменения механической скорости бурения по протяженности скважины №406.

Полученная информация позволила представить общую картину процесса бурения «типовой скважины» №406 в следующем виде.

Интервал №1 (рис. 1.5), $L=H=0\div 350$ м по протяженности и по глубине.

Горные породы представлены в основном, рыхлыми крупнозернистыми песками (иногда песчаниками), гравием с тонкими прослоями алевролитов и мергелистых глин. Категория по твердости I÷II и абразивности I÷II. Ствол задавался вертикальным, в пределах интервала предусматривался спуск обсадной колонны диаметром 508 мм В этом интервале бурение производилось с передачей вращения ротором к шарошечному долоту диаметром 640 мм Фактические параметры режима бурения составляли: нагрузка на долото $P = 18,6$ кН, расход промывочной жидкости $Q = 58$ дм³/с, частота вращения $n = 64$ об/мин и крутящий момент на долоте $M_{кр} = 65$ кН.м. Применялся полимерно-глинистый раствор с повышенной вязкостью за счет добавок катионного полимера. Осложнений не наблюдалось. Средняя механическая скорость составила $V_{мех} = 26,3$ м/час.

Интервал №2, $L = 350\div 1170$ м и $H = 1125$ м

Горные породы представлены в основном кварцевыми песками с дресвой и гравием, чередующимися с глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются тонкие прослои карбонатных пород и линзы бурых углей. Категория по твердости II÷III и абразивности I÷II.

В этом интервале бурение производилось с использованием винтового забойного двигателя диаметром 441 мм, оснащенного шарошечным долотом диаметром 444,5 мм. Применение ВЗД объяснялось необходимостью набора кривизны с интенсивностью $1,8^\circ/100\text{м}$ при полной протяженности интервала в 1900 м с целью достижения максимального зенитного угла, равного $\theta = 27,5^\circ$.

Параметры режима бурения составляли: $P = 50,9$ кН; $Q = 54$ дм³/с; $n = 173$ об/мин. В качестве промывочного раствора применялся полимерно-глинистый раствор, при этом осложнений не наблюдалось. Средняя механическая скорость бурения составила $V_{\text{мех}} = 24,3$ м/час.

Горные породы на данном интервале имеют более высокую категорию по твердости (II÷III), чем в интервале №1 и, кроме того, в породах этого интервала присутствует глина в виде пропластков с высокими пластичными свойствами. Максимальная механическая скорость бурения в таких породах может быть достигнута при разрушении её в режиме резания, который может быть реализован только с применением роторного привода вращения долота. Однако, с целью набора заданной кривизны ствола путем фрезерования стенок скважины переходят на использование ВЗД, позволяющего развивать более высокую частоту вращения (до 240 об/мин), но требующего меньшей осевой нагрузки. При этом понижение осевой нагрузки уменьшает глубину внедрения зубьев шарошечного долота, что приводит к уменьшению механической скорости бурения до $V_{\text{мех}} = 24,3$ м/ч.

Интервал №3, L = 1170÷1900 м, H = 1775 м

Горные породы в этом интервале представлены аркозовыми песчаниками, чередующимися с песками, глинистыми алевролитами и глинами. Также встречаются прослой гравия, мергелистых глин и бурых углей. Категория горных пород данного интервала по твёрдости II÷III и абразивности I÷II. Этот интервал соответствовал постоянному значению зенитного угла. Бурение производилось с применением ВЗД, оснащённым шарошечным долотом диаметром 444,5 мм. Фактические режимные параметры составляли: $P = 65,2$ кН; $Q = 56$ дм³/с; $n = 199$ об/мин; $M_{\text{кр}} = 164$ кН.м. В пределах данного интервала предусматривался спуск технической О.К. диаметром 340 мм. Для промывки скважины использовался

лигносульфонатный буровой раствор с пеногасителем. Осложнений не происходило. Значение средней механической скорости составило $V_{мех} = 19,5$ м/час.

Поскольку массовое содержание глин, склонных к набуханию, на этом интервале в составе горных пород увеличивается, то это обстоятельство приводит к сужению ствола скважины, и кратковременному прихвату инструмента, сопровождающемуся увеличением крутящего момента до $M_{кр} = 164$ кН.м (рис. 1.5) и существенному снижению механической скорости бурения до $V_{мех} = 19,5$ м/час (рис. 1.6). Для устранения указанных осложнений целесообразно качественно изменить состав бурового раствора за счет введения в состав полимерных реагентов [1].

Интервал №4, L = 1900÷2400 м и Н = 2216 м

Горные породы представлены глинами и песчаниками, имеющими II÷III категорию по твердости и I÷II по абразивности. В песчаных пластах свиты Бать Хо и свиты Ча Тан были получены промышленные притоки нефти.

Бурение этого интервала производилось с применением роторной управляемой системы (РУС) *Autotrak* компании «Бейкер Хьюз» долотом диаметром 311 мм со вставками PDC. На данном интервале обеспечивалось постоянство зенитного угла, а параметры режима бурения составляли: $P = 104,8$ кН; $Q = 56$ дм³/с; $n = 127$ об/мин; $M_{кр} = 208$ кН.м. Для промывки скважины применялся ингибирующий глинистый раствор, обработанный алюмокалиевыми квасцами, что исключило осложнения при проходке интервала. В свою очередь увеличение глубины внедрения резцов PDC за счет повышения осевой нагрузки, которое стало возможным при пониженной частоте вращения долота, привело к резкому увеличению механической скорости бурения до $V_{мех} = 38,2$ м/час.

Интервал №5, L = 2400÷2850 м и Н = 2610 м

Горные породы представлены перемежающимися мелко- и среднезернистыми песчаниками, а также тонкими пропластками глин в верхней части интервала и переслаивающимися между собой аргиллитами, алевролитами и

песчаниками континентального генезиса в его нижней части. Категория горных пород по твёрдости III÷IV и абразивности I÷II.

Параметры режима бурения и тип бурового раствора сохранялись неизменными, что и в предыдущем интервале №4, но крутящий момент на долоте при этом увеличивался до $M_{кр} = 254,5$ кН.м при снижении механической скорости бурения до $V_{мех} = 32,9$ м/час. Снижение механической скорости бурения объясняется, во-первых, увеличением массового содержания глин в составе горных пород интервала, а, во-вторых, наличием прослоев плотных и хрупких пород средней твердости (IV÷VI), где неэффективно применение долот типа PDC, резцы которых установлены под отрицательным углом резания равным $\alpha = 70^\circ \div 75^\circ$.

Интервал №6, L = 2850÷3300 м и H = 3010 м

Горные породы представлены толщиной глин, аргиллитами, озерно-болотного генезиса с редкими прослоями речных и прибрежных песчаников в верхней части и аргиллитами с песчаниками. Иногда встречаются прослои вулканогенных пород основного состава и гравелитов в нижней части. Категория по твёрдости V÷VI и абразивности II÷III. Параметры режима бурения составляли: $P = 130$ кН; $Q = 54$ дм³/с; $n = 141$ об/мин; $M_{кр} = 266$ кН.м. Применялся ингибирующий глинистый раствор, обработанный алюмокалиевыми квасцами. Осложнения не происходили. Средняя механическая скорость бурения составила $V_{мех} = 18,8$ м/час. Уменьшение механической скорости бурения при увеличении крутящего момента происходило за счет увеличения количества глинистых минералов в составе горных пород и присутствия вулканогенных пород, имеющих высокую категорию по твёрдости. Кроме того, увеличение количества глинистых минералов в составе горных пород приводило к осложнениям, в частности, сужению ствола скважины, затяжкам, кратковременным прихватам, и усилению вибрации долота. Для повышения эффективности разрушения горных пород средней твердости и твердых необходимо совершенствовать конструкцию долот PDC за счет рационального угла их установки.

Интервал №7, L = 3300÷3900 м и H = 3540 м

Горные породы в этом интервале представлены аргиллитами, песчаниками и алевролитами. Встречаются прослои вулканогенных пород основного состава. Категория по твердости V÷VI и абразивности III÷IV.

Параметры режима бурения оставались теми же самыми, что и в предыдущем интервале. Применялся аналогичный по составу ингибирующий глинистый раствор на основе алюмокалиевых квасцов. В этом интервале происходили прихваты бурового инструмента.

Однако, высокая категория по абразивности III÷IV горных пород интервала приводила к повышенному износу вставок PDC долота и уменьшению глубины их внедрения, а, следовательно, к снижению механической скорости бурения до $V_{мех} = 10$ м/час. Кроме того, в этом интервале эквивалент пластового давления равнялся $P_{пл} = 1,32$, а применяемый буровой раствор имел плотность $1,29$ г/см³. Возникающий перепад давления приводил к сужению ствола скважины, затяжкам и кратковременным прихватам бурового инструмента, составляющих причину снижения скорости проходки скважины.

Интервал №8, L = 3900÷5075 м и H = 4380 м

Горные породы представлены трещиноватыми гранитами и диоритами. Категория по твердости VII÷VIII и абразивности V.

В этом интервале с целью набора кривизны до максимального значения зенитного угла $\theta = 37,5^\circ$ применялся ВЗД диаметром 212,7 мм с шарошечным долотом диаметром 215 мм. Параметры режима бурения составляли: $P = 102,4$ кН; $n = 137$ об/мин; $Q = 36$ дм³/с; $M_{кр} = 197$ кН.м В этом интервале наблюдалось аномально низкий эквивалент пластового давления $P_{пл} = 0,83÷1,0$, что определяло необходимость применения полимерного малоглинистого раствора с малым содержанием твердой фазы и обработанного поверхностно-активными веществами. При этом средняя механическая скорость бурения составила $V_{мех} = 4,7$ м/час.

Низкая средняя механическая скорость бурения объясняется, во-первых, высокой категорией горных пород по твердости (VII÷VIII) и по абразивности (V), что приводило к интенсивному износу зубьев шарошечного долота и, во-вторых,

необходимостью применения на данном интервале ВЗД с целью набора кривизны ствола путем фрезерования стенок скважины, происходящее при пониженной осевой нагрузке, передаваемой на забой, соответственно уменьшающей глубину внедрения зубьев шарошечного долота.

Анализ технико-технологической информации процесса бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и ДойМой» позволил сделать следующие выводы и рекомендации:

- в интервале №3 залегания мягких пластичных горных пород (1170-1900 м) целесообразно применять роторный привод вращения шарошечного долота, что способствует значительному (на 25÷30%) увеличению механической скорости бурения по сравнению с приводом вращения с помощью системы ВЗД;
- при бурении долотами PDC с углом установки резцов 70÷75° на интервалах №4 – №7 1900-3900 м наблюдалось резкое падение механической скорости бурения на 70÷75%;
- при бурении на интервалах №4 – №7, в которых залегают глиносодержащие горные породы с прослоями пород II÷VI категории по твердости и II-III категории по абразивности, где возможны частые осложнения в виде кратковременных прихватов, затяжек, сальникообразования, обвалов, сужений ствола и желобообразования. Эти обстоятельства приводили к увеличению крутящего момента на 20÷25% при падении механической скорости. Для бурения на интервалах №4 – №7 необходимо использовать ингибированный буровой раствор на основе электролитов (KCl, CaCl₂ и др.), а также полимерных реагентов.

Результаты поинтервального анализа режимных параметров на основе механической скорости бурения «типовой скважины» №406 месторождения «Южный Дракон и ДойМой» позволяют рекомендовать к применению роторную управляемую систему, а также наметить направления совершенствования конструктивных параметров долот PDC и полимерных ингибирующих буровых растворов.

1.4 Роторные системы привода вращения долот, применяемые при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

В настоящее время при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой» используют в основном две роторные системы привода вращения долота, а именно, система «долото – ВЗД – отклонитель» (ВЗД), конструкция и принцип действия которой известны, и идущая ей на смену роторная управляемая система (РУС).

Наиболее важной особенностью последней является то, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной колонны, тем самым исключая необходимость ее скольжения в процессе бурения наклонных участков скважин. При этом система РУС оперативно реагирует на команды, передаваемые системе с поверхности для необходимости изменения траектории оси скважины. Применение системы РУС обеспечивает высокую скорость проходки за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций (СПО) и отсутствия режима скольжения, сопровождающегося значительными силами трения бурильной колонны о стенки скважины. Кроме того, улучшается качество ствола скважины, так как отсутствует изгиб в нижней части компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

На данный момент времени подобные системы были разработаны основными зарубежными производителями, такими как «Бэйкер-Хьюз», «Халлибертон», «Нобль Дрилинг», «Шлюмберже», «Ротари Стирабл Тулз». Они различаются по конструкции, но общим их признаком является использование вращающейся вместе с колонной труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы. Последние управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны и находятся в постоянном контакте со стенками скважины или валом вблизи долота, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины.

Автономная телеметрическая система в составе РУС выдает результаты замеров инклинометрии и свойств горных пород, слагающих разрез скважины, на поверхность посредством различных каналов связи, но чаще всего

гидравлического канала. Большинство телесистем управляется с поверхности посредством передачи управляющих сигналов, то есть с использованием двустороннего канала связи. Такие системы могут быть запрограммированы на полностью автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления его траекторией.

При этом роторная управляемая система по способу смещения долота относительно оси скважины может иметь две основные разновидности [1]:

1). «*Point the bit*» - реализующая эффект позиционирования долота, что достигается за счет смещения приводного вала относительно компоновки.

2). «*Push the bit*» - реализующая эффект толкания долота, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определенном направлении.

К первой группе разновидностей системы РУС можно отнести: системы «Геопилот» - «Сперри-Сан», «АГС» - «КДАЛ», «Смартслив» - «Ротари Стирабл Тулз», «Андердрилл» и «ДАРТ» - «Андергейдж».

Ко второй группе разновидностей системы РУС можно отнести: системы «Автотрак» - «Бэйкер-Хьюз», «Пауэдрайв» - «Шлюмберже», «Веллидиректор» и «Экспрессдрилл» - «Нобль Дриллинг».

Очевидно, что в условиях подобного разнообразия видов роторной системы, необходимо выделить наиболее эффективную разновидность роторной системы привода вращения долота для бурения наклонных участков разреза, представленных перемежающимися по твердости породами.

Для этого следует выполнить сопоставительный анализ недостатков, выше указанных видов роторной системы, чтобы, во-первых, выявить одну из двух разновидностей, «*Point the bit*» и «*Push the bit*», системы РУС, как наиболее соответствующую горно-геологическим условиям месторождения «Южный Дракон и Доймой», и, во-вторых, указать на бесспорные преимущества рекомендуемой разновидности системы РУС по отношению к применяемой до настоящего времени на предприятии «Вьетсовпетро» менее производительной роторной системе ВЗД.

1.5 Типы долот и область их применения при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Применяемые при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой» роторные системы оснащаются в основном двумя типами долот: шарошечными и показанными на рис. 1.7 PDC.



Рис. 1.7 Долота PDC с отрицательным углом установки резцов.

Так при бурении «типовой скважины» месторождения указанные долота использовались в следующем порядке.

На участке от плейстоцена до среднего миоцена, при бурении под колонны обсадных труб (О.К.) диаметрами 762 мм, 508 мм и 340 мм использовались шарошечные долота совместно с роторной системой РС, а также системой ВЗД применение которой было оправдано необходимостью выполнения ряда технологических задач, связанных с искривлением оси ствола скважины.

На самом большом по протяженности (до 2000 м) участке от миоцена до олигоцена, представляющего собой объект научных исследований, проводимых автором, применялись, для бурения под ОК. 245 мм, совместно с системой РУС долота PDC диаметром 311 мм с отрицательным углом установки резцов, равным $\alpha = 70^\circ \div 75^\circ$ (рис. 1.8). При этом отмечалось резкое падение механической скорости бурения с 38,2 м/ч до 10 м/ч, хотя данный участок в основном составляли глиносодержащие горные породы I÷IV категории твердости.

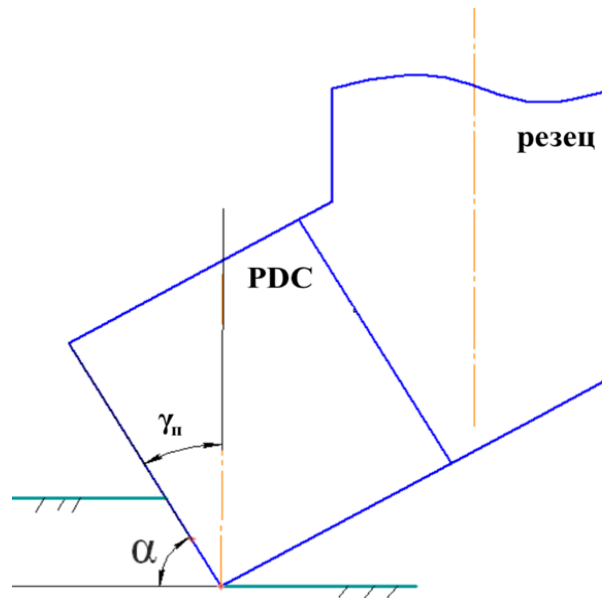


Рис. 1.8 Схема резца PDC с отрицательным углом установки: α - угол установки резца; γ_n – передний угол резца.

Поэтому резонно предположить, что принятые к реализации в отложениях миоцена и олигоцена на месторождении «Южный Дракон и Доймой» долота PDC с отрицательным углом установки резцов, равным $\alpha = 70^\circ \div 75^\circ$, даже при наличие прослоев пород средней IV ÷ VI категории твердости, стали одной из причин указанного выше изменения механической скорости бурения.

В качестве выхода из сложившейся ситуации предлагалась замена применяемых долот PDC на шарошечные долота, которые еще до недавнего времени применялись в аналогичных условиях на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

Подтверждением этому факту служат сведения, приведенные в таблице 1.1, полученные на скважинах платформы RCDM.

Таблица 1.1 Результаты бурения шарошечными и долотами типа PDC скважин платформы RCDM.

№ скважины	Объем бурения, м	Время бурения, ч	Кол-во долот	$V_{\text{мех}}$, м/ч
1	2	3	4	5
DM-2X	1965	149,46	4	13,15
DM-3X	1861	147,71	4	12,6

Продолжение таблицы 1.1

Среднее значение $V_{\text{мех}}$ при бурении с применением шарошечных долот диаметром 311 мм				12,87
406	2000	79,65	2	25,11
404	1964	50.89	1	38,6
Среднее значение $V_{\text{мех}}$ при бурении с применением долот PDC диаметром 311 мм				30,37

Однако, данные, приведенные в таблице 1.1, убедительно свидетельствуют о том, что:

- средняя механическая скорость бурения шарошечными долотами в 2,5 раза ниже по сравнению с долотами PDC;
- при бурении на указанном участке требуется в 2 раза большее число шарошечных долот по сравнению с необходимым для выполнения той же цели числом долот PDC;
- вышеуказанное количественное соотношение приводило к увеличению времени СПО и снижению рейсовой скорости бурения.

Отсюда следует, что применение шарошечных долот в условиях перемежающихся по твердости пород становится нецелесообразным и очевиден выбор в пользу долот *PDC*. Однако, применяемая схема установки резцов PDC не позволила обеспечить стабильно высокое значение механической скорости бурения в данных горно-геологических условиях.

В связи с этим следует предусмотреть проведение теоретических и экспериментальных исследований, направленных на выявление оптимального диапазона значения установки резцов долот *PDC*, соответствующих физико-механическим свойствам горных пород, слагающих осадочные отложения миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой».

1.6 Буровые растворы, применяемые при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Выбор типа бурового раствора и его параметров при бурении скважин зависит от горно-геологических условий и вида возможных осложнений, возникающих на том или ином участке разреза. При бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой» наиболее часто встречаются следующие виды осложнений (табл. 1.2).

Таблица. 1.2 Виды осложнений при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой».

Глубина, м	Краткое описание Г.П. разреза	Вид осложнения	Тип бурового раствора
0 ÷ 740	Рыхлые крупнозернистые пески, гравий с тонкими прослоями алевролитов и мергелистые глины.	Обвалы, прихват бурового инструмента (БИ) и поглощение бурового раствора (БР).	Морская вода, полимерно-глинистый раствор повышенной вязкости.
740 ÷ 1400	Кварцевые пески с дресвой и гравием, чередующиеся с глинистыми алевролитами и глинами.	Обвалы, сужение ствола скважины, прихват БИ и поглощение БР.	Полимерно-глинистый раствор.
1400 ÷ 1700	Аркозовые песчаники, чередующиеся с песками, глинистыми алевролитами и глинами.	Прихват БИ, сужение ствола скважины, и затяжки БИ.	Лигносulfонатный раствор с пеногасителем.

Продолжение таблицы 1.2

1700 ÷ 2920	Переслаивание мелко-средне-зернистых песчаников с тонкими пропластками глин.	Нефтепроявление, сужение ствола скважины, прихват БИ, поглощение БР и прессование насосов.	Ингибирующий раствор FeCl ₃ -АКК, KCl-glycol или Ultradrill.
2920 ÷ 3400	Аргиллиты, толщи глин, алевролиты и песчаники.	Затяжки БИ, кратковременные прихваты, сужение ствола скважины, поглощение БР, прессование насосов, и др.	Ингибирующий раствор FeCl ₃ -АКК, KCl-glycol или Ultradrill
3400 ÷ 3715	Аргиллиты, алевролиты и песчаники.	Затяжки БИ, кратковременные прихваты, сужение ствола скважины, поглощение БР, прессование насосов и др.	Ингибирующий раствор FeCl ₃ -АКК, KCl-glycol или Ultradrill
3715 ÷ 4540	Полнокристаллические магматические и метаморфические породы.	Нефтепроявление и интенсивное поглощение промывочной жидкости.	Полимерный малоглинистый раствор с малым содержанием твердой фазы и обработанный ПАВ.

Для предупреждения осложнений, указанных в таблице 1.2, предприятием «Вьетсовпетро» применяются следующие типы буровых растворов, наименования и параметры которых показаны в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 Буровые растворы, применяемые на месторождении «Южный Дракон и Доймой».

Возраст Г.П.	Краткое описание	Диаметр О.К., мм	Тип бурового раствора
Плейстоцен - плиоцен	Чередование грубых, рыхлых песков и слоев карбонатов с тонкими прослоями углей. Окаменелость <i>Darcylium</i>	762	Морская вода
		508	Полимерно-глинистый раствор повышенной вязкости
Плиоцен - верхний миоцен	Чередование грубого песка, алевролитов и глин. Слои карбоната и тонкие прослои угля. Окаменелость <i>Stenoclaema</i>	340	Полимерно-глинистый раствор
средний миоцен	Чередование песчаников, алевролитов и глин. Углистые слои. Окаменелость <i>F.Meridionalis</i>	340	Лигносульфонатный раствор с пеногасителем
Нижний миоцен	Чередование песчаников, алевролитов и глин. Окаменелость <i>F. Levipolo</i> , <i>Magnastriatites</i>	245	Ингибирующий раствор <i>FeCl₃-АКК</i> , <i>KCl-glycol</i> или <i>Ultradrill</i>
Олигоцен	Чередование песчаников, алевролитов и глин. Окаменелость <i>F. Trilobata</i> , <i>Verutricolporites</i> и <i>Cicatricosiporites</i>		
Фундамент	Трещиноватые гранит и гранодиорит	Откр. ствол 215,9 мм или О.К. 178 мм и Откр. ствол 215,9 мм	Полимерный малоглинистый раствор с малым содержанием твердой фазы и обработанный ПАВ

Таблица 1.4 Параметры буровых растворов, применяемых на месторождении «Южный Дракон и Доймой».

Наименование	Диаметр О.К., мм			
	508	340	245	178
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Тип бурового раствора</div> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Параметр</div> </div>	Полимерно-глинистый раствор с повышенной вязкостью	Лигносульфонатный раствор	<i>FeCl₃-АКК/ KCl-glycol/ Ultradrill</i>	Полимерный малоглинистый раствор с малым содержанием твердой фазы и обработанный ПАВ
Плотность, т/м ³ .	1,10	1,10÷1,12	1,14÷1,34	-
Условная вязкость, с.	40÷60	30÷50	30÷60	-
Водоотдача, см ³ за 30мин.	6÷8	5÷6	4÷5	-
Толщина корки, мм	1,0÷1,5	1,0÷1,5	1,0÷1,5	-
Прочность геля через 1мин/10мин, Па.	1,9÷4,8/ 3,8÷7,2	2,4÷7,2/ 4,8÷14,4	3,8÷9,6/ 5,7÷15,3	-
рН.	9,0 ± 0,5	9,0 ± 0,5	9,0 ± 0,5	-
Содержание песка, %	≤ 1,0	≤ 1,0	≤ 1,0	-
Концентрация катионов К ⁺ , мг/л.	--	--	≥ 1500	-
Проницаемость, Дарси.	--	--	≤ 0,030	-
Коэффициент трения.	≤ 0,20	≤ 0,18	≤ 0,14	-

При этом особое внимание уделялось состоянию скважины при бурении в отложениях миоцена и олигоцена, где наблюдались осложнения, связанные с наличием глинодержащих горных пород, и где, в качестве промывочной жидкости, применялись ингибирующие буровые растворы, краткое описание которых приводится ниже.

Ингибирующий буровой раствор «*FeCl₃ - АКК*» готовится на основе технической воды с добавлением реагентов для диспергирования бентонита, кальцинированной соды *Na₂CO₃*, едкого кали *КОН*, бентонитовой глины, химического реагента для уменьшения водоотдачи (*СМС-НВ* либо *СМС-ЛВ*), смазывающего вещества и биоцида. Основное ингибирующее действие такому раствору придают вводимые реагенты феррохромлигносульфонат (*FeCl₃*) и алюмокалиевые квасцы (*АКК*).

Рецептура промывочного раствора $FeCl_3$ - АКК приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5 Рецептuru ингибирующего промывочного бурого раствора $FeCl_3$ – АКК.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м ³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной основе
Глина	Образование структуры	20 ÷ 40	30 ÷ 40
<i>СМС-НУ</i>	Уменьшение водоотдачи и повышение вязкости	5 ÷ 10	6 ÷ 12
<i>СМС – LV</i>	Уменьшение водоотдачи	10 ÷ 15	14 ÷ 20
$FeCl_3$	Снижение вязкости, статического напряжения сдвига	25 ÷ 35	30 ÷ 40
Na_2CO_3	Осаждение ионов Ca^{2+}	0,5 ÷ 1	0,5 ÷ 1
<i>КОН</i>	Регулирование рН	4 ÷ 6	5 ÷ 7
<i>АКК</i>	Ингибирование глиносодержащих пород	4 ÷ 5	4 ÷ 5
Биоцид	Борьба с вредными бактериями	1 ÷ 2	1 ÷ 2
Смазочная добавка	Смазочные свойства	15 ÷ 25	15 ÷ 25
Пенוגаситель	Пеногашение	0,1 ÷ 0,5	0,1 ÷ 0,5

Буровой раствор $FeCl_3$ – АКК имеет следующие достоинства:

- обладает хорошей ингибирующей способностью, что обеспечивает устойчивость стенок ствола скважины;

- имеет стабильные свойства при высоких температурах (до 160-180°C) и концентрации хлорида натрия ($NaCl$) (до 15%);

- простой способ приготовления;
- невысокая стоимость единицы объема.

Недостатки бурового раствора $FeCl_3$ – АКК заключаются в том, что:

- в процессе бурения твердая фаза бурового раствора легко осаждается при начале циркуляции бурового раствора, обработанного алюмокалиевыми квасцами, что сопровождается повышением вязкости, и водоотдачи. Прочность геля при этом увеличивается, поэтому требуется дополнительная обработка, приводящая к увеличению количества химических реагентов;

- образующаяся толстая глинистая корка при бурении с применением этого ингибированного раствора является причиной осаждения алюмокалиевых квасцов, что приводит к возможным осложнениям, связанным с эрозией и обвалами стенок скважины;

- в процессе бурения начальные ингибирующие свойства раствора ухудшаются, что трудно контролировать в сочетании с изменениями других параметров;

- медленная скорость разложения токсичных соединений шестивалентного хрома в составе реагента $FeCl_3$ оказывает вредное влияние на экологическую безопасность природной среды.

Ингибирующий полимерный буровой раствор KCl - *glycol* является безглинистым,готавливаемым на основе полимерных реагентов с добавлением гелеобразующих веществ – полиалкиленгликолей.

Рецептура полимерного безглинистого бурового раствора KCl - *glycol* приведена на табл. 1.6.

Буровой раствор KCl - *glycol* включают в себя следующие ингибирующие реагенты: polyalkylene glycol (*PAG*); KCl ; partially hydrolyzed polyacrylamide (*PHPA*); *xanvis*; *douvis*; *pacsealLV*; *oxoscav*.

Таблица 1.6 Рецептuru приготовления полимерного безглинистого раствора *KCl – glycol*.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м ³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной воде
<i>Xanvis, duovis</i>	Создание структуры раствора	5 ÷ 7	4 ÷ 6
Лимонная кислота	Улучшение растворимости биополимера	1 ÷ 2	1 ÷ 2
<i>Na₂CO₃, NaHCO₃</i>	Связывание катионов Ca ²⁺	0,5 ÷ 0,7	0,1 ÷ 0,2
<i>Pacseal LV</i>	Снижение водоотдачи	10 ÷ 15	10 ÷ 12
<i>PHPA</i> (Полиакриламид)	Ингибирование глины	2,5 ÷ 3	2,5
<i>Polyalkylene glycol</i>	Ингибирование глины	30 ÷ 40	30 ÷ 40
Охоскав	Антиоксидант	1,5 ÷ 2	1,5 ÷ 2
Биоцид	Борьба с вредными организмами	1 ÷ 1,5	1 ÷ 1,5
<i>KCl</i>	Ингибирование глины, увеличение плотности	70 ÷ 120	70 ÷ 120
Смазочное вещество	Смазывающее действие	5 ÷ 10	5 ÷ 10

Достоинства безглинистого бурового раствора *KCl - glycol*:

- раствор имеет хорошую ингибирующую способность, что повышает устойчивость стенок скважин в глинодержащих породах;

- снижает число возможных осложнений и проблем при бурении в активных глинистых сланцах;
- сохраняет естественную проницаемость углеводородных коллекторов;
- обладает хорошей смазочной способностью, что уменьшает силы трения и крутящий момент;
- обладает хорошей реологической характеристикой, что способствует удалению шлама с забоя и выносу его по стволу скважины.

Буровой раствор *KCl - glycol* имеет следующие недостатки:

- по сравнению с ингибирующим буровым раствором *FeCl₃ - АКК* полимерный безглинистый буровой раствор *KCl - glycol* менее стабильный при бурении в высокотемпературных условиях (при температуре свыше 200°C);
- раствор требует более строгого контроля его параметров и содержания компонентов, а также очистки от выбуриваемой породы в процессе бурения;
- раствор требует увеличения времени подготовки и обработки из-за одновременного использования большого количества реагентов, обеспечивающих стабильные его параметры;
- обладает более высокой стоимостью единицы объема;
- при бурении в песках с применением бурового раствора *KCl - glycol* затруднено образование корки из-за отсутствия глины – бентонита.

Буровой раствор *Ultradrill* является высокоэффективной промывочной жидкостью на водной основе, выпускаемой американской компанией «*MI Drilling Fluids UK*». При бурении с использованием указанного бурового раствора, проявляющего ингибирующее действие по отношению к глинодержащим горным породам, достигаются не только высокие значения механической скорости, но и выполняются экологические требования, предъявляемые к производственному процессу. Эти положительные качества бурового раствора *Ultradrill* получены при использовании в рецептуре приготовления трех важных химических реагентов, а именно, *Ultrahib*, *Ultracap* и *Ultrafree* (табл. 1.7).

Таблица 1.7 Рецептuru приготовления жидкости *Ultradrill*.

Название химических реагентов	Реализуемая функция в составе бурового раствора	Расход реагента в кг на 1 м ³ раствора
Карбонат натрия	Деионизирование Ca^{2+}	1
<i>KCl</i>	Ингибирование глины	100
<i>Ultrahib</i>	Ингибирование глины	30
<i>Ultracap</i>	Ингибирование глины	10
<i>MI PAC UL</i>	Уменьшение показателя фильтрации	10
<i>Douvis</i>	Создание структуры	4,5
<i>Ultrafree</i>	Смазывающее действие	17
<i>Safe side</i>	Борьба с вредными организмами	0,75
$CaCO_3$	Устранение прихвата	15
<i>Soltex</i>	Устойчивость стенок скважины	12
барит	Увеличение плотности	100

Основные достоинства бурового раствора *Ultradrill* состоят в следующем:

- применяемые химические реагенты в составе бурового раствора обладают высокой стабильностью;
- безвреден для здоровья человека и окружающей среды;
- буровой раствор имеет характеристики, аналогичные характеристикам растворов на нефтяной и комбинированной основе;
- простота приготовления и хранения;
- буровой раствор способен эффективно исключать факторы, приводящие к затяжкам и прихватам бурового инструмента;
- раствор хорошо ингибирует глинодержащие горные породы;

- обладает стабильными свойствами в обычной загрязненной среде;
- раствор имеет высокую солестойкость (до 20% по $NaCl$);
- можно эффективно использовать для бурения на глубоко-залегающие водоносные горизонты.

К недостаткам бурового раствора *Ultradrill* можно отнести:

- низкую термостойкость (до 110°C);
- необходимость обработки бурового раствора лимонной кислотой при бурении в цементных мостах;
- достаточно высокую стоимость.

Каждый из выше указанных типов буровых растворов широко применяется при проходке скважин в перемежающихся по твердости горных породах в условиях месторождения «Южный Дракон и Доймой». Однако, необходимо определить рецептуру, которая в наибольшей степени соответствует условиям бурения в отложениях миоцена и олигоцена. Для выявления такой рецептуры бурового раствора следует провести ряд лабораторных и производственных исследований на объектах предприятия «Вьетсовпетро», с целью сокращения затрат времени на ликвидацию возможных осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины, поглощения бурового раствора или потери его циркуляции.

1.7 Задачи исследований

1. С целью эффективного управления технологическим процессом бурения скважин разработать и апробировать на объектах предприятия «Вьетсовпетро» методику поинтервального анализа режимных параметров: P_z , n , Q , $M_{кр}$ на основе наиболее информативного показателя – механическая скорость бурения по интервалам $V_{мех}$.

2. Выполнить в горно-геологических условиях месторождения «Южный Дракон и Доймой» сопоставительные исследования эффективности бурения роторными системами: ВЗД и РУС «push the bit» на участках, сложенных перемежающимися по твердости породами, операясь на технико-экономические

оценочные показатели, такие как механическая скорость $V_{\text{мех}}$ и стоимость 1 м бурения C .

3. Произвести теоретический анализ характерных схем долота PDC с отрицательным углом установки резцов, с позиции оценки интенсивности их изнашивания, и указать на диапазон оптимальных значений угла установки резцов в зависимости от физико-механических свойств горных пород, слагающих отложения миоцена и олигоцена разреза скважины.

4. Выполнить аналитические исследования по определению механической скорости бурения $V_{\text{мех}}$ долотом PDC с отрицательным углом установки резцов с дальнейшим подтверждением полученных результатов путем их сопоставления с реальными значениями расчетного показателя эффективности процесса разрушения горных пород применительно к условиям бурения на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

5. Выполнить на объектах предприятия «Вьетсовпетро» лабораторные и производственные исследования, направленные на выявление оптимальных рецептур ИБР соответствующих условиям проходки скважин в глинодержащих горных породах миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой».

ГЛАВА II МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В соответствии с поставленными задачами автором разработана методика исследований по направлениям, указанным в разделе 1.7.

Целью решения поставленных задач является повышение эффективности бурения скважин в перемежающихся по твердости породах. Осуществить указанную цель возможно путем, во-первых, увеличения механической скорости бурения и снижения стоимости 1 м бурения благодаря созданию методики сбора, обработки и анализа текущей технологической информации в пределах каждого интервала по всему разрезу скважины, а также за счет активного перехода на участках набора кривизны к разновидности «push the bit» системы РУС и выбора оптимального диапазона значения угла установки резцов долот *PDC*; а, во-вторых, путем сокращения затрат времени на ликвидацию возможных осложнений за счет применения соответствующей геологическим условиям рецептуры ингибирующего бурового раствора (ИБР).

2.1 Методика поинтервального анализа режимных параметров на основе механической скорости процесса бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и Доймой»

Для успешного выполнения исследований в указанных направлениях необходимо проводить предварительную оценку горно-геологических условий конкретного месторождения, результаты которых будут служить основой для разработки технологии бурения скважин и выбора инструмента для ее реализации. Поэтому в данном случае будет целесообразным обратиться к предложенной автором методике поинтервального анализа режимных параметров на основе механической скорости бурения «типовой скважины» месторождения «Южный Дракон и Доймой».

Сущность методики заключается в условной разбивке всей протяженности L , м «типовой скважины» на интервалы. В качестве главного признака,

определяющего длину i -ого интервала l_i , принимается состав и свойства горных пород, слагающих данный интервал, среди характеристик которых следует выделить известные категории по твердости и абразивности, а также присущую глинодержащим горным породам способность к набуханию, являющуюся первопричиной многочисленных возможных осложнений, возникающих в процессе проходки интервала. Далее для выделенного интервала или группы интервалов, обладающих породами со схожими свойствами, необходимо сформулировать ряд технологических требований, например, по набору зенитного угла и т.д., согласно которым устанавливаются, во-первых, вид привода вращения долота, из перечня применяемых на конкретном месторождении систем, а именно, роторная система РС, система ВЗД или роторная управляемая система РУС, а, во-вторых, соответствующая рецептура ИБР.

При этом среди параметров, характеризующих эффективность разрушения горных пород i -ого интервала, следует выделить: осевую нагрузку на долото P_z , кН; частоту вращения долота n , об/мин; расход промывочной жидкости Q , л/с и крутящий момент на долоте $M_{кр}$, кН.м. Численные значения указанных параметров фиксируются с помощью контрольно-измерительной аппаратуры поинтервально с шагом в 1 м. Полученная информация обрабатывается с помощью стандартной компьютерной программы «*Excel*». По результатам обработки строятся соответствующие диаграммы, а средние значения режимных параметров и механической скорости бурения показываются в виде сводных таблиц. Полученные таким образом сведения позволяют выполнять поинтервальный анализ режимных параметров процесса бурения в условиях конкретного месторождения и составлять рекомендации, направленные на повышение эффективности бурения скважин.

2.2 Методика проведения производственных оценочных исследований эффективности применения роторных систем РУС «*push the bit*» и ВЗД на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Для выполнения сопоставительного анализа эффективности применения системы РУС «*push the bit*» и ВЗД в условиях перемежающихся по твердости пород следует воспользоваться оценочными критериями в виде технико-экономических показателей: 1) средняя механическая скорость $V_{мех}$, и 2) стоимость 1 м бурения C скважины.

Таблица 2.1 Время и механическая скорость бурения скважин на платформах *RC4* и *RC5* на участках диаметром 311 мм.

Скважина №№	Глубина, м	Интервал, м	Нач. и конеч. зен. угол, град.	Время бурения, сут.	$V_{мех}$, м/час
1	2	3	4	5	6
Среднее значение (ВЗД)	*	*	-	*	*
Среднее значение (РУС)	*	*	-	*	*

где: * - заполнить.

В качестве объектов исследования выбрать серию скважин, например, на платформах *RC4* и *RC5*, отличающихся наличием участка, соответствующего отложениям миоцена и олигоцена и имеющего достаточно большую глубину (протяженность), бурение которого производилось с помощью сопоставляемых систем, оснащенных долотами *PDC* равных диаметров, например, 311 мм. При этом фиксируется с помощью газовой каротажной станции фирмы «*GEOSERVICE*» величина механической скорости бурения $V_{мех}$ для сопоставляемых видов роторной системы, а результаты измерения представляют в табличной форме вида (табл. 2.1).

Далее оценивается результативность работы сопоставляемых видов роторной системы по второму оценочному показателю C . Для этого определяется по формуле предприятия «*Вьетсовпетро*» стоимость 1 м бурения скважины C для заданных видов роторной системы, имеющей следующий вид

$$C = \frac{C_0 + C_1 \cdot T}{H}, \quad (2.1)$$

где: C – стоимость 1 м бурения, дол./м; C_0 - средняя стоимость обслуживания РУС при бурении на участке диаметром 311 мм одной скважины, дол; C_1 – стоимость обслуживания платформы за сутки, включающая буровую установку, вертолет, заработную плату, бензин, и т.д. , дол./сут.; T – время бурения, сут., H - общий объем бурения, м.

Результаты расчета представляются в табличной форме вида (табл. 2.2).

Таблица 2.2 Стоимость 1 м бурения на платформах RC4 и RC5.

Платформа	Стоимость 1 м бурения, дол./м	
	ВЗД	РУС «push the bit»
RC4	*	*
RC5	*	*

где: * - заполнить.

Полученные сведения анализируются, формулируются выводы и составляются рекомендации.

2.3 Стендовые исследования влияния угла установки резца *PDC* на эффективность разрушения горной породы

2.3.1 Электромеханическое оборудование для проведения эксперимента

С целью изучения влияния угла установки резца *PDC* α к плоскости забоя скважины на мощность, затрачиваемую на разрушение горной породы, проводились в лаборатории кафедры АМЭ МГРИ-РГГРУ стендовые испытания.

В качестве устройства, приводящего в движение образец горной породы 2, имеющего цилиндрическую форму, использовался вращатель 4 токарного станка 3, укрепленного на опорной раме 7, при этом к образцу горной породы, вращающемуся с постоянной угловой скоростью ω , подавался резец *PDC* 1 с постоянной линейной скоростью $V_0 = 14$ мм/мин (холостой ход). Резец *PDC* был закреплен в поворотных тисках 5, которые обеспечивали требуемое значение угла

установки резца *PDC* α по отношению к плоском торцу цилиндрического образца горной породы (рис. 2.2).

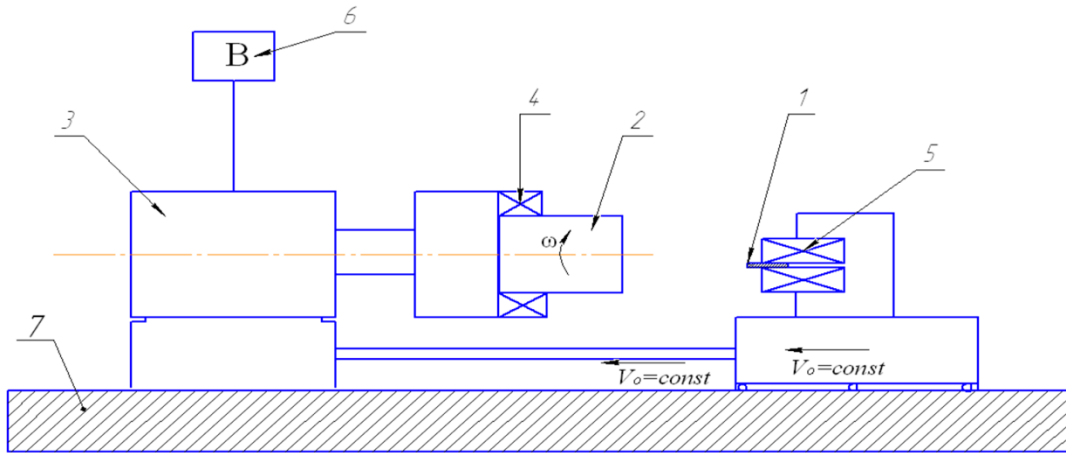


Рис. 2.2 Стенд для моделирования работы резца *PDC*: 1 – резец *PDC*; 2 - опытный образец горной породы; 3 - токарный станок; 4 - вращатель; 5 - поворотные тиски; 6 - ваттметр; 7 - опорная рама (фундамент).

Для измерения мощности, затрачиваемой на разрушение образца горной породы, использовался ваттметр, подключенный к приводному электродвигателю стенда, по следующей схеме, показанной на рис 2.3.

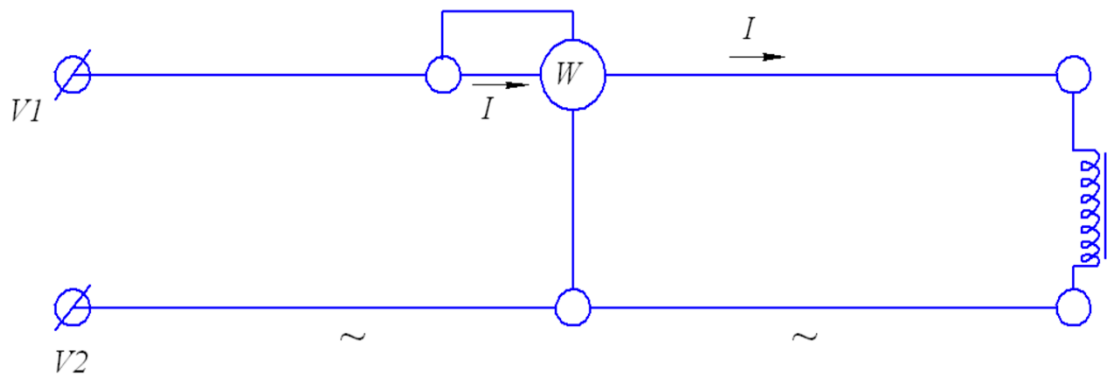


Рис. 2.3 Схема подключения ваттметра для измерения мощности, затрачиваемой на разрушение образца горной породы.

2.3.2 Порядок подготовки к проведению эксперимента

1). Для исследования влияния угла установки резца *PDC* α на мощности, затрачиваемую на разрушение образца горной породы, использовались образцы из глинистого сланца, в виде цилиндра с плоским торцом диаметром 90 мм. К началу проведения эксперимента следует подготовить 5 опытных образцов горной породы.

2). Подготовить резец *PDC* (рис. 2.4) и установить его в поворотных тисках под заданным углом α .

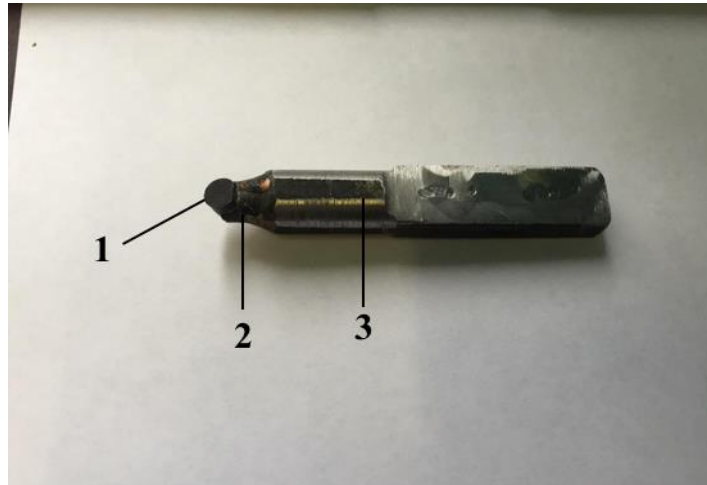


Рис. 2.4 Резец *PDC*: 1 – вставка *PDC*; 2 – сварочное соединение; 3 – резец.

3). Подключить ваттметр.

2.3.3 Порядок проведения эксперимента

1). Закрепить опытный образец горной породы во вращателе торкарного станка.

2). Установить в поворотных тисках резец *PDC* под заданным углом α .

3). Подготовить секундомер.

4). Установить режим автоматической подачи резца *PDC*.

5). Нажать кнопку Вкл. для включения станка. При необходимой остановке нажать красную кнопку для выключения. В случае вынужденной остановки нажать кнопку Выкл.

6). На каждом опытном образце следует выполнить серию испытаний для пяти характерных значений угла установки резца *PDC* $\alpha = 45^\circ, 55^\circ, 60^\circ, 65^\circ, 75^\circ$,

90°. Для проведения повторной серии испытаний следует обновить опытные образцы горной породы.

7). Зафиксировать значения следующих параметров: частота вращения, п об/мин; скорость подачи резца *PDC*, мм/мин; мощность, затрачиваемая на разрушение образца горной породы, спустя 30 секунд с момента внедрения резца и внести их в соответствующую таблицу, имеющую вид (табл. 2.3).

Таблица 2.3 Результаты стендовых исследований работы резца *PDC*.

Значение угла установки резца <i>PDC</i> α , град.	Образец №№					
	Мощность, Вт	Частота вращения, об/мин.	Скорость подачи, мм/мин.	Форма шлама	Размеры шлама, мм	
					длина	ширина

8). Завершить эксперимент и нажать кнопку Выкл.

9). Воспользоваться компьютерной стандартной программой «*Excel*» для обработки цифровой информации и построения графика функции вида $N_d = f(\alpha)$.

2.4 Методика исследований набухающей способности глиносодержащих горных пород месторождения «Южный Дракон и Доймой»

2.4.1 Лабораторное оборудование для проведения эксперимента

Экспериментальные исследования степени набухания глины, содержащейся в составе исследуемых буровых растворов, проводились в отделе «Буровые растворы» предприятия «Вьетсовпетро» с использованием лабораторно-измерительного комплекса «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*» компании *Offite* (рис. 2.5).

Комплекс состоит из контрольно-измерительного блока 1 и блока получения и обработки сигналов 2. Комплекс позволяет одновременно проводить измерения для 8-ми глинистых образцов и взаимодействовать с 8-ью измерительными приборами.



Рис. 2.5 Лабораторно-измерительный комплекс «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*» компании *Offite*.

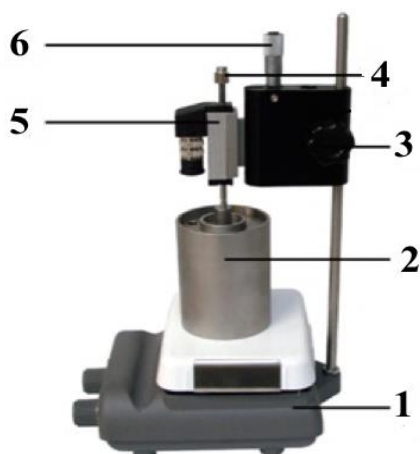


Рис. 2.6 Измерительный прибор.

Измерительный прибор, показанный на рис. 2.6 состоит из следующих деталей: 1 – стол для перемешивания и нагрева бурового раствора; 2 – стакан, содержащий глинистый образец; 3 – зажимная гайка; 4 – регулировочная гайка; 5 – линейный переменный дифференциальный датчик (*LVDT*), который измеряет увеличение высоты глинистого образца (точность до 0,1%) и передает сигнал на блок «*Swell meter*» ; 6 – микрометр.

2.4.2 Порядок подготовки к проведению эксперимента

1). Подготовить глинистые образцы к эксперименту.

Для исследования степени набухания использовались образцы из бентонитовой глины, в виде таблетки, которые нагружались давлением в 6000 psi (~ 41МПа), соответствующему давлению на глинодержащие породы, составляющие отложения миоцена и олигоцена (на глубине ~ 3500 м) месторождения «Южный Дракон и Доймой».

2). Произвести сборку стакана, содержащего глинистый образец, как показано на рис. 2.7.

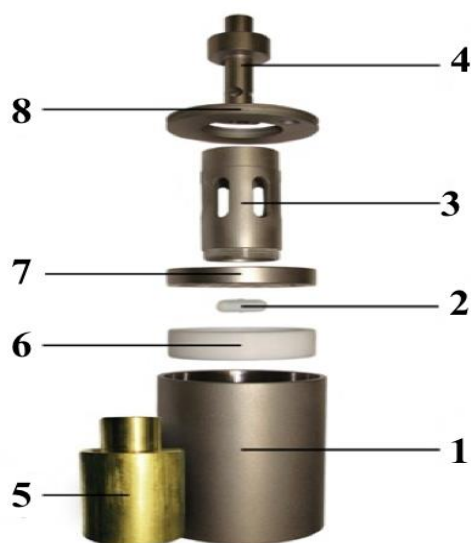


Рис. 2.7 Стакан, содержащий глинистый образец: 1 – стакан; 2 – магнитный элемент; 3 – перфорированный поршень; 4 – передающий шток; 5 – мерный вес для тарировки работоспособности *LVDT*; 6 – прокладка; 7 – нижняя пластина; 8 – крышка для перфорированного поршня.

- 3). Соединить *LVDT* с блоком «*Swell meter*» с помощью кабеля.
- 4). Включить блок питания.
- 5). Соединить термопары, которые находятся в стакане с блоком «*Swell meter*».
- 6). Включить устройство с помощью кнопки «Питание», расположенной на задней стенке блока «*Swell meter*».
- 7). Установить специальную компьютерную программу «*Swell meter*», результаты применения которой показаны на рис. 2.8 .

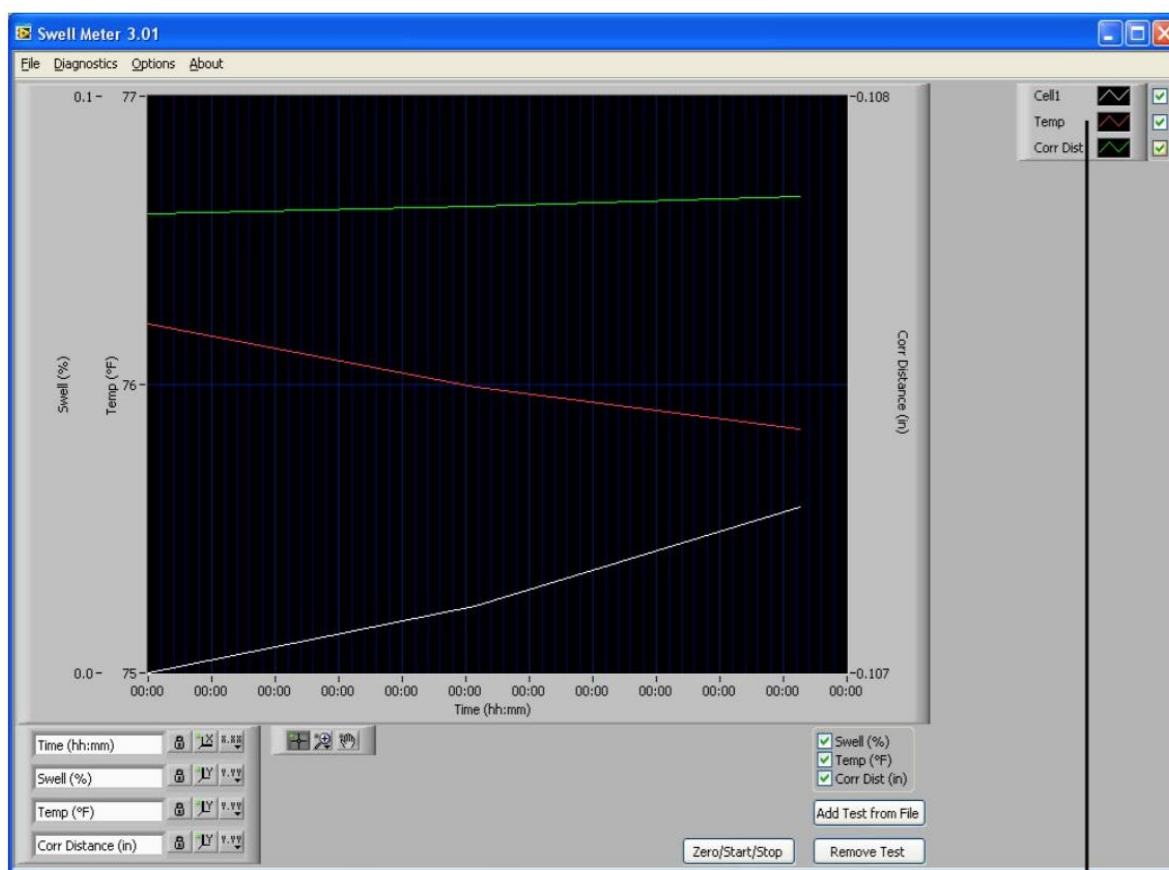


Рис. 2.8 Результаты применения компьютерной программы «*Swell meter*».

2.4.3 Последовательность действий при использовании специальной компьютерной программы «*Swell meter*»

При нажатии кнопки «*Start*» начинается эксперимент. На экране компьютера появляются линии. В зависимости от цели эксперимента программа может показывать все три линии или одну из них. Белая линия показывает изменение степени набухания глины (%) во времени; красная линия показывает изменение температуры; голубая линия показывает изменение высоты глинистого образца во времени. Требуемые температуру и давление устанавливаются в соответствующем окне программы. Результаты эксперимента приводятся в виде файла стандартной компьютерной программы «*Excel*». Для завершения эксперимента следует нажать кнопку «*Stop*» или кнопку «*Zero*» и при необходимости ввести исходные параметры следующего эксперимента. Для удаления результатов эксперимента следует нажать кнопку «*Remove test*».

2.4.4 Порядок одновременного исследования нескольких глинистых образцов с применением компьютерной программы «*Swell meter*»

1). Нажать кнопку «Zero/Start/Stop» (рис. 2.9).

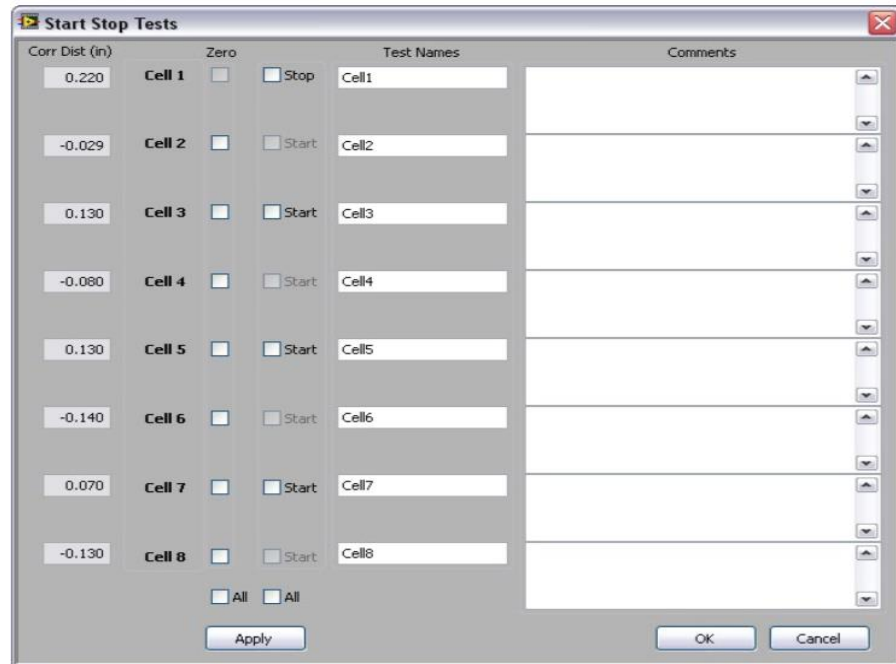


Рис. 2.9 Содержание окна компьютерной программы «*Swell meter*».

2). Ввести наименование экспериментов путем их написания в соответствующих окнах «*Comment*».

3). Нажать кнопку «Zero» для введения исходных параметров эксперимента.

4). Нажать кнопку «Apply» для выбора нужной процедуры из списка, открывающегося в окне программы, и ее загрузки, убедившись, что величина изменения высоты глинистого образца показывает на 0.

2.4.5 Порядок проведения эксперимента

1). Включить прибор «*Swell meter*».

2). Проложить с двух сторон глинистого образца фильтровальную бумагу (рис. 2.10).

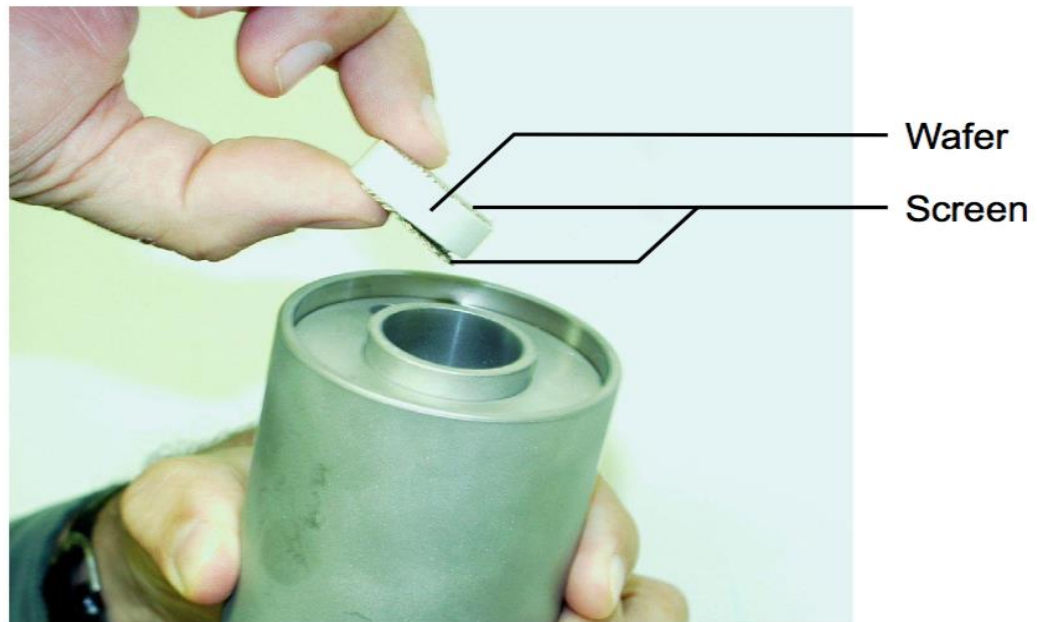


Рис. 2.10 Зарядка глинистого образца в стакан.

- 3). Установить *LVDT* в начальном положении.
- 4). Закачать исследуемые буровые растворы ($FeCl_3 - АКК$, $KCl - glycol$ и *Ultradrill*) объемом 150 мл. в стаканы через отверстия в крышках перфорированных поршней.
- 5). Вставить термодары через отверстия в крышках перфорированных поршней.
- 6). Запустить программу «*Swell meter*».
- 7). Установить все параметры на нулевые значения (см. в методике использования программы).
- 8). Ввести необходимые параметры (температура, давление) и нажать кнопку «*Apply*» для их загрузки.
- 9). Нажать левую кнопку стола для перемешивания бурового раствора и потом нажать правую кнопку и наблюдать изменение температуры на экране компьютера.
- 10). Нажать кнопку «*OK*» и получить на экране диаграммы изменения исходных параметров.
- 11). После завершения эксперимента выключать прибор «*Swell meter*» и стол.
- 12). Разобрать стакан и очистить поверхности его деталей от бурового раствора.

Исследования набухающей способности глины проводились по выше указанной методике, предусматривающей измерение увеличения высоты образцов глины во времени: через 1 час, 2 часа, 18 часов, 24 часа, 48 часов, 72 часа и 96 часов, находящихся в исследуемых растворах. Исследуемые образцы подвергались обжигу при температуре 130°C.

ГЛАВА III ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Сопоставительный анализ эффективности применения разновидностей системы РУС и ВЗД при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

В настоящее время при бурении наклонных участков скважин месторождения «Южный Дракон и Доймой» используются в основном две роторные системы привода вращения долота, а именно, система «долото – ВЗД - отклонитель» (ВЗД) (рис. 3.1), конструкция и принцип действия которой известны, и идущая ей на смену роторная управляемая система (РУС).

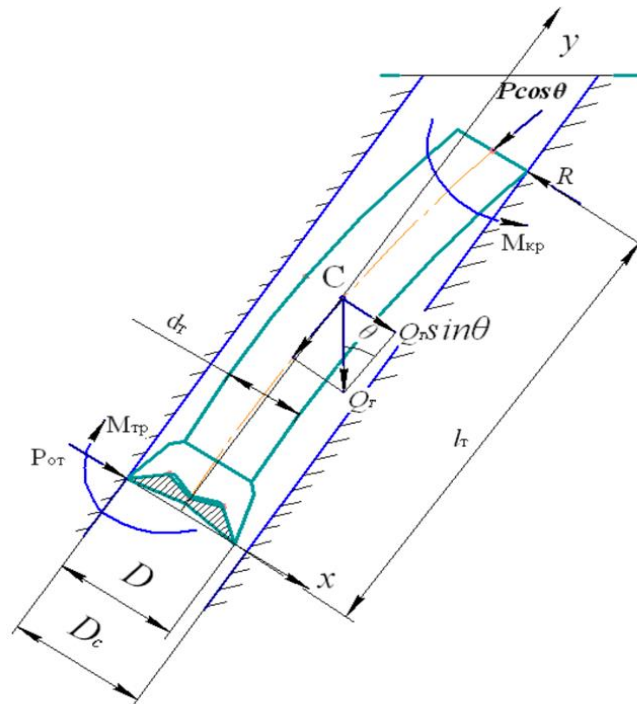


Рис. 3.1 Схема для определения отклоняющей силы при бурении с кривым переводником.

В качестве специального инструмента системы с применением ВЗД для отклонения ствола скважины, в этом случае, используется ВЗД опускаемый в скважину на кривом переводнике. Отклоняющая способность такого инструмента определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше кривого переводника, и боковой фрезерующей способностью долота. При этом приращение искривления ствола может быть достигнуто в большей степени (83%) вследствие

фрезерования стенки скважины [19], которое происходит по действием отклоняющей силы $P_{от}$, действующей на долото, и направленной перпендикулярно к его оси. Для определения величины отклоняющей силы $P_{от}$ воспользуемся условием вида:

$$f < f_k, \quad (3.1)$$

где: f – фактическое значение стрелы прогиба; f_k – критическое значение стрелы прогиба ($f_k = 0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T$) [2,5].

Тогда условие (3.1) принимает вид

$$f < 0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T, \quad (3.2)$$

где: D_c – диаметр скважины; D – диаметр долота; d_T – диаметр ВЗД.

При этом упругая система ВЗД на расчетной схеме может быть представлена в виде двухопорной балки, испытывающей продольно – поперечный изгиб (рис. 3.2). В связи с этим фактическое значение стрелы прогиба f можно определять как [49]

$$f = \frac{f_0}{1 - \frac{P \cos \theta}{P_э}}, \quad (3.3)$$

где: $P_э = \frac{\pi^2 \cdot EI_T}{l_T^2}$ – эйлерова сила, Н; $P \cos \theta$ – продольная сила, Н; f_0 – стрела прогиба от поперечной нагрузки, м. Вторым членом в знаменателе оценивается влияние продольной силы на стрелу прогиба. Ее влияние возрастает с увеличением гибкости балки, т.е. с увеличением длины l_T или с уменьшением жесткости изгиба EI_T .

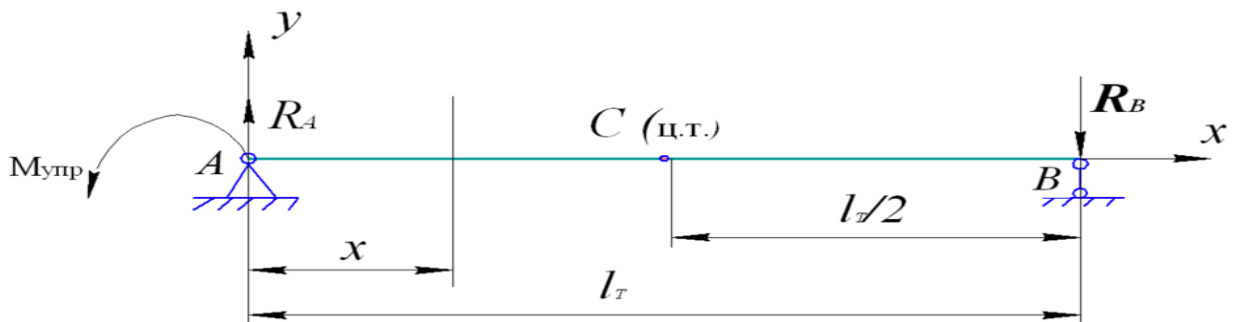


Рис. 3.2 Расчетная схема упругой системы «долото – забойный двигатель».

Текущее значение стрелы прогиба балки f_0 , учитывая принцип независимости действия сил при поперечном изгибе, определяем как

алгебранческую сумму значений прогибов от действия каждой внешней силы, приложенной к балке

$$f_o = f_{M_{\text{упр}}} + f_{M_k} + f_{Q_T} , \quad (3.4)$$

где: $f_{M_{\text{упр}}}$ – текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента упругих сил $M_{\text{упр}}$, м; f_{M_k} – стрела прогиба балки от действия изгибающей составляющей M_y вектора крутящего момента M_k , м; f_{Q_T} – стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей веса системы ВЗД, $Q_T \sin\theta$, м.

Текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента упругих сил $M_{\text{упр}}$ определяем, например, путем интегрирования приближенного дифференциального уравнения упругой линии балки.

Из условий равновесия балки находим реакции опор. Далее записываем приближенное дифференциальное уравнение упругой линии в виде

$$EI_T y_x'' = -M_{\text{упр}} \frac{l}{l} + M_{\text{упр}} \frac{x}{l} = -M_{\text{упр}} + M_{\text{упр}} \frac{x}{l} . \quad (3.5)$$

Дважды интегрируя полученное уравнение (3.5) по текущей координате x , имеем уравнение прогибов по длине балки

$$EI_T y_x = -M_{\text{упр}} \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \frac{x^3}{6l_T} + Cx + D . \quad (3.6)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

$$\text{При } x = 0, y_x = y_A = 0 \Rightarrow D = 0. \text{ При } x = l_T, y_x = y_B = 0 \Rightarrow C = \frac{M_{\text{упр}} l_T}{3}.$$

Тогда уравнение прогибов будет иметь вид

$$EI_T y_x = -M_{\text{упр}} \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \frac{x^3}{6l_T} + \frac{M_{\text{упр}} l_T}{3} x \quad (3.7)$$

После подстановки $x = l_T/2$ в уравнение прогибов получим стрелу прогиба балки

$$EI_T y_c = -M_{\text{упр}} \frac{l_T^2}{8} + M_{\text{упр}} \frac{l_T^2}{48} + M_{\text{упр}} \frac{l_T^2}{6} = \frac{3M_{\text{упр}} l_T^2}{48} = \frac{M_{\text{упр}} l_T^2}{16} ,$$

тогда с учетом введенного обозначения $y_c = f_{M_{\text{упр}}}$, имеем

$$f_{M_{\text{упр}}} = \frac{M_{\text{упр}} l_T^2}{16EI_T} . \quad (3.8)$$

Аналогично определяем стрелу прогиба балки от действия изгибающей составляющей M_y вектора крутящего момента M_k .

$$f_{M_k} = \frac{M_y l_T^2}{16EI_T},$$

где: M_y – изгибающая составляющая крутящего момента, $M_y = M_k \frac{dy}{dx}$.

Поскольку $y = f \sin \theta$, $x = b\theta$, но т.к. $b = l_T/2\pi$, то $x = \frac{\theta l_T}{2\pi}$, откуда $\theta = 2\pi x/l_T$. Следовательно $y = f \sin(\frac{2\pi x}{l_T})$, а его производная соответственно равна $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi f}{l_T} \cos(\frac{2\pi x}{l_T})$.

При $x = l_T$, $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi f}{l_T}$. Но т.к. $\frac{2\pi f}{l_T} = \operatorname{tg} \theta$, то $M_y = M_k \operatorname{tg} \theta$. Тогда имеем

$$f_{M_k} = \frac{M_k \operatorname{tg} \theta l_T^2}{16EI_T}, \quad (3.9)$$

где: l_T – длина ВЗД и долота, м; EI_T – жесткость при изгибе ВЗД, Н.м².

Далее используя тот же метод, определяется стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей веса системы ВЗД. При этом составляющая веса $Q_T \sin \theta$ представлена равномерно распределенной по длине l_T балки нагрузкой с интенсивностью $q_1 = q \sin \theta$ (рис. 3.3).

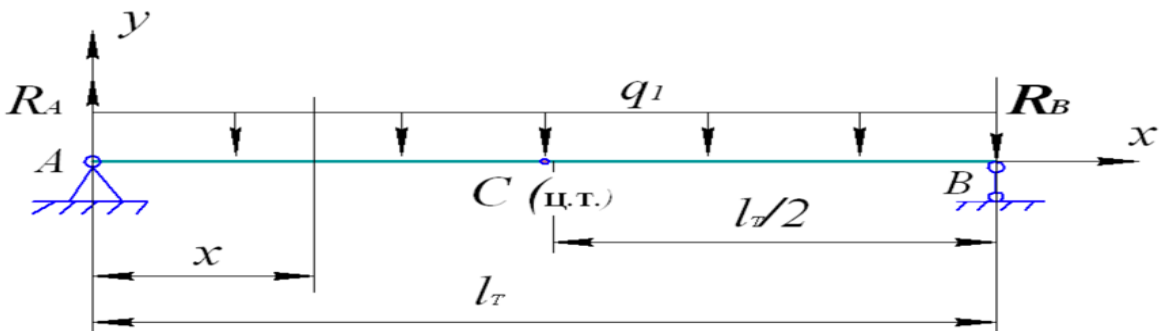


Рис. 3.3 Расчетная схема упругой системы «долото – забойный двигатель».

$$EI_T y'' = \frac{q_1 l_T x}{2} - \frac{q_1 x^2}{2}. \quad (3.10)$$

Дважды интегрируя уравнение (3.10), получим уравнение прогибов

$$EI_T y_x = \frac{q_1 l_T x^3}{2 \cdot 6} - \frac{q_1 x^4}{24} + Cx + D. \quad (3.11)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

$$\text{При } x = 0, y_x = y_A = 0 \Rightarrow D = 0.$$

$$\text{При } x = l_T, y_x = y_B = 0 \Rightarrow \frac{q_1 l_T^4}{12} - \frac{q_1 l_T^4}{24} + C l_T = 0 \Rightarrow C = -\frac{q_1 l_T^3}{24}.$$

Тогда после их подстановки в уравнение (3.11), имеем

$$EI_T y_x = \frac{q_1 l_T}{12} x^3 - \frac{q_1 x^4}{24} - \frac{q_1 l_T^3}{24} x. \quad (3.12)$$

$$\text{Тогда при } x = l_T/2, \quad EI_T y_c = \frac{q_1 l_T^4}{12 \cdot 8} - \frac{q_1 l_T^4}{24 \cdot 16} - \frac{q_1 l_T^4}{24 \cdot 2} = -\frac{5q_1 l_T^4}{384},$$

откуда с учетом $q l_T = Q_T$, получим

$$f_{Q_T} = -\frac{5Q_T \cdot l_T^3 \sin \theta}{384EI_T} \quad (3.13)$$

После подстановки полученных результатов (3.8), (3.9), (3.13) в формулу (3.4), имеем

$$f_o = \frac{M_{\text{упр}} l_T^2}{16EI_T} + \frac{M_K \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{16EI_T} - \frac{5Q_T \cdot l_T^3 \sin \theta}{384EI_T}. \quad (3.14)$$

Тогда с учетом (3.3), получим

$$f = \left(\frac{M_{\text{упр}} l_T^2}{16EI_T} + \frac{M_K \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{16EI_T} - \frac{5Q_T \cdot l_T^3 \sin \theta}{384EI_T} \right) \frac{1}{1 - \frac{P \cos \theta}{P_3}}. \quad (3.15)$$

После подстановки f в условие (3.2), получим

$$\left(\frac{M_{\text{упр}} l_T^2}{16EI_T} + \frac{M_K \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{16EI_T} - \frac{5Q_T \cdot l_T^3 \sin \theta}{384EI_T} \right) \frac{1}{1 - \frac{P \cos \theta}{P_3}} < 0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T,$$

с учетом того, что $M_{\text{упр}} = P_y l_T$, а $M_K = 0,5P_{\text{от}} \cdot D_c \cdot \mu$ получим

$$\frac{P_y l_T^3}{16EI_T} + \frac{P_{\text{от}} \cdot D_c \cdot \mu \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{32EI_T} - \frac{5Q_T \cdot l_T^3 \sin \theta}{384EI_T} < (0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T) \left(1 - \frac{P \cos \theta}{P_3} \right). \quad (3.16)$$

Однако по формуле М.П. Гулизаде отклоняющая сила при применении кривого переводника определяется как [19,32].

$$P_{\text{от}} = P_y - \frac{Q_T l_{\text{ц}} \sin \theta}{l_T}, \quad (3.17)$$

где: $l_{\text{ц}}$ - расстояние от центра тяжести ВЗД до сечения изгиба отклонителя, м;
 l_T - расстояние от торца долота до сечения изгиба отклонителя, м.

Но если принять $l_{ц} = l_T/2$, то с учетом (3.17) отклоняющая сила будет равна $P_{от} = P_y - 0,5Q_T \sin\theta$, откуда упругая сила будет равна $P_y = P_{от} + 0,5Q_T \sin\theta$. Подставим полученный результат в неравенство (3.16), имеем

$$\frac{P_{от} l_T^3}{16EI_T} + \frac{P_{от} D_c \mu t g \theta l_T^2}{32EI_T} - \frac{5Q_T l_T^3 \sin\theta}{384EI_T} < (0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T) \left(1 - \frac{P \cos\theta}{P_э}\right).$$

После простых математических преобразований окончательно имеем

$$P_{от} < \frac{16EI_T(0,43D_c + 0,30D - 0,73d_T) \left(1 - \frac{P \cos\theta}{P_э}\right) - 0,29Q_T l_T^3 \sin\theta}{l_T^3 + 0,5 D_c \mu t g \theta l_T^2}, \quad (3.18)$$

где: EI_T – жесткость при изгибе ВЗД, Н.м²; D_c – диаметр скважины, м; D – диаметр долота, м; d_T – диаметр ВЗД, м; P – осевая нагрузка на долото, Н; $P_э$ – эйлерова сила, Н; Q_T – вес ВЗД, Н; l_T – длина ВЗД и долота, м.

В формуле (1) слагаемые вида $0,29Q_T l_T^3 \sin\theta$ и $0,5D_c \mu l_T^2 t g \theta$ учитывают влияние собственного веса и крутящего момента соответственно, которое отражается на графиках, показанных на рис. 3. При этом использовались характеристики системы ВЗД типа *BL962*, применяемого в условиях бурения скважины №406: $l_T = (8,53 + 0,2)$ м; $Q_T = 22563$ Н; $d_T = 0,2445$ м; $EI_T = 32,198 \cdot 10^6$ Н.м²; $P = 130000$ Н; $D_c = m \cdot 0,311$ м; $\mu = 0,2$; $\theta = 25^\circ$.

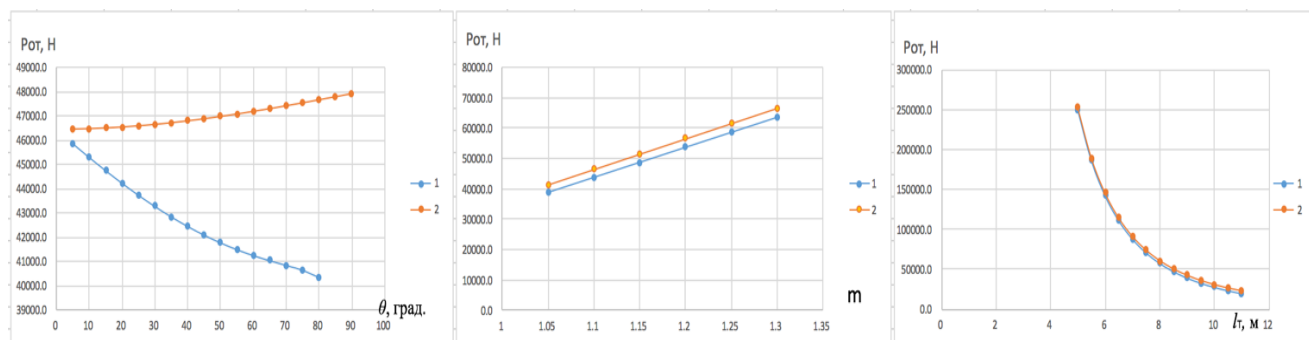


Рис. 3.4 Графики зависимостей отклоняющей силы от зенитного угла ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины и суммарной длины забойного двигателя и долота: 1 – без учета влияния веса ВЗД и крутящего момента; 2 – с учетом влияния веса ВЗД и крутящего момента.

Для построения графиков зависимостей отклоняющей силы $P_{от}$ от зенитного угла ствола скважины θ , коэффициента увеличения диаметра ствола скважины $m = D_c/D$ и суммарной длины забойного двигателя и долота l_T , которые представлены на рис. 3.4, воспользуемся типовой компьютерной программой Excel.

Рис. 3.4 показывает, что отклоняющая сила, действующая на долото пропорционально уменьшается при увеличении зенитного угла ствола скважины (рис. 3.4а) и при увеличении длины забойного двигателя (рис. 3.4б), что приводит к затруднению контроля за направлением ствола скважины. А при увеличении зазора между долотом и стенкой скважины эта сила увеличивается, но она не должна превышать определенного критического значения, при котором стрела прогиба системы «долото – забойный двигатель - отклонитель» достигает критического значения и корпус забойного двигателя, изгибаясь, препятствует искривлению ствола в заданном направлении. В этих случаях ВЗД из ограничивающего фактора интенсивности искривления ствола превращается в препятствующий фактор искривления скважины в требуемом направлении.

Также следует отметить, что при бурении с применением ВЗД в интервалах набора кривизны отклоняющая сила на долоте постоянно варьируется из-за изменения длины вала изгибающего КНБК, зенитного угла ствола и осевой нагрузки на долото. Это обстоятельство приводит к ступенчатой форме ствола скважины на интервале набора кривизны. А при бурении с использованием РУС эта сила почти не изменяется за счет отсутствия изгиба КНБК и стабилизации нагрузки на долото. В этом случае стенки ствола скважины остаются гладкими. В связи с этим достигается более высокая как механическая скорость бурения, так и интенсивность искривления в интервалах набора кривизны по сравнению с ВЗД. Кроме того, при бурении с использованием ВЗД в интервале с постоянным зенитным углом происходят перегибы ствола скважины, что приводит к необходимости корректировки направления ствола для возврата к проектной траектории. Необходимость корректировки траектории снижает скорость проходки бурения на этих интервалах. Очевидно, что при бурении в мягких породах эта особенность проявляется в большей степени.

В свою очередь при бурении направленных скважин системой с применением ВЗД возникают технические и технологические трудности. Главными из которых являются проблемы, связанные с транспортированием выбуренной породы в наклонной части ствола; большие потери при передаче

нагрузки на долото, вследствие, возникающих сил трения; необходимость подъема бурильной колонны и смены компоновки после достижения заданных параметров кривизны ствола скважины и т.д. [31].

Кроме того, опыт использования системы ВЗД в направленном бурении скважин показывает, что забойный двигатель, как основной элемент в данной системе, может терять работоспособность в силу ряда причин: износа рабочих органов; повреждения эластичной обкладки или отрыва ее от металлического остова; зашламования рабочих органов; поломки торсиона или карданного вала; износа шарниров; износа и заклинивания осевой опоры; износа радиальной опоры; разъединения элементов роторной группы; разъединения корпусных резьб; поломки выходного вала; неисправности переливного клапана.

Выше указанные технологические и технические недостатки системы с применением ВЗД определяют необходимость перехода к системе РУС, поскольку она обеспечивает условия сокращения затрат на проведение буровых работ в условиях перемежающихся по твердости горных пород, составляющих отложения миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и ДойМой».

Для определения наиболее эффективной разновидности системы РУС в условиях месторождения «Южный Дракон и ДойМой» рассмотрим первоначально разновидность *«point the bit»* системы РУС, ярким представителем которой является «Геопилот» фирмы «Сперри-Сан», реализующей эффект позиционирования долота. Она представляет собой гибкий вал, установленный на верхней и нижней опорах в корпусе [32]. При этом гибкий вал может в средней точке смещаться от оси с помощью отклоняющего узла, выполненного в виде эксцентриковых колец, которые поворачиваются на заданный угол установки отклонителя от осевой линии (рис. 3.5). Нижняя опора выполнена в виде плавающего подшипника, что позволяет долоту, жестко связанному с нижним концом гибкого вала, отклоняться в направлении, противоположном направлению изгиба. Осевая нагрузка на долото передается через корпус устройства.

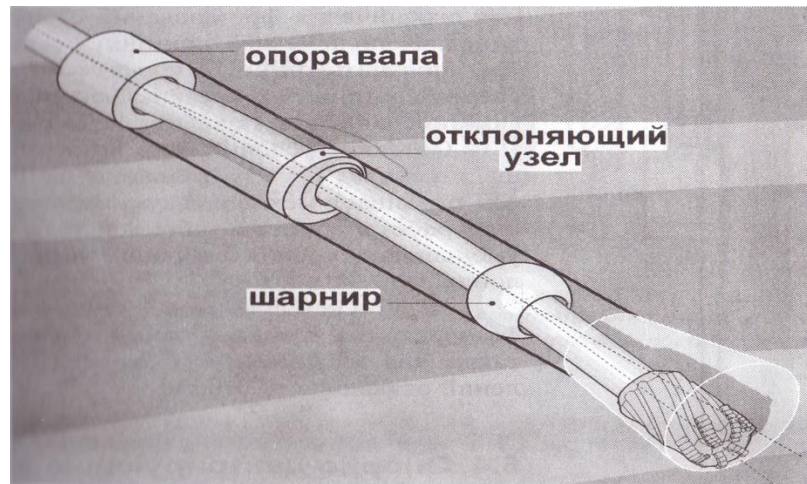


Рис. 3.5 Схема отклоняющего устройства системы РУС «Геопилот» фирмы «Сперри-Сан».

Управляемый компьютером отклоняющий узел автоматически определяет любое смещение корпуса в окружном направлении и компенсирует его за счет поворота в противоположную сторону эксцентриковых колец. Используемый принцип искривления позволяет получать плавный профиль ствола скважины, свести к минимуму резкие искривления ствола и формирование уступов на стенках скважины.

Однако, данная разновидность «*point the bit*» системы РУС наряду с выше указанными достоинствами имеет и существенные недостатки:

- высокая стоимость системы;
- низкая интенсивность искривления ствола на участках набора кривизны.

Последнее утверждение объясняется тем, что в случае применения данной системы искусственное искривление ствола возможно только за счет несимметричного разрушения горной породы на забое, что абсолютно не может быть реализовано в условиях перемежающихся по твердости пород, которые составляют отложения миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой».

Далее обратимся ко второй разновидности «*push the bit*» системы РУС, представителем которой является «Автотрак» – «Бейкер-Хьюз», реализующей эффект толкания долота, основным элементом конструкции является невращающийся стабилизатор-отклонитель (рис. 3.6) [31].

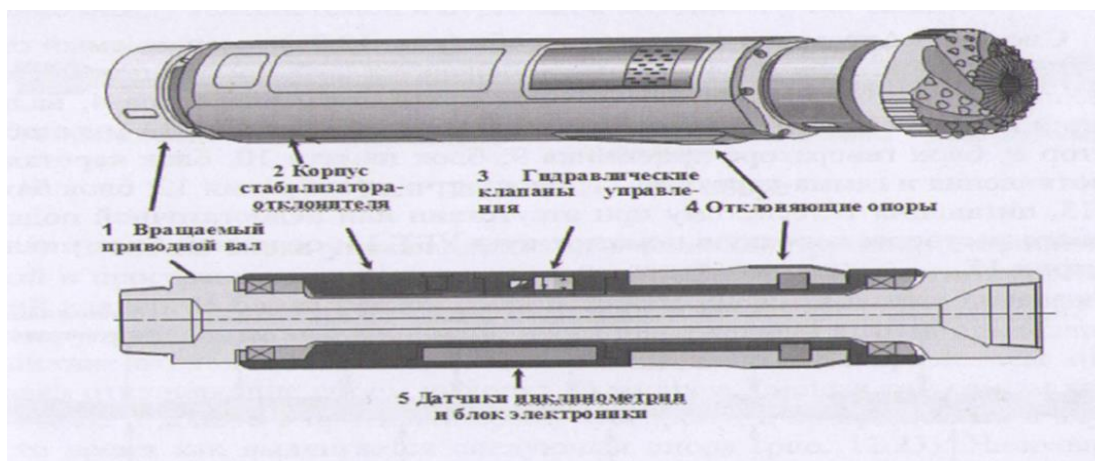


Рис. 3.6 Невращающийся стабилизатор-отклонитель.

На вращающемся приводном валу 1 размещается корпус невращающегося стабилизатора-отклонителя 2, в котором встроены блок электроники и датчики инклинометрии 5, управляющие гидравлическими клапанами 3, приводящими в действие отклоняющие опоры 4.

Принцип действия отклоняющего устройства, показанного на рис. 3.7а [31], заключается в том, что отклоняющие опоры, управляемые независимо друг от друга, при определенном выдвигении из корпуса, задаваемом электроникой, создают отклоняющую силу на долото $P_{от}$, равную векторной сумме усилий S_1 и S_2 , создающихся на отклоняющих опорах (рис. 3.7б).

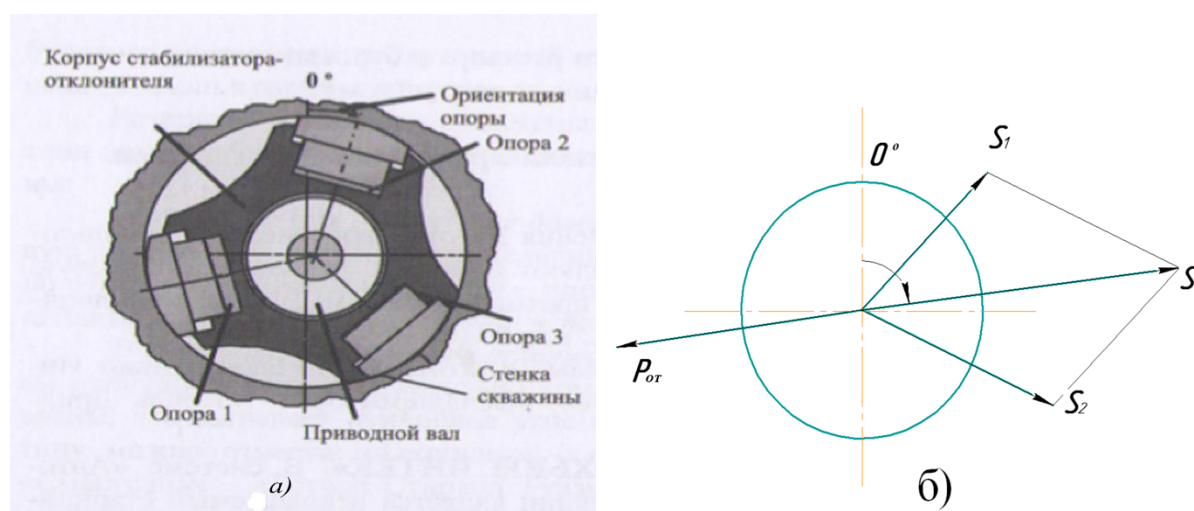


Рис. 3.7 Схема: а) отклоняющего устройства; б) определения отклоняющей силы $P_{от}$.

Данная разновидность «push the bit» системы РУС имеет следующие достоинства:

- высокая интенсивность искривления ствола на участках набора кривизны, поскольку данная разновидность системы РУС позволяет реализовать эффективный прием искусственного искривления, а именно, фрезерование стенок ствола, на участках, представленных породами перемежающимися по твердости породами, что максимально важно в условиях месторождения «Южный Дракон и Доймой»;
- отсутствие изгибной деформации КНБК и стабильность величины осевой нагрузки на долото, позволяющих на участках набора кривизны, обеспечить практически неизменным значение отклоняющей силы $P_{от}$;
- отсутствие необходимости корректировки направления ствола для его возврата к проектной траектории;
- высокая механическая скорость бурения на участках набора кривизны;
- сокращение затрат времени на проходку скважины на участках набора кривизны за счет уменьшения объема работ с отклоняющим КНБК.

Из выше изложенного следует, что разновидность «*push the bit*» системы РУС является системой соответствующей разрезу месторождения «Южный Дракон и Доймой» и рекомендуется к применению на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

Убедительным аргументом правильности принятого решения по поводу активизации процесса перехода к разновидности «*push the bit*» системы РУС в горно-геологических условиях месторождения «Южный Дракон и Доймой» будут служить результаты производственных исследований, сущность которых заключается в сравнении, с помощью технико-экономических показателей, эффективности бурения роторными системами ВЗД и РУС «*push the bit*», применяющихся до настоящего времени на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

3.2 Теоретическое обоснование оптимального диапазона значения угла установки резцов долот *PDC*, применяемых при бурении скважин в перемежающихся по твердости породах месторождения «Южный Дракон и Доймой»

В современных типах долот *PDC* резцы устанавливаются с различными отрицательными углами α к плоскости забоя. В свою очередь, величина угла установки α определяет глубину внедрения резца *PDC*, его износостойкость и окружную силу или крутящий момент, а в целом эффективность работы долота. Влияние значения угла установки резца α разными исследователями оценивается по-разному. Так, например проведенные В.И. Зварыгиным и С.С. Сулакшиным [47] исследования для резцов с передним углом γ , изменяющимся в диапазоне от $\gamma = -60^\circ$ до $\gamma = 60^\circ$, показали, что чем больше значение отрицательного переднего угла (или меньше значение отрицательного угла установки α) резца, тем больше выталкивающая сила и тем больше должна быть осевая нагрузка на резец. Откуда очевидно, что мощность, затрачиваемая на собственно резание, уменьшается, а сопротивление породы разрушению увеличивается, что в конечном итоге приводит к увеличению расходуемой энергии или снижению эффективности работы разрушения породы.

Кроме того, из статьи [7] следует, что для разрушения более прочных горных пород в режиме резания – скалывания, функция $[A]$, входящая в условие разрушения $N_1[A] > S[\sigma]$ (обозначения приняты автором статьи) должна принимать максимальное значение. Так, например, для долота *PDC* с отрицательным углом установки резцов $\alpha = 56^\circ 40'$ при $f_p = 0,2$ функция $[A]$ достигает наибольшего значения, а с ростом угла α значение функции $[A]$ падает, что свидетельствует о существовании некоторого оптимального значения угла установки резцов α , при котором достигается максимальное значение окружной силы. Однако, автор статьи не учитывает влияние силы сопротивления разрушению породы N_1 , зависящей от свойств горных пород.

Авторами работы [28] была получена формула для определения глубины резания-скалывания пород резцом *PDC*, из которой следует, что отрицательный передний угол резцов должен быть оптимальным для конкретного типа горных пород. Однако, не указывается конкретное значение или диапазон значений переднего угла резца, соответствующих свойствам буримых пород. При этом

передний отрицательный угол резца не должен снижаться до нулевого значения и тем более переходить в область положительных значений.

При бурении «типовой скважины» на наклонном участке, к которому преурочены отложения миоцена и олигоцена, имеющих отношение к мягким породам с содержанием пород средней твердости применялись долота PDC диаметром 311 мм с отрицательным углом установки резцов в диапазоне $70 \div 75^\circ$. Реализация данного типа долот в указанных условиях могла стать одной из основных причин отмеченного нами резкого падения механической скорости на $70 \div 75\%$. Такая ситуация может оказаться реальностью только при необоснованном выборе угла установки резцов PDC.

Для определения оптимального диапазона значений угла установки резцов PDC α рассмотрим схему с отрицательным углом установки резцов PDC и выполним ее анализ, прежде всего, с позиции оценки интенсивности изнашивания резцов. В качестве инструмента этих исследований нами принят достаточно простой и наглядный метод кинетостатики, позволяющий оценить главные факторы, определяющие эффективность разрушения горной породы и интенсивность изнашивания резцов в процессе бурения.

Система действующих на резец сил представлена на рис. 3.8. При этом следует заметить, что автор намеренно упрощает расчетную схему лишь за тем, чтобы акцентировать внимание на ее основных силовых факторах.

В связи с этим проанализируем указанную схему установки резцов, также с позиции оценки интенсивности их изнашивания как по фронтальной (передней) поверхности под действием силы трения $F_1 = N_1 f$, так и по торцевой поверхности резца (окрестностях точки O) под действием силы трения $F_2 = N_2 f$. В качестве инструмента для исследований принимаем тот же метод кинетостатики.

Рассмотрим систему действующих на резец сил, представленную на рис. 3.8. Спроектируем действующие на резец силы на оси O_Z и O_X , и получим два уравнения равновесия статики в виде:

$$\sum F_{kz} = P_p - N_2 - N_1 \cos \alpha - N_1 f \sin \alpha = 0 ; \quad (3.19)$$

$$\sum F_{kx} = P_{op} - N_2 f - N_1 \sin \alpha + N_1 f \cos \alpha = 0, \quad (3.20)$$

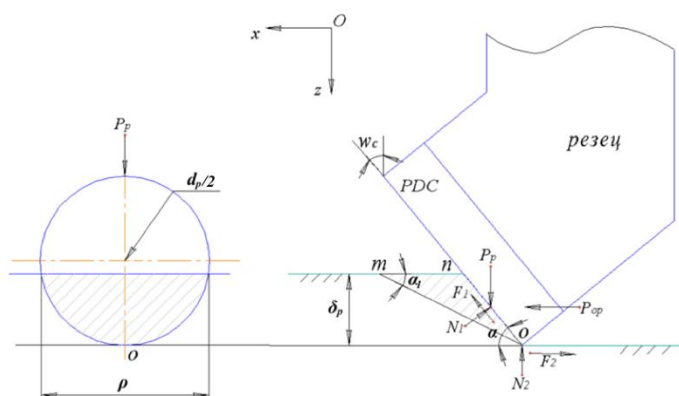


Рис. 3.8 Система действующих на резец сил.

Решая уравнения (3.19) и (3.20) относительно режимных параметров P_p и P_{op} , получим соответственно:

$$P_p = N_2 + N_1(\cos\alpha + f\sin\alpha); \quad (3.21)$$

$$P_{op} = N_2f + N_1(\sin\alpha - f\cos\alpha). \quad (3.22)$$

Складывая уравнения (3.21) и (3.22), и вводя обозначение, имеем:

$$P_p + P_{op} = N_2(f + 1) + N_1[\sin\alpha(1 + f) + \cos\alpha(1 - f)];$$

$$P_p + P_{op} = N_2(f + 1) + [C], \quad (3.23)$$

Наибольший практический интерес представляет вопрос о влиянии угла α и коэффициента трения f на изнашивание резца в окрестностях точки O , т.е. торцевой поверхности резца. Интенсивность изнашивания торцевой поверхности резца, определяется силой трения $F_2 = N_2f$. При этом роль силы трения F_2 выполняет функций $N_2(f + 1)$, которая из выражения (3.23) будет равна

$$N_2(f + 1) = P_p + P_{op} - [C]. \quad (3.24)$$

Очевидно, что величина функции $N_2(f + 1)$ будет минимальной если функция $[C]$ стремится к максимуму. Для доказательства последнего утверждения необходимо определить силу сопротивления разрушению породы N_1 (рис. 3.8), которую находим по формуле [41]

$$N_1 = \sigma_{ск} A_{ск}(1 + tg\varphi) \quad (3.25)$$

Предполагая, что при отрицательном значении угла установки резца разрушение породы будет происходить за счет сдвига породы, заключенной в объеме призмы omt (рис. 3.8) в направлении усилия резания-скалывания P_{op} в плоскости om , где по плоскости om и боковым граням omt призмы будут

действовать скалывающие напряжения $\sigma_{ск}$. Поэтому площадь скалывания, в соответствии с рис. 3.9, будет равна

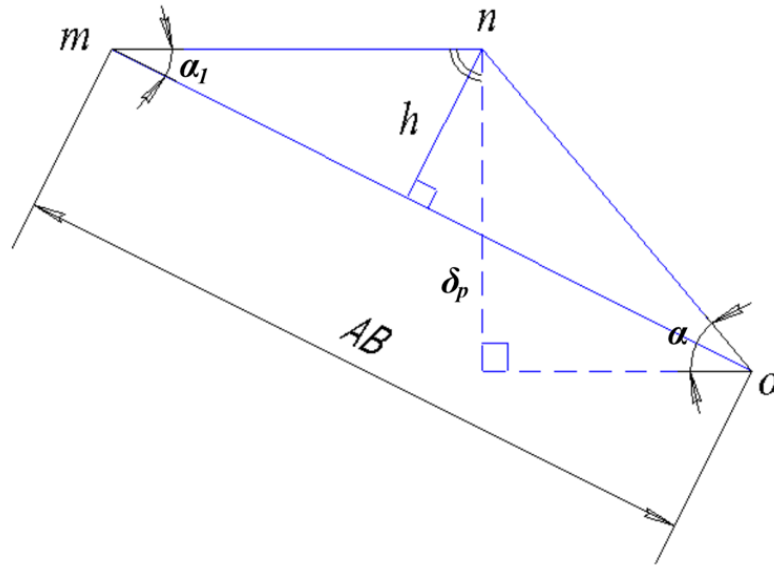


Рис. 3.9 Схема призмы скалывания.

$$A_{ск} = \frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2}}{2\sin\alpha_1} + 2\frac{\delta_p^2\cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2\sin\alpha_1\sin\alpha}$$

$$A_{ск} = \frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2}\sin\alpha + 2\delta_p^2\cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2\sin\alpha_1\sin\alpha} \quad (3.26)$$

где: α_1 – угол скалывания, град., $\alpha_1 = \pi/4 - (\varphi + \theta_f - w_c)/2$; φ – угол внутреннего трения; θ_f – эффективный угол трения между резцом и частично раздробленной породой; $\theta_f = 8 \div 13^\circ$ [25]; w_c – передней угол резца, град.

После постановки результата (3.26) в формулу (3.25) получим выражение для определения силу сопротивления разрушению породы в виде реакции N_1

$$N_1 = \sigma_{ск}(1 + tg\varphi) \frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2}\sin\alpha + 2\delta_p^2\cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2\sin\alpha_1\sin\alpha}, \quad (3.27)$$

Данное выражение (3.27) выключает параметр δ_p , который представляется собой глубину внедрения резца. Для его определения рассмотрим схему сил, действующих на резец, показанную на рис. 3.10. При этом очевидно, что осевая сила P_p , действующая на резец будет равна векторной сумме: усилия, необходимого для преодоления сил сопротивления породы V_p , и силы трения W_p , возникающей на передней и задней поверхностях резца, т.е.

$$P_p = V_p + W_p. \quad (3.28)$$

При этом усилие для преодоления сил сопротивления породы V_p будет равно

$$V_p = A_{\text{см}} \cdot \sigma_{\text{см}} (1 + \text{tg}\varphi), \quad (3.29)$$

где: $\sigma_{\text{см}}$ –напряжение смятия породы; $A_{\text{см}}$ – площадь смятия породы при внедрении резца.

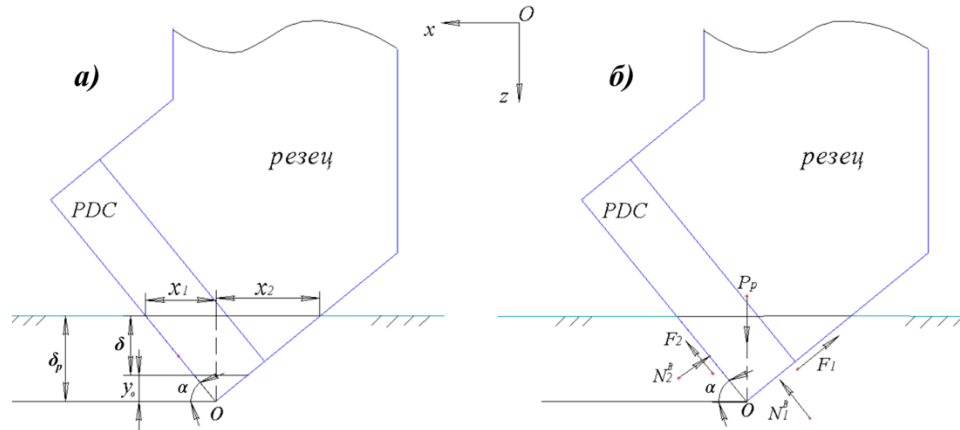


Рис. 3.10 Схема: а) притупления резца; б) действия сил на резец при его внедрении в породу.

Для нахождения площади смятия породы $A_{\text{см}}$ при внедрении резца обратимся к рис. 3.10а. Из которого следует, что $A_{\text{см}}$ в первом приближении, будет равна

$$A_o = (x_1 + x_2)\rho = 2(x_1 + x_2)\sqrt{d_p \delta_p}. \quad (3.30)$$

При этом если полная глубина внедрения в породу острого резца в первый момент работы долота равна δ_p , то

$$\frac{\delta_p}{x_1} = \text{tg}\alpha \quad \Rightarrow \quad x_1 = \delta_p \cdot \text{ctg}\alpha, \quad (3.31)$$

$$\frac{x_2}{\delta_p} = \text{tg}\alpha \quad \Rightarrow \quad x_2 = \delta_p \cdot \text{tg}\alpha. \quad (3.32)$$

Тогда с учетом результатов (3.31) и (3.32) площадь смятия породы $A_{\text{см}}$ будет равна

$$A_{\text{см}} = 2\sigma_{\text{см}}(\text{ctg}\alpha + \text{tg}\alpha)\sqrt{d_p \delta_p^3}. \quad (3.33)$$

После подстановки результата (3.33) в формулу (3.29) окончательно имеем

$$V_p = 2\sigma_{\text{см}}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3}. \quad (3.34)$$

Второе слагаемое в выражении (3.28), представляющее собой суммарную силу трения W_p , определим, исходя из расчетной схемы резца долота, показанной на рис. 3.10б.

$$W_p = F_1 + F_2. \quad (3.35)$$

При этом ее модуль будет равен

$$W_p = F_1 \cos\alpha + F_2 \sin\alpha \quad (3.36)$$

или

$$W_p = N_1^B \cdot f \cdot \cos\alpha + N_2^B \cdot f \cdot \sin\alpha. \quad (3.37)$$

В свою очередь, обращаясь к расчетной схеме резца, показанной на рис. 3.10а, выразим реакции со стороны породы на резец N_1^B и N_2^B через усилие, необходимое для преодоления сил сопротивления породы, V_p .

$$N_1^B = V_p \cdot \sin\alpha, \quad N_2^B = V_p \cdot \cos\alpha. \quad (3.38), (3.39)$$

Тогда после подстановки результатов (3.38) и (3.39) в выражение (3.37) окончательно имеем

$$W_p = V_p \cdot f \cdot \sin\alpha \cdot \cos\alpha + V_p \cdot f \cdot \sin\alpha \cdot \cos\alpha,$$

$$W_p = 2V_p \cdot f \cdot \frac{\sin 2\alpha}{2},$$

$$W_p = V_p \cdot f \cdot \sin 2\alpha.$$

Но с учетом выражения (3.34) имеем

$$W_p = 2f\sigma_{\text{см}}\sin 2\alpha(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3}. \quad (3.40)$$

После подстановки результатов (3.34) и (3.40) в выражение (3.28) получим $P_p = 2\sigma_{\text{см}}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} + 2f\sigma_{\text{см}}\sin 2\alpha(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3}$,

$$P_p = 2\sigma_{\text{см}}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3}(1 + f\sin 2\alpha). \quad (3.41)$$

Обозначим в выражении (3.41) функцию вида $(1 + f\sin 2\alpha) = J$, и запишем окончательно

$$P_p = 2J\sigma_{\text{см}}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3}. \quad (3.42)$$

Из выражения (3.42) может быть определена глубина внедрения резца

$$\delta_p = \left(\frac{P_p}{2J\sigma_{cm}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p}} \right)^{2/3}, \quad (3.43)$$

Таким образом, исследуемая функция $[C]$ имеет вид

$$[C] = N_1[\sin\alpha(1 + f) + \cos\alpha(1 - f)]$$

С учетом полученных выражений (3.27) и (3.43) построим графики изменения функции $[C]$ в зависимости от угла установки α резца, показанные на рис. 3.11. При этом в качестве исходных значений параметров, составляющих указанные выражения, принимаем: $P_z = 105000$ Н; $D = 0.311$ м; $d_p = 0.025$ м; МПа; $\sigma_{ск} = 1$ МПа; $m = 5$; $n = 130$ об/мин; $\theta_f = 8^\circ$; $\alpha_1 = 19.5^\circ$.

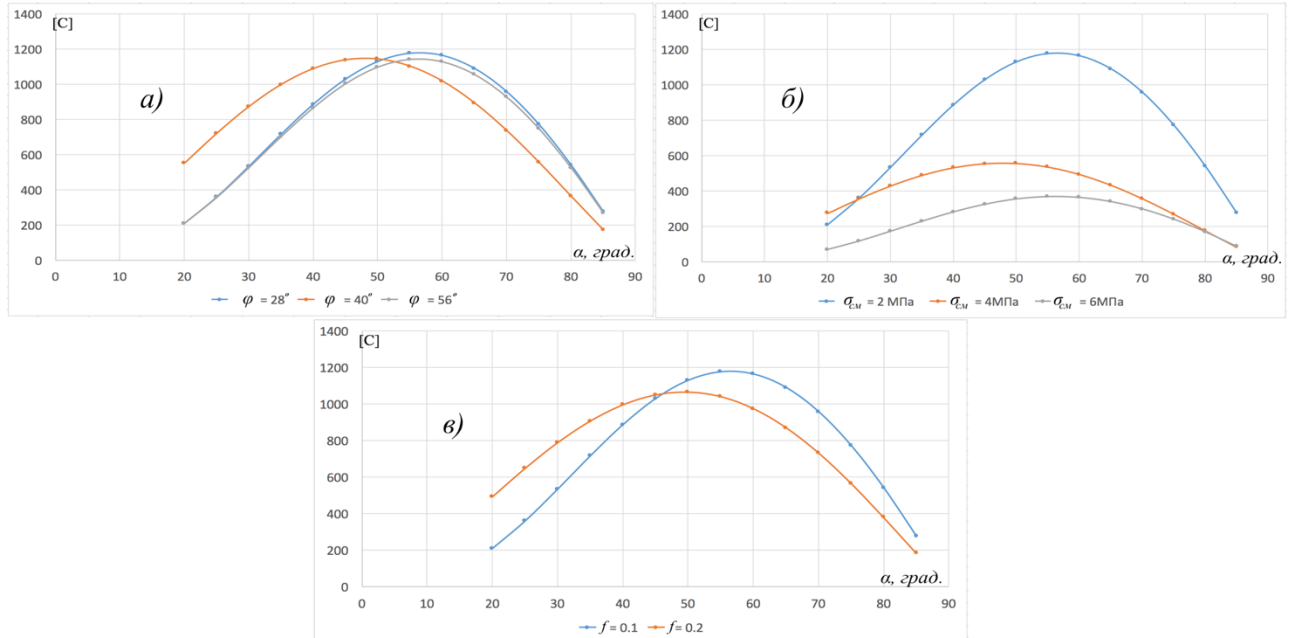


Рис. 3.11 Графики изменения функции $[C]$ в зависимости от угла установки α резца при изменении: а) угла внутреннего трения φ ; б) напряжения сжатия σ_{cm} и в) коэффициента трения f .

Из графиков на рис. 3.11 следует, что

- минимальное изнашивание торцевой поверхности резца происходит при условии установки резца под углом $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$;
- при увеличении параметров, характеризующих свойства пород (φ , σ_{cm} и f), максимальная ордината функции $[C]$ смещается в сторону больших значений угла установки резца α , т.е. "...отрицательный угол утановки резцов должен быть оптимальным для конкретного типа горных пород [28]";

- при увеличении коэффициента трения f интенсивность изнашивания торцевой поверхности увеличивается в указанном диапазоне значений угла α .

Проведенный анализ схемы установки резцов *PDC* с отрицательным углом α , позволяет сделать следующие выводы:

- при бурении скважин в мягких горных породах с содержанием пород средней твердости следует использовать схему с отрицательным углом установки резцов *PDC*, изменяющимся в диапазоне значений $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$, при котором имеет место минимальное изнашивание торцевой поверхности резца *PDC*;
- предметом дальнейших исследований должно явиться совершенствование методики расчета силовых параметров взаимодействия породоразрушающих резцов *PDC* с горной породой на забое с учетом изменения площади их торцевой поверхности по мере изнашивания.

3.3 Техничко-технологические показатели эффективности бурения скважин долотами *PDC* с отрицательным углом установки резцов

3.3.1 Механическая скорость бурения скважин долотами *PDC* с отрицательным углом установки резцов

Рассмотрим в качестве критерия эффективности бурения скважины механическую скорость. Тогда для определения механической скорости бурения скважины с применением долота, оснащенного резцами *PDC* круговой формы диаметром d_p , установленных под отрицательным углом α , воспользуемся методом, предложенным Е.Ф. Эпштейном для лопастного долота РХ.

Пусть данное долото имеет m лопастей, каждая из которых оснащена i -ым числом одинаковых резцов, составляющих режущую кромку лопасти. Приложим к долоту осевую нагрузку P_z , представляющую собой произведение осевой силы, приходящейся на резец P_p , числа лопастей m и числа резцов i , т.е. $P_z = P_p \cdot m \cdot i$.

Допустим, что под действием осевой силы $P_p \cdot i$ лопасть долота погружается в породу на глубину равную δ_p , величина которой определяется формулой (3.43).

И соответственно проходка долота с непритупленными резцами за один оборот будет равна

$$h_o = \delta_p m \quad , \quad (3.44)$$

а проходка долота за время t_1 при частоте вращения n оборотах в минуту будет равна

$$h = \delta_p m n t_1, \quad (3.45)$$

Однако, в процессе работы резец притупляется. Если притупление резца измерять износом по высоте y_o , то глубину внедрения притупленного резца или одной лопасти δ_p^T можно выразить (рис. 3.10а)

$$\delta_p^T = \delta_p - y_o, \quad (3.46)$$

а проходка долота с притупленными резцами за 1 оборот будет равна

$$h_o^T = \delta_p^T m, \quad (3.47)$$

Определим величину притупления лопастей долота за один оборот y (рис. 3.10а).

С одной стороны, величина притупления лопастей долота может быть найдена с учетом объемного износа материала резцов при их трении по породе. Тогда объемный износ материала лопастей долота при уменьшении высоты резцов на величину y за один оборот будет равен

$$V = \frac{y^2(ctg\alpha + tg\alpha)Dm}{4}. \quad (3.48)$$

С другой стороны, износ долота пропорционален работе сил трения, т.е.

$$V = k_{и} A_1 \quad , \quad (3.49)$$

где: $k_{и}$ – коэффициент объемного износа материала резца при трении по данной породе, $\frac{м^3}{кг \cdot м}$; A_1 – работа сил трения за один полный оборот долота.

$$A_1 = q_i m b f_g \int_0^{D/2} R_i \, dR \int_0^{2\pi} d\varphi ;$$

$$A_1 = \pi q_i b f_g \frac{D^2}{4}, \quad (3.50)$$

где: q_i - контактное давление; b - ширина опорной поверхности лопасти долота; f_g – коэффициент трения материала резца долота о породу; D – диаметр долота; $d\varphi$ – элементарный угол поворота долота.

Причем контактное давление q_i в зависимости от профиля лопасти долота с достаточной степенью точности может быть выражено следующей формулой

$$q_i = \frac{2P_z}{mbD} \cos\alpha_i. \quad (3.51)$$

После подстановки q_i в выражение (3.50) работы сил трения A_1 имеем

$$A_1 = \frac{\pi f_g D P_z \cos\alpha_i}{2}. \quad (3.52)$$

Тогда работа сил трения за время t_1 при частоте вращения n об/мин. будет равна

$$\begin{aligned} A &= A_1 n t_1, \\ A &= \frac{\pi f_g D P_z n t_1 \cos\alpha_i}{2}, \end{aligned} \quad (3.53)$$

где: α_i – угол между касательной, проведенной в i -ой точке к профилю лопасти долота и горизонталью.

Далее подставляя значение A из выражения (3.53) в (3.49), получим

$$V = \frac{k_n \pi f_g D P_z n t_1 \cos\alpha_i}{2}. \quad (3.54)$$

Приравнивая правые части равенств (3.54) и (3.48), получим

$$\frac{y^2 (ctg\alpha + tg\alpha) D m}{4} = \frac{k_n \pi f_g D P_z n t_1 \cos\alpha_i}{2}, \quad (3.55)$$

откуда определяем y

$$y = \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n t_1 \cos\alpha_i}{(ctg\alpha + tg\alpha) m}}. \quad (3.56)$$

Выражение (3.56) позволяет подсчитать величину притупления резцов долота в каждый данный момент работы, т.е. через t_1 минут от начала бурения.

Соответствующее значение δ_p в каждый данный момент работы долота будет равно

$$h_0^T = \delta_p^T m - y = \delta_p^T m - \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n t_1 \cos\alpha_i}{(ctg\alpha + tg\alpha) m}}. \quad (3.57)$$

Так как u является нелинейной непрерывной функцией времени, то очевидно, что проходка за время от 0 до t_1 может быть получена интегрированием в этих пределах выражения

$$dh = h_0^T n dt_1. \quad (3.58)$$

Следовательно, за время dt_1 при числе оборотов долота n в минуту проходка будет равна

$$dh = \delta_p m n dt_1 - n \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}} \sqrt{t_1} dt_1 \quad (3.59)$$

Проходка долота h за время $[t_1 - t_0]$ будет равна

$$h_{t_0-t_1} = \int_{t_0}^{t_1} h_0^T n dt_1 = \int_{t_0}^{t_1} \delta_p m n dt_1 - \int_{t_0}^{t_1} \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n^3 \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}} \sqrt{t_1} dt_1,$$

$$h_{t_0-t_1} = \delta_p m n (t_1 - t_0) - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n^3 \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}} (\sqrt{t_1^3} - \sqrt{t_0^3}), \quad (3.60)$$

где: t_0 - время бурения долота до начала работы на отрезке времени $[t_1 - t_0]$; t_1 - полное время бурения долотом.

Если долото не использовалось в процессе бурения скважины и резцы его лопасти не притуплены, то при $t_0 = 0$ проходка составит

$$h_{0-t_1} = \delta_p \cdot m \cdot n \cdot t_1 - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n^3 \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}} \sqrt{t_1^3}. \quad (3.61)$$

$$h_{0-t_1} = \delta_p m n t_1 - \frac{2}{3} n t_1 \sqrt{\frac{2k_n \pi n P_z t_1 \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}}. \quad (3.62)$$

Когда $h_0^T = 0$, будет иметь место не резание породы, а ее истирание, так как удельное давление от осевой нагрузки P_z будет меньше чем критическое напряжение $\sigma_{см}$ для данной породы, и погружение долота будет происходить только за счет упругой деформации породы.

Очевидно, что h_0^T обращается в нуль, когда $\delta_p m = y$ (рис. 3.10а)

$$\delta_p m = \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n t_1 \cos \alpha_i}{(ctg \alpha + tg \alpha) m}}. \quad (3.63)$$

Решая выражение (3.63) относительно t_1 можно определить время, в течение которого возможно бурение в режиме резания, после истечения которого режим

резания перейдет в режим истирания породы. Обозначая $t_1 = t_n$, получим это возможное время бурения в режиме резания.

$$t_1 = t_n = \frac{\delta_p^2 m^3 (ctg\alpha + tg\alpha)}{2k_n \pi f_g P_z n \cos\alpha_i}. \quad (3.64)$$

Тогда проходку новым долотом в течении всего возможного времени t_n можно будет определить, подставив значение t_n из выражения (3.64) в (3.62),

$$h_{0-t_n} = \left[\delta_p m n - \frac{2}{3} n \sqrt{\frac{2k_n \pi f_g P_z n t_n \cos\alpha_i}{(ctg\alpha + tg\alpha)m}} \right] t_n,$$

после простейших преобразований окончательно имеем

$$h_{t_0-t_n} = \frac{1}{6} \frac{\delta_p^2 m^4 (ctg\alpha + tg\alpha)}{k_n \pi f_g P_z \cos\alpha_i}. \quad (3.65)$$

Влияние каждого фактора, входящего в формулу (3.65), на проходку за время от 0 до t_n очевидно.

Среднюю механическую скорость бурения $V_{мех}$ за время t_n получим, разделив в выражение (3.65) на выражение (3.64).

$$V_{мех} = \frac{h_{t_0-t_n}}{t_n} = \frac{1}{6} \frac{\delta_p^2 m^4 (ctg\alpha + tg\alpha)}{k_n \pi f_g P_z \cos\alpha_i} \cdot \frac{2k_n \pi f_g P_z n \cos\alpha_i}{\delta_p^2 m^3 (ctg\alpha + tg\alpha)},$$

тогда окончательно формула для определения механической скорости бурения $V_{мех}$ будет равна

$$V_{мех} = \frac{1}{3} \delta_p m n, \text{ м/мин} \quad (3.66)$$

или

$$V_{мех} = 20 \delta_p m n, \text{ м/ч}, \quad (3.67)$$

где: $\delta_p = \left[\frac{P_p}{2J\sigma_{см}(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p}} \right]^{2/3}$, м; n – частота вращения об/мин.

С учетом полученного выражения (3.67) построим графики изменения механической скорости $V_{мех}$ в зависимости от угла установки α резца, показанные на рис. 3.12. При этом в качестве исходных значений параметров, составляющих указанное выражение, принимаем: $P_z = 105000$ Н; $D = 0.311$ м; $d_p = 0.025$ м; $m = 5$; $n = 130$ об/мин; $\theta_f = 8^\circ$; $\alpha_1 = 19.5^\circ$.

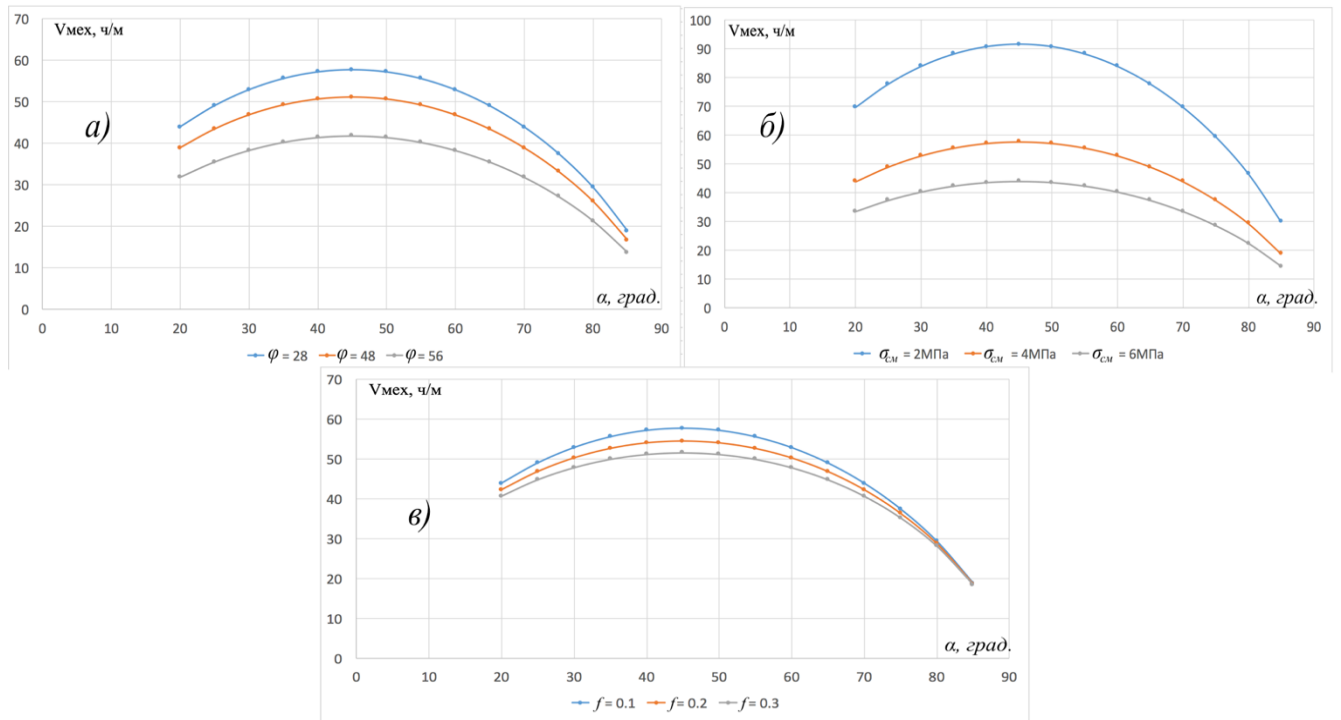


Рис. 3.12 Графики изменения механической скорости $V_{\text{мех}}$ бурения в зависимости от угла установки α резца PDC при различных значениях: а) угла внутреннего трения φ ; б) напряжения сжатия $\sigma_{\text{см}}$ и в) коэффициента трения f .

На основании анализа формул (3.64), (3.65) и (3.67) и графиков, показанных на рис. 3.12 можно сделать следующие выводы:

- при увеличении частоты вращения n продолжительность работы долота на забое уменьшается, но в такой же степени возрастает механическая скорость бурения, а рейсовая скорость остается постоянной;
- при $\alpha = 45^\circ$ механическая скорость бурения достигает максимального значения;
- увеличение механической скорости бурения при $\alpha = 45^\circ$ до 31% выше механической скорости бурения при $\alpha = 70^\circ$, что свидетельствует о том, что применяемая схема с отрицательным углом установки резцов PDC $\alpha = 70^\circ$ при бурении в отложениях миоцена и олигоцена малоэффективна;
- средняя механическая скорость бурения достигает максимального значения при $\alpha = 40^\circ \div 50^\circ$;

Таким образом, в процессе бурения скважин в отложениях миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой» рекомендуется использовать долота *PDC* с отрицательным углом установки резцов в диапазоне значений $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$, что обеспечивает минимальную интенсивность изнашивания торцевой поверхности резца и реализует максимальную механическую скорость бурения.

3.3.2 Мощность, затрачиваемая на работу долота *PDC* с отрицательным углом установки резцов

В процессе бурения скважины на резец лопасти долота действуют силы, показанные на рис. 3.9. Из приведенной схемы следует, что окружная сила, приложенная к резцу, будет равна

$$P_{op} = F_2 - F_1 \cos\alpha + N_1 \sin\alpha. \quad (3.68)$$

С учетом того, что силы трения F_1 и F_2 соответственно равны $N_1 f$ и $N_2 f$, то имеем

$$P_{op} = N_2 f - N_1 f \cos\alpha + N_1 \sin\alpha. \quad (3.69)$$

При этом реакция N_2 может быть определена в виде

$$N_2 = P_p - N_1 \cos\alpha - N_1 f \sin\alpha. \quad (3.70)$$

После подстановки результата (3.70) в выражение (3.69) получим

$$P_{op} = P_p f + N_1 (\sin\alpha - 2f \cos\alpha - f^2 \sin\alpha). \quad (3.71)$$

С учетом выражения (3.27) и введением обозначения $K = (\sin\alpha - 2f \cos\alpha - f^2 \sin\alpha)$ получим

$$P_{op} = P_p f + \sigma_{ск} (1 + tg\varphi) \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{3/2} \sin\alpha + 2\delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin\alpha_1 \sin\alpha} K. \quad (3.72)$$

Тогда окружная сила, действующая на долото будет равна

$$P_o = mi \left(P_p f + \sigma_{ск} (1 + tg\varphi) \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{3/2} \sin\alpha + 2\delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin\alpha_1 \sin\alpha} K \right). \quad (3.73)$$

Разделив эту силу на радиус долота $0.5D$, получим удельную окружную силу, действующую вдоль лопасти долота.

$$P_o^{y_d} = \frac{2P_o}{D}. \quad (3.74)$$

Поскольку элементарный крутящий момент $dM_{кр}$, действующий на элемент лопасти долота и удаленный от его оси на расстоянии R_i , равен

$$dM_{кр} = P_o^{y_d} R_i dR_i, \quad (3.75)$$

тогда полный крутящий момент будет равен

$$M_{кр} = mP_o^{y_d} \int_0^{D/2} R_i dR_i = mP_o^{y_d} \frac{D^2}{8}. \quad (3.76)$$

Тогда мощность, подводимая к долоту, будет равна

$$N_d = M_{кр} \cdot \omega = M_{кр} \frac{\pi \cdot n}{30}. \quad (3.77)$$

$$N_d = \frac{\pi m^2 D n i}{120} \left(P_p f + \sigma_{ск} (1 + tg \varphi) \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{3/2} \sin \alpha + 2 \delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin \alpha_1 \sin \alpha} K \right). \quad (3.78)$$

Построим график изменения мощности N_d , подводимой к долоту PDC в зависимости от угла установки резцов α и свойств горных пород (рис. 3.13). При этом в качестве исходных значений параметров, составляющих указанные выражения, принимаем: $P_z = 105000$ Н; $D = 311$ мм; $d_p = 25$ мм; $\sigma_{см} = 2$ МПа; $\sigma_{ск} = 1$ МПа; $m = 5$; $n = 130$ об/мин, $f = 0.1$.

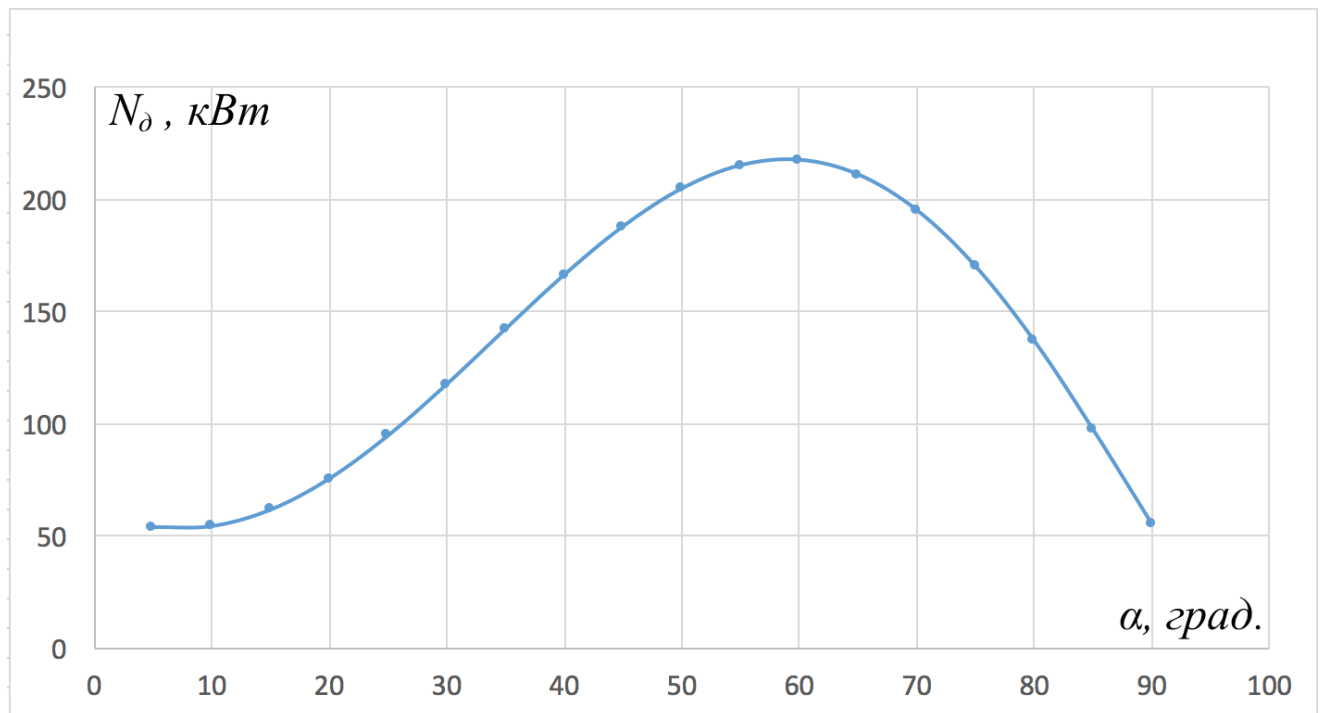


Рис. 3.13 График изменения мощности N_d , подводимой к долоту PDC в зависимости от угла установки резцов α .

Анализ графика, показанного на рис. 3.13, позволяет сделать следующие выводы:

- при $\alpha = 60^\circ$ мощность, подводимая к долоту, принимает максимальное значение;
- при $\alpha = 45 \div 55^\circ$ мощность, подводимая к долоту *PDC*, имеет меньше значение до 11% по сравнению с максимальным значением, соответствующим $\alpha = 60^\circ$, при котором достигается максимальная механическая скорость бурения;
- для подтверждения характер изменения мощности, подводимой к долоту *PDC* в зависимости от угла установки резца α , необходимо провести ряд стендовых исследований.

3.4 Общие сведения о механизме набухания глин

Бурение скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой» сопровождается осложнениями, возникающими при проходке глиносодержащих горных пород, составляющих отложения нижнего миоцена и олигоцена. С целью предупреждения возможных осложнений необходимо выяснить природу механизма набухания глин, которое является причиной снижения эффективности процесса бурения скважин.

Глинистые минералы всех типов адсорбируют воду, но смектиты благодаря разбухающей решетке вбирают в себя значительно большие объемы воды, чем другие глины. По этой причине большая часть исследований, посвященных процессу набухания глин, проводилась с использованием смектитов, в частности монтмориллонитов.

Известны два механизма набухания: кристаллический и осмотический.

Кристаллическое набухание происходит в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов (как наружных, так и межслоевых) в случае глин с разбухающей решеткой (рис. 3.14) [18]. Как видно на рис. 3.15, первый слой воды удерживается на поверхности водородными связями с шестигранной решеткой атомов кислорода.

Следовательно, молекулы воды также образуют шестигранную структуру, как показано на рис. 3.16 [18]. Следующий слой имеет аналогичное строение и связан с первым.

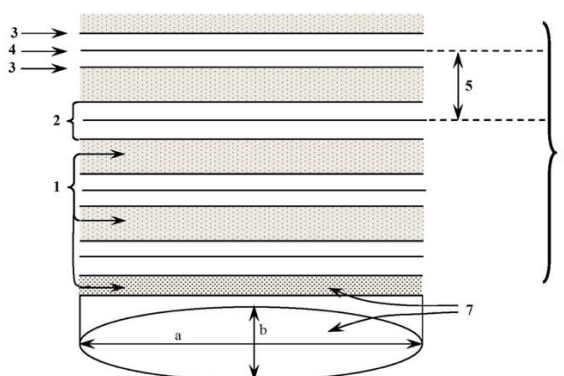


Рис. 3.14 Трехслойная разбухающая решетка глины: 1 – обменные катионы и кристаллизационная вода; 2 – единичный слой; 3 – тетраэдрический слой; 4 – октаэдрический слой; 5 – переменное межслоевое расстояние; 6 – ребро кристалла; 7 – базальная поверхность.

На рис. 3.16 показано объединение слоев воды и вермикулита благодаря водородным связям. Атомы кислорода, обозначенные большими пунктирными кружками, находятся на расстоянии 0,273 нм от поверхности молекул воды.

Эта вода обладает квазикристаллическими свойствами. Так, на расстоянии 1 нм от поверхности кристалла вода имеет удельный объем, который примерно на 3% меньше удельного объема свободной воды. (Сравни с удельным объемом льда, который на 8% больше удельного объема свободной воды). Кроме того, структурированная вода имеет большую вязкость, чем свободная вода.

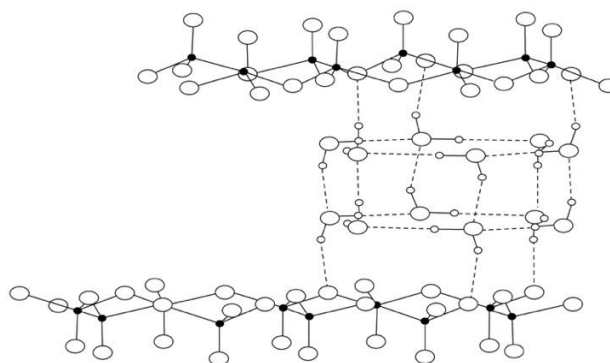


Рис. 3.15 Адсорбционные слои воды между слоями частично дегидратированного вермикулита.

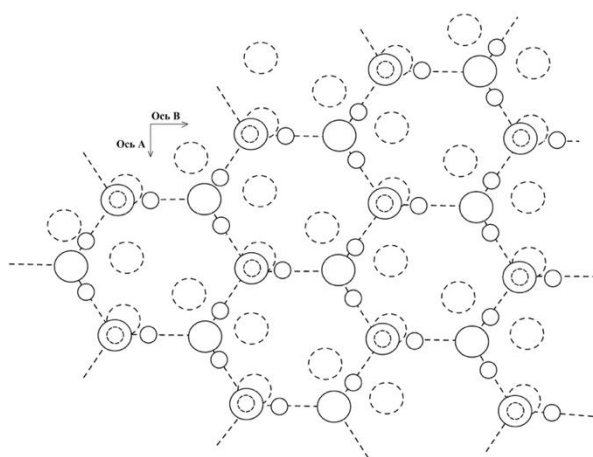


Рис. 3.16 Объединение слоев воды и вермикулита.

Обменные катионы влияют на кристаллизационную воду двояко. Во-первых, многие катионы сами гидратированы, т.е. имеют оболочки из молекул воды (исключение составляют NH_4^+ , K^+ , Na^+). Во-вторых, они являются конкурентами молекул воды в образовании связей с поверхностью кристалла и в связи с этим имеют тенденцию разрушать водную структуру. Исключение составляют Na^+ и Li^+ , которые образуют слабые связи и имеют тенденцию диффундировать в водную фазу суспензии.

Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями больше их концентрации в основной массе раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего межслоевое расстояние увеличивается и появляется возможность образования диффузных частей двойных электрических слоев. Хотя никакие полупроницаемые мембраны в этом процессе не участвуют, механизм набухания глин в основном носит осмотический характер, так как вызывается разницей в концентрации электролита.

Осмотическое набухание по сравнению с кристаллическим приводит к значительно большему увеличению общего объема. Например, натриевый монтмориллонит при кристаллическом набухании адсорбирует около 0,5 г воды на 1 г сухой глины и его объем удваивается, а при осмотическом набухании он адсорбирует около 10 г воды на 1 г сухой глины, т.е. его объем возрастает в 20 раз. Однако отталкивающие силы между слоями значительно слабее при осмотическом набухании, чем при кристаллическом.

Регулирование интенсивности и направленности осмотических перетоков может быть достигнуто путем изменения гидродинамической обстановки в стволе скважины за счет увеличения или уменьшения плотности бурового раствора. В этом случае возможно снижение интенсивности осмотических перетоков, достижение динамического равновесия между поровой жидкостью и водным компонентом бурового раствора и реализация обратноосмотического эффекта. Но увеличение или уменьшение плотности бурового раствора по сравнению со значением, эквивалентным значению градиента порового давления, приводит к изменению параметров режима бурения и может привести к осложнениям, связанным с гидроразрывом пласта, поглощениями, нефтегазопроявлениями и другими.

Выбор наиболее эффективных способов регулирования осмотического массопереноса базируется на установлении доминирующего действия неуправляемых факторов, таких как влажность породы, минерализация поровой воды, градиент порового давления и др.

В целом при регулировании осмотических процессов целесообразно использовать весь комплекс мероприятий [18], предусматривающий выбор:

- минерализации водного компонента бурового раствора в соответствии с минерализацией поровых вод, т.е. равновесной;
- системы обработки бурового раствора, обеспечивающей такую же осмотическую активность, как и активность флюидосодержащих сред разреза.

Из выше изложенного следует, что увеличение общего объема глины при контакте с водной фазой бурового раствора происходит в большей степени из-за осмотического набухания. Поэтому при бурении скважин в глиносодержащих горных породах необходимо наибольшее внимание следует уделить способам регулирования осмотических процессов.

3.5 Анализ существующих методов ингибирования глиносодержащих горных пород

Наиболее частые осложнения при бурении глинистых пород связаны с потерей устойчивости стенок скважины, происходящей за счет взаимодействия активной составляющей глиносодержащих отложений с водной фазой буровых растворов и веществами, растворенными в ней. Считается, что под действием геостатического давления обезвоживаются, уплотняются и подвергаются активному воздействию молекул воды бурового раствора за счет поверхностной гидратации и осмотических сил при наличии разницы концентраций ионов в пласте и скважине.

В работе [18] на основе обобщения данных об особенностях ингибирующей способности различных реагентов и их композиций проведена систематизация методов ингибирования, которые сводятся к следующему:

- модификация водной фазы растворов;
- модификация поверхности глинистых частиц;
- частичное изменение природы обменного комплекса глин;
- капсулирование глин полимерами.

Модификация водной фазы раствора в простейших случаях осуществляется за счет осмотической активности раствора при введении электролитов. На практике регулирование минерализации водного компонента бурового раствора осуществляют вводом в него наиболее доступных и технологически целесообразных солей электролитов – $NaCl$, KCl , $MgCl_2$, $CaCl_2$, $MgCl_2 \cdot H_2O$. Наибольший эффект достигается при использовании калиевых и магниевых солей, а также алюмокалиевых квасцов. Это обусловлено физико-химическими особенностями взаимодействия с породами, слагающими стенки скважины. Так, соли калия способствуют снижению гидрофильности породы, что уменьшает набухание и размокание глин, т.е. подавляют гидратацию минералов. Соли магния и алюминия также снижают гидрофильность пород, хотя в меньшей степени. Кроме того, они эффективно связывают молекулы воды, уменьшая их кинетическую подвижность. Близкими по механизму действия являются добавки некоторых органических гидрофильных веществ (глицерина, полиглицеринов и их растворимых солей).

Однако простое увеличение минерализации жидкой фазы бурового раствора далеко не всегда дает положительный результат. Применение искусственного засолонения хлоридами натрия, калия промывочной жидкости без учета ионообменного комплекса глин приводит к значительному снижению технико-экономических показателей бурения и усилению кавернообразования, даже при низких значениях водоотдачи раствора [14].

Одним из широко признанных приемов против разрушения аргиллитов и глинистых сланцев является использование калиевых буровых растворов и то, если они насыщены KCl и содержат K^+ во всех без исключения реагентах, включая щелочь KOH . В работе [16] на основании результатов исследований по устойчивости образцов аргиллитов в растворах, содержащих различные компоненты буровых растворов, показано, что наибольшей способностью предотвращать гидратацию глин обладают ионы K^+ и H_3O^+ . Однако практика бурения показывает, что насыщение бурового раствора ионами калия не всегда предотвращает разрушение глиносодержащих горных пород, а в некоторых случаях даже способствует ему.

Модификация поверхности глиносодержащих горных пород может быть осуществлена с использованием кремнийорганических соединений, ПАВ, комплексонов (органические соединения, способные образовывать хелатные соединения с катионами металлов, а также поликонденсатные азотсодержащие комплексоны, такие как гуанидин, цианамид и их производные). При этом эффект достигается либо за счет скрепления дисперсных частиц глинистых минералов и предотвращения их выхода в раствор, либо за счет изолирующего действия, ограничивающего контакт глинистой породы с промывочной жидкостью.

Силикатная промывочная жидкость, оказалась довольно эффективной в отношении гидратации [14], но не нашла широкого применения из-за трудности поддержания их реологических свойств [15].

Частичное изменение природы обменного комплекса глин позволяет уменьшить нестабильность глин за счет ввода в буровой промывочный раствор солей, содержащих ионы, способные к обмену с ионами обменного комплекса

глин. Способность ионов проникать в межплоскостное пространство глинистого минерала напрямую связана с размерами гидратированных ионов, которые, в свою очередь, уменьшаются в ряду: $Mg^{+2} - Li^{+2} - Ca^{+2} - Ba^{+2} - Na^{+} - NH_4^{+} - K^{+}$.

В наибольшей степени уменьшают набухание ионы цезия. Но по экономическим соображениям на практике используют в основном соли калия и аммония.

Ингибирование диспергирования и набухания может существенно зависеть от характера аниона. Значительным является вклад только анионов низших карбоновых кислот, причем их влияние может быть значительно выше катионов. Промывочные буровые растворы с такими ингибиторами термостойки, не ухудшают реологических свойств, практически не корродируют оборудование и экологически безвредны.

При капсулировании глин полимерами важную роль при создании недиспергирующих буровых растворов играют полимеры, обладающие мембранообразующей способностью и инкапсулирующие глинистые частицы. Наиболее прочные связи с глинистыми частицами образуют поликатионные полимеры, в том числе неорганические полимерные продукты гидролиза.

В работе [41] авторами предложен следующий механизм формирования полупроницаемой мембраны при электроосмотическом перетоке промывочной жидкости. Если в стенках скважины, сложенных глинодержащими горными породами, присутствует естественная пористая среда - глинистые минералы с заполнением пор гидратной и физической водой определенной минерализации, то в этом случае происходит переток водной фазы промывочной жидкости с меньшей минерализацией солей в ее составе. Скорость электроосмотического перетока водной фазы будет в основном определяться величиной электрокинетического потенциала (ζ) и вязкостью водной фазы (η). В случае введения добавок электролитов в состав промывочной жидкости величина электрокинетического потенциала будет уменьшаться, что вызовет уменьшение скорости электроосмотического перетока. Однако поверхностные слои глинистых минералов будут контактировать с молекулами водной фазы (растворителя), что

будет вызывать возникновение расклинивающего давления, приводящего к гидратации и набуханию глин. При последующем введении в состав промывочной жидкости полимерных реагентов, являющихся по своей физико-химической природе полиэлектролитами, на поверхности глинистых минералов будет формироваться полимерэлектролитный защитный слой - полупроницаемая мембрана (рис. 3.17) [41].

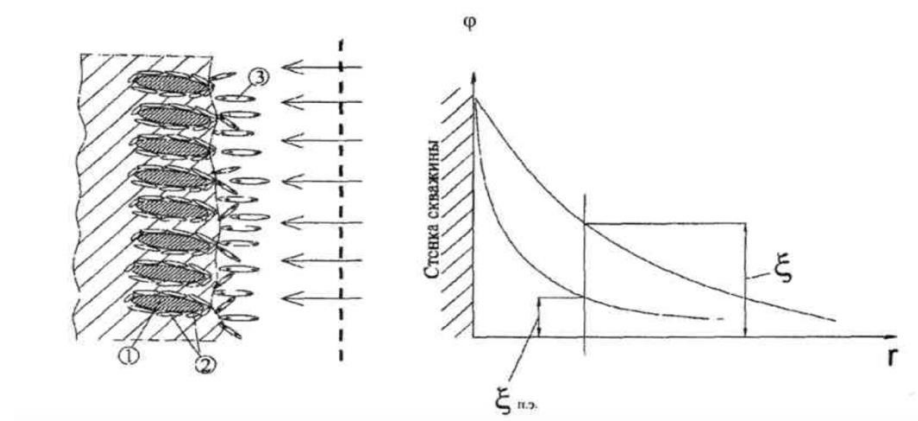


Рис. 3.17 Схема к механизму формирования полупроницаемой мембраны при электроосмотическом перетоке: 1 – частицы глинистых минералов; 2 – адсорбированные молекулы полиэлектролита; 3 – дипольные молекулы.

Такая мембрана, созданная на поверхности глинистых минералов за счет адсорбированных молекул полиэлектролита будет защищать структурные слои глинистых минералов от проникновения в них дипольных молекул воды, предотвращая их размокание и набухание. Кроме того, адсорбированный слой молекул полиэлектролита будет задерживать молекулы воды за счет их электрофизического взаимодействия с мембраной, а также препятствовать проникновению их в поры и каналы глиносодержащих пород. При этом, до введения полиэлектролита величина электрокинетического потенциала составляла (ξ), а после введения – происходит его существенное уменьшение до величины (ξ п.э.), что замедляет электроосмотический переток водной фазы промывочной жидкости [41].

Электрофизические свойства мембраны обуславливаются двойной природой молекулы адсорбируемых на глинистых частицах полимерных веществ: с одной стороны органическое вещество, обладающее ярко выраженной адсорбцией на

границе раздела раствор - глинистая частица, а с другой - это электролит, подверженный диссоциации молекулы с выделением, как правило, катиона. Это позволяет сформировать на поверхности глинистых частиц в стенках скважины двойной электрический слой, состоящий из этих катионов и диполей молекул воды. Поэтому перемещение этих молекул воды вглубь глинистой породы замедляется за счёт действия электрокинетического потенциала двойного электрического слоя. Таким образом, формированию мембраны на поверхности глинистых горных пород в стенках скважины способствует стабилизирующее действие молекул полимера по отношению к глинистым частицам, которые обволакиваются этими молекулами, и образование двойного электрического слоя, составленного диссоциированными молекулами полимера и водной фазы раствора.

Наиболее часто практикуют применение полианионных полимеров: как неорганических (силикаты и алюминаты), так и органических (КМЦ, ПАН, ПАА и др.).

Применение неорганических поликатионных полимеров ограничено из-за длительности их взаимодействия с глинами, несовместимость с карбонатами и чувствительность к рН среды. Органические катионные полимеры с различными заряженными фрагментами (аммониевыми, сульфониевыми) пригодны для всех глин независимо от содержания в них карбонатов. Но не сочетаются со многими реагентами буровых растворов [18].

Таки образом, из ряда существующих методов ингибирования буровых растворов предпочтение следует отдавать двум методам, а именно, частичному изменению природы обменного комплекса глин и капсулированию глин полимерами.

3.6 Обоснование и выбор ингибиторов глиносодержащих горных пород

В настоящее время при создании буровых растворов применяются различные виды ингибиторов, свойства которых должны соответствовать комплексу внешних факторов, определяющих эффективность процесса бурения скважин в сложных

геологических условиях. Ниже приведем описание свойств отдельных видов ингибиторов, имеющих место на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

Хлористый калий KCl. Ион калия K^+ , в сравнение с другими катионами, обладает особым ингибирующим действием. Ион калия является практически негидратируемым катионом, за счет чего достигается надежная коагуляция базальных поверхностей глины. Малый размер гидратированного катиона калия позволяет ему проникать в особые места кристаллической решетки глин и необратимо нейтрализовать отрицательный заряд поверхности глины. В результате такого химического взаимодействия происходят изменения минералогической природы глин, которые превращаются в водонечувствительный минерал – довольно хорошо окристаллизованную гидрослюда. Этот процесс практически необратим. Интенсивность такого процесса насыщения глины ионами калия зависит от концентрации данных ионов, примесей других солей, температуры и величины pH. Дешевым и доступным источником ионов калия является хлористый калий. Оптимальная концентрация этого ингибитора в растворе колеблется от 5 до 12% [1] и зависит от физико-химических свойств разбурываемых глин и концентрации других солей, которые замедляют действие ионов калия. Для эффективного ингибирования необходимо, чтобы концентрация хлорида калия не менее, чем в 3 раза превышала концентрацию других солей ($NaCl$, Na_2SO_4 , $CaSO_4$). Так, если калиевый раствор готовится на основе морской воды (концентрация солей 3-3,5%), содержание хлористого калия в растворе должно быть 10-12%. Важным условием является величина pH, которую необходимо поддерживать на уровне 9-10. Интенсивность ингибирования возрастает с повышением температуры.

Алюмокалиевые квасцы (АКК), проявляющие ингибирующее действие по отношению к глинодержащим горным породам за счет выделяющегося при диссоциации катиона K^+ , который обладает повышенной подвижностью в пределах кристаллической решетки глин. Эта подвижность катионов K^+ обеспечивает заполнение ими лунок в кристаллических структурных элементах глинистых минералов, что способствует приданию ей жесткости, препятствующей

поступлению молекул воды в межплоскостное пространство элементарных кристаллических пластинок глины.

Жидкое стекло (силикат натрия или калия). Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид $R_2O-nSiO_2$, где R_2O может быть Na_2O или K_2O ; n - число молекул кремнезема.

В бурении применяется силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цвета. Плотность жидкого стекла составляет $1,3 \div 1,8$ г/см³. Жидкое стекло следует хранить в закрытых емкостях, так как на воздухе оно разлагается с выделением нерастворимого осадка - аморфного кремнезема.

При добавлении жидкого стекла к буровым растворам в количестве до $3 \div 5$ % по массовой доле от объема его вязкость и предельное статическое напряжение сдвига значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту рН системы, добавки его могут привести к росту значения рН до 12 и выше. Силикат натрия применяют при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости, так и в качестве составной части быстросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн.

Кроме того, на основе жидкого стекла готовят специальные силикатные буровые растворы. Силикатные растворы из жидкого стекла, воды, соли и бентонитовой глины применяют для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев.

Поваренная соль (хлористый натрий) $NaCl$ может быть использована для повышения структурно-механических свойств буровых растворов, обработанных защитными коллоидами, в частности, углещелочным реагентом. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях.

Насыщенные растворы соли применяют при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный буровой раствор, растворяя стенки скважины, образует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

Xanvis – поставляется в жидком виде и содержит до 43% по массе ксантановый биополимер эфира дипропиленгликоля. Основная функция *xanvis* – это улучшение выносящей способности бурового раствора, его способности к очистке от выбуренного шлама и повышение смазочной способности бурового инструмента. Выполнение этих функций обеспечивается повышением вязкости бурового раствора при добавлении этого реагента, а также флокулирующим его действием по отношению к выбуриваемым частицам шлама и адсорбирующим действием макромолекул полимера в глинистой корке на стенках скважины.

Polyalkylene glycol (PAG) – полиалкиленгликоль, обладающий помимо структурообразующего действия, способностью к образованию гелеобразных структур на поверхности глинистых частиц, что позволяет улучшить ингибирующее действие. Кроме того, в структуре водных растворов полимеров с добавлением *PAG* возникают молекулярно-мицеллярные переходы [57], способствующие получению выгодной реологической характеристики таких растворов. *PAG* обеспечивает контроль водоотдачи, повышает стойкость глинистой корки при динамическом воздействии бурильной колонны и потока бурового раствора, улучшает смазывающее его действие, снижающее трение бурового инструмента.

Partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA) – частично гидролизированный полиакриламид, имеющий среднюю молекулярную массу. Активно взаимодействует с молекулами воды, обеспечивая их связывание и уменьшение поступления их количества в глинистые породы, слагающие стенки скважины. Это действие *PHPA* способствует образованию полупроницаемой мембраны на поверхности глиносодержащих горных пород в стенках скважины за счет флокулирующего действия *PHPA*, что создает ингибирующее действие бурового раствора. Также этот реагент способствует контролированию вязкости бурового раствора при бурении с высокой механической скоростью и при поступлении в состав него большего количества катионов Ca^{+2} и Mg^{+2} .

Ultrahid является реагентом полиамином, который обеспечивает ингибирование глинистых пород от набухания за счет уменьшения тенденции

присоединения молекул воды к глинистым частицам. Его добавка в буровом растворе практически не влияет на вязкость и фильтрационные свойства.

Химический реагент *ultrahid* адсорбируется основными поверхностями кристаллических пластин, образуя химические связи, что способствует уменьшению расстояния между элементарными глинистыми частицами, из-за чего молекулы воды не могут проникать в межплоскостное пространство таких частиц. *ultrahid* поставляется в жидком виде, являясь основным ингибирующим химическим реагентом в составе бурового раствора *Ultradrill*.

Химический реагент *ultrahid* представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, плотностью $0,993 \div 1,023$, рН $9,0 \div 9,5$, температура горения $>93^{\circ}\text{C}$. Рекомендуемая концентрация в растворе $2 \div 4\%$ от общего его объема и зависит от активности глиносодержащих горных пород.

Ultrasap – является катионным полимерным реагентом, обеспечивающим создание полимерных пластиков в структуре глинистого раствора за счет дефлокулирующего действия относительно глинистых частиц. Такой реагент контролирует набухание глинистых частиц в составе глиносодержащих горных пород в стенках скважины, способствуя повышению их устойчивости. Химический реагент *ultrasap* является низкомолекулярным веществом, получаемым на основе сополимера акриламида, имеющего поликатионные свойства, и обеспечивает активное взаимодействие с частицами бентонита в составе глинистого раствора.

Наряду с ингибирующим действием *ultrasap* практически не влияет на вязкость бурового раствора при небольшом увеличении показателя фильтрации. Выпускается для обработки буровых растворов в виде геля или белого порошка.

Ultrafree – это смазочное вещество для исключения кратковременных прихватов долота, КНБК и обсадной колонны.

Химический реагент *ultrafree* обладает способностью адсорбироваться на поверхности глиносодержащих горных пород в стенках скважины и бурового инструмента, что способствует увеличению смазывающей способности бурового раствора. При использовании *ultrafree* в составе бурового раствора исключается зашламование забоя и налипание частиц выбуренной породы на долоте, что

способствует увеличению механической скорости бурения при значительном снижении величины крутящего момента.

Реагент *ultrafree* поставляется в виде желтой или серой жидкости плотностью $0,78 \div 0,85$ г/см³, растворяющейся в растворах на водной основе за счет ее эмульгирования.

В настоящее время наибольшее распространение при составлении рецептов буровых растворов на месторождении «Южный Дракон и Доймой» получили следующие виды ингибиторов: *xanvis*, *duovis*, *KCl*, *ultrahib*, *ultracap*, *ultrafree*, *PHPA*, *PAG*, *pacseal LV*.

3.7 Выбор и обоснование рецептуры ингибирующих буровых растворов

В настоящее время при бурении скважин на предприятии «Вьетсовпетро» применяются различные ингибирующие буровые растворы, которые предназначены для повышения устойчивости стенок скважин на участках залегания миоценовых и олигоценых отложений. Такие отложения характеризуются наличием мощных толщ глин различного минералогического и химического состава, что затрудняет использование бурового раствора универсального состава, позволяющего устранить осложнения, связанные с гидратацией и набуханием глиносодержащих горных пород. Это отражается на сложности проявления механизма ингибирования таких глиносодержащих горных пород, что зачастую не исключает диспергирования их в стенках скважин и буровом растворе. Это приводит к возникновению деформационной неустойчивости горных пород ствола скважин и значительному увеличению плотности бурового раствора за счет обогащения выбуриваемой глиносодержащей породы, подвергающейся диспергированию водной фазой бурового раствора.

Однако, конкретная рецептура таких буровых растворов еще не разработана, что и явилось предметом наших исследований.

Как показывает анализ технологий бурения скважин в глиносодержащих горных породах, наибольшую трудность при проходке представляют такие

породы, которые под воздействием фильтрата бурового раствора размокают за счет гидратации; набухают, увеличиваясь в объеме, и способствуют возникновению деформационных нарушений устойчивости ствола скважин. Автором работы [15] и рядом других исследователей [18, 1, 33, 14, 57] раскрыты механизмы ингибирования глиносодержащих горных пород при использовании полимерных и полимерно-электролитных буровых растворов на водной основе. Эти исследования позволяют сконцентрироваться на использовании различных видов полимерных реагентов, обеспечивающих ингибирующее действие по отношению к глинистым минералам в составе комплексов отложений горных пород месторождения «Южный Дракон и Доймой». В связи с этим следует расширить классификацию ингибирующих буровых растворов, отмеченных на рис. 3.18, за счет более широкого применения полимерно-электролитных и других буровых растворов.

При этом среди указанных на рис. 3.18 видов ингибирующих буровых растворов следует выделить кальциевые и калиевые, а особое внимание уделить полимерным буровым растворам, поскольку их востребованность производственными предприятиями, и в частности, «Вьетсовпетро» все более возрастает.



Рис. 3.18 Классификация ингибирующих буровых растворов.

Известковый раствор с низким рН. Кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора – носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая

растворимость которого обеспечивается пониженным значением рН раствора (9 - 9,5), предназначен для разбуривания глинистых отложений; термостоек до 160°C.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и рН раствора.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах от 0,5 до 1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате – 500÷600 мг/л.

Гипсоизвестковый раствор. Ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебастра) в раствор составляет 20÷25 кг/м³. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, рН бурового раствора и может быть в пределах от 700 до 3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

Хлоркальциевый раствор (ХКР). Ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000÷5000 мг/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуривании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Из-за отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость раствора ограничена (100 °С).

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и общую минерализацию.

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25÷30 с, СНС₁ = 12÷24 дПа, СНС₁₀ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 35 см³/30 мин) раствор обрабатывают

хлоридом кальция и известью.

Такие растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при $pH = 9 \div 10$ [4].

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые растворы. Растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности – гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

Основной показатель качества – содержание хлорида калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно иметь значения от 30 до 70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

Калиево-гипсовый раствор. Раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию, его ингибирующее действие сильнее.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалиевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает $160^{\circ}C$.

Основные показатели качества, определяющие назначение раствора, - содержание хлорида калия в фильтре ($30 \div 70$ г/л) и ионов кальция ($1000 \div 1200$ мг/л).

Перечисленные выше буровые растворы имеют сложные компонентные составы, поэтому предприятие «Вьетсовпетро» отказывалось от их применения, т.к. они требуют больших финансовых затрат. Но апробация их отдельных составов на реальных скважинах не показала особой эффективности, в том числе, из-за сложностей в технологическом обслуживании. Так, например, хлоркальциевые

растворы нарабатывают большое количество твердой фазы, что требует повышенного внимания и затрат при их очистке.

Поэтому мы сориентировались на использовании полимерно-электролитных растворах (КСI – полимерных и др.), которые имеют ряд преимуществ:

- раствор имеет хорошую ингибирующую способность, что повышает устойчивость стенок скважин в глинодержащих породах и снижает число возможных осложнений и проблем при бурении в активных глинистых сланцах;
- сохраняет естественную проницаемость углеводородных коллекторов;
- обладает хорошей смазочной способностью, что уменьшает силы трения и крутящий момент;
- обладает хорошей реологической характеристикой, что способствует удалению шлама с забоя и выносу его по стволу скважины.

Поэтому задачей экспериментных исследований явилось определение параметров рекомендуемых к дальнейшему применению буровых растворов.

Полимерные буровые растворы – это водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов – предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты - флокулянты селективного действия (например, гидролизированный полиакриламид – ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового

бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80%) высококоллоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40÷50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4÷5, воды 810÷850, ПАА 25÷50 (0,5%-ного раствора), нефти 100÷80, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03÷2 г/см³, условная вязкость 20÷60 с, показатель фильтрации 5÷8 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 24÷90 дПа, рН = 8÷9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора – низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5 ÷ 2 %.

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 975÷970 л воды и 25÷30 кг ПАА (8%-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЩР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5%-ный раствор ПАА из расчета 10÷20 л/м³.

При разбурировании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой

($10 \div 15$) 10^6 молекулярной массы (ПАА), выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой – средней ($2 \div 6$) 10^5 молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5) – обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя. Обычно их применяют в соотношении $1:5 \div 1:10$.

В случае повышения содержания глинистой фазы в растворе используются недиспергирующие разжижители-дефлокулянты (НТФ, ПАК).

Типовые рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 Полимерные недиспергирующие буровые растворы на основе акриловых полимеров.

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025÷0,03	РКП	0,1÷0,2	ГКЖ-10, ГЖК-11	0,4
Понизитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125÷0,15	«	0,1÷0,2	М-14	0,2
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05÷0,1	ПАК	0,05÷0,1	НТФ	0,05÷0,1

Таким образом выше изложенное позволяет сделать следующие выводы:

- во избежание возможных осложнений при бурении скважин в глиносодержащих горных породах миоцена и олигоцена рекомендуется применять ингибированные буровые растворы;
- при составлении рецептуры бурового раствора *Ultradrill* в качестве ингибиторов рекомендуются добавки в виде *ultrahib* (30 кг на 1 м³ раствора), *utracap* (10 кг на 1 м³ раствора);

- для снижения силы трения, возникающей между КНБК и стенками ствола скважины, в рецептуру бурового раствора *Ultradrill* вводится смазочное вещество, в виде химического реагента *ultrafree*, с содержанием до 17 кг на 1 м³ раствора;
- провести исследования технологических свойств буровых растворов (*FeCl₃* – АКК, *KCl – glycol* и *Ultradrill*);
- необходимо произвести производственные исследования на объектах предприятия «Вьетсопетро» с целью выявления рецептуры ИБР, соответствующей физико-механическим свойствам перемежающихся по твердости пород и обеспечивающей повышение механической скорости бурения скважин с использованием системы РУС «*push the bit*» за счет смазывающего действия реагента *ultrafree*, введенного в состав ИБР *Utradrill*.

ГЛАВА IV ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1 Стендовые исследования влияния угла установки резца PDC на эффективность разрушения горной породы

С целью изучения влияния угла установки резца *PDC* α к плоскости забоя скважины на мощность, затрачиваемую на разрушение горной породы и подтверждения возможности практического применения теоретически полученных автором формул для определения технико-технологических показателей: механической скорости бурения $V_{мех}$, крутящего момента на долоте $M_{кр}$, и мощности, затрачиваемой на разрушение горной породы N_d , характеризующих эффективность процесса разрушения горных пород с помощью долот *PDC* с отрицательным углом установки резцов α , проводились в лаборатории кафедры АМЭ МГРИ-РГГРУ стендовые испытания.

Для исследования использовались образцы из глинистого сланца, в виде цилиндра с плоским торцом диаметром 90 мм. К началу проведения эксперимента было подготовлено 5 опытных образцов горной породы.

В качестве устройства, приводящего в движение образец горной породы 2, имеющего цилиндрическую форму, использовался вращатель 4 токарного станка 3, укрепленного на опорной раме 7, при этом к образцу горной породы, вращающемуся с постоянной угловой скоростью ω , подавался резец *PDC* 1 с постоянной линейной скоростью $V_o = 14$ мм/мин (холостой ход). Резец *PDC* был закреплен в поворотных тисках 5, которые обеспечивали требуемое значение угла установки резца *PDC* α по отношению к плоскому торцу цилиндрического образца горной породы (рис. 2.9).

Для каждого опытного образца выполнена серия испытаний для пяти характерных значений угла установки резца *PDC* $\alpha = 45^\circ, 55^\circ, 60^\circ, 65^\circ, 75^\circ, 90^\circ$, при этом при повторной серии испытаний опытные образцы горной породы обновлялись.

Таблица 4.1 Результаты стендовых исследований работы резца *PDC*.

Значение угла установки резца <i>PDC</i> α , град.	Образец №1					
	Мощность, Вт	Частота вращения, об/мин.	Скорость подачи, мм/мин.	Форма шлама	Размеры стружки, мм	
					длина	ширина
1	2	3	4	5	6	7
45°	100	172	14	стружка	3,1	1,2
55°	112,5	172	14	стружка	1,5	2,5
60°	113	172	14	стружка	1,3	2
65°	105	172	14	порошок	-	-
75°	100	172	14	порошок	-	-
90°	96,5	172	14	порошок	-	-
	Образец №2					
45°	102,5	172	14	стружка	3,1	1,2
55°	110	172	14	стружка	1,5	2,5
60°	111	172	14	стружка	1,3	2
65°	104	172	14	порошок	-	-
75°	101,5	172	14	порошок	-	-
90°	97,5	172	14	порошок	-	-
	Образец №3					
45°	107	172	14	стружка	3,1	1,2
55°	113	172	14	стружка	1,5	2,5
60°	114	172	14	стружка	1,3	2
65°	105,5	172	14	порошок	-	-
75°	102,5	172	14	порошок	-	-
90°	97	172	14	порошок	-	-
	Образец №4					
45°	108	172	14	стружка	3,1	1,2
55°	115	172	14	стружка	1,5	2,5
60°	115,5	172	14	стружка	1,3	2
65°	106,5	172	14	порошок	-	-
75°	102	172	14	порошок	-	-
90°	96	172	14	порошок	-	-
	Образец №5					
45°	109	172	14	стружка	3,1	1,2
55°	114	172	14	стружка	1,5	2,5
60°	115	172	14	стружка	1,3	2
65°	104,5	172	14	порошок	-	-
75°	101,5	172	14	порошок	-	-
90°	96	172	14	порошок	-	-

В процессе эксперимента фиксировались значения следующих параметров: частота вращения, n об/мин; скорость подачи резца *PDC*, мм/мин; мощность,

затрачиваемая на разрушение образца горной породы, спустя 30 секунд с момента внедрения резца, а результаты измерений были внесены в таблицу 4.1.

С учетом полученных сведений построены графики функции $N_{\alpha} = f(\alpha)$, показанные на рисунке 4.1.

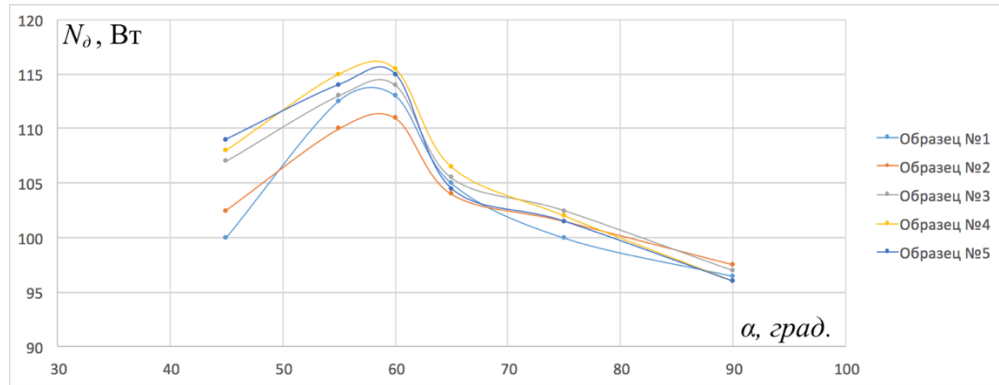


Рис. 4.1 Графики изменения мощности, затрачиваемой на разрушение горной породы N_{α} , в зависимости от угла установки резца PDC α .

В процессе работы резца PDC фотографировались продукты разрушения породы опытного образца. С целью показать на рис. 4.2 форму и геометрические размеры шлама при различных значениях угла установки резца PDC .



Рис. 4.2 Форма шлама в зависимости от угла установки резца PDC : а – при $\alpha = 45^\circ$; б – при $\alpha = 55^\circ$; в – при $\alpha \geq 65^\circ$.

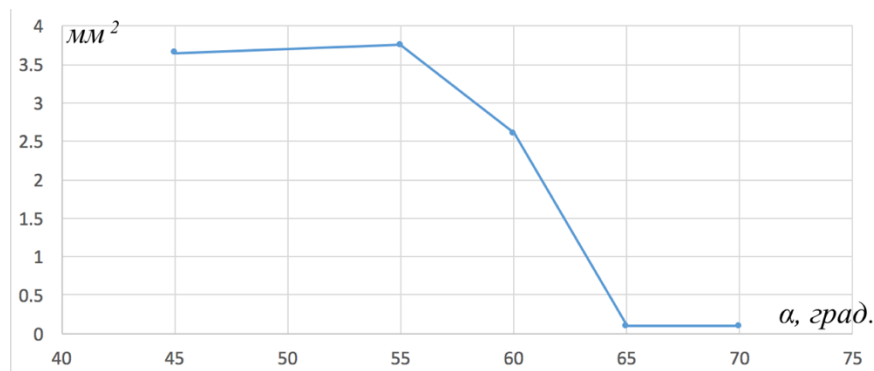


Рис. 4.3 График изменения площади срезаемой стружки в зависимости от угла установки резца PDC α .

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- функция $N_d = f(\alpha)$ имеет нелинейный характер;
- график функции $N_d = f(\alpha)$, построенный по экспериментальным данным, подчеркивает качественное его сходство с графиком, построенном на основании теоретически полученной формулы (3.78), определяющей зависимость мощности N_d от угла установки резца PDC α ;
 - при $\alpha = 55^\circ - 60^\circ$ мощность, затрачиваемая на разрушение горной породы N_d , имеет максимальное значение;
 - при рекомендуемом диапазоне значений угла установки резца PDC $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$, при котором шлам имеет форму стружки (рис. 4.3), что соответствует наиболее энергетически совершенному режиму разрушения породы средней категории твердости – режиму резания-скалывания;
 - при $\alpha \geq 65^\circ$ шлам имеет порошкообразную форму, что подтверждает нецелесообразность применения схемы с отрицательным углом установки резцов PDC , равным $\alpha = 70^\circ \div 75^\circ$ в породах средней твердости, поскольку в этом случае реализуется энергозатратный режим разрушения – режим истирания породы;
 - при $\alpha \rightarrow 90^\circ$ величина мощности N_d уменьшается;

4.2 Исследования реологических свойств и ингибирующего действия буровых растворов, применяемых на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Экспериментальные исследования параметров буровых растворов $FeCl_3$ – АКК, $KCl - glycol$ и *Ultradrill*, рецептуры которых приведены в таблицах 1.3; 1.4 и 1.5, проводились в отделе «Буровые растворы» предприятия «Вьетсовпетро» с использованием лабораторно-измерительного комплекса «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*» компании *Offite*. Изучались следующие параметры буровых растворов, приготовленных на водной основе: динамическое напряжение

сдвига (ДНС), прочность геля через 10 минут, показатель фильтрации (FL) и степень набухания глины.

Методикой исследований предусматривались работы по определению влияния температуры нагрева до 130°C буровых растворов на реологические и структурные их свойства, а также степень набухания глины в исследуемых растворах. Результаты этих исследований анализировались на основе построенных диаграмм, представленных на рисунках 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 и 4.8.

Реологические свойства оценивались по изменению динамического напряжения сдвига (YP) после нагрева буровых растворов $FeCl_3 - АКК$, $KCl - glycol$ и *Ultradrill*, результаты этих исследований представлены на рис. 4.4. Установлено, что буровой раствор $FeCl_3 - АКК$ является термостойким, поскольку после его нагрева динамическое напряжение сдвига увеличивается на 28,5%, что обуславливается наличием в его составе термостойких реагентов $FeCl_3$ и АКК. Такой раствор имеет относительно низкие реологические свойства: $YP = 3,12 \div 4,08$ Па ($1 \text{ lb/ft}^2 \approx 0,49$ Па), что способствует созданию меньших перепадов давлений при циркуляции по стволу скважины.

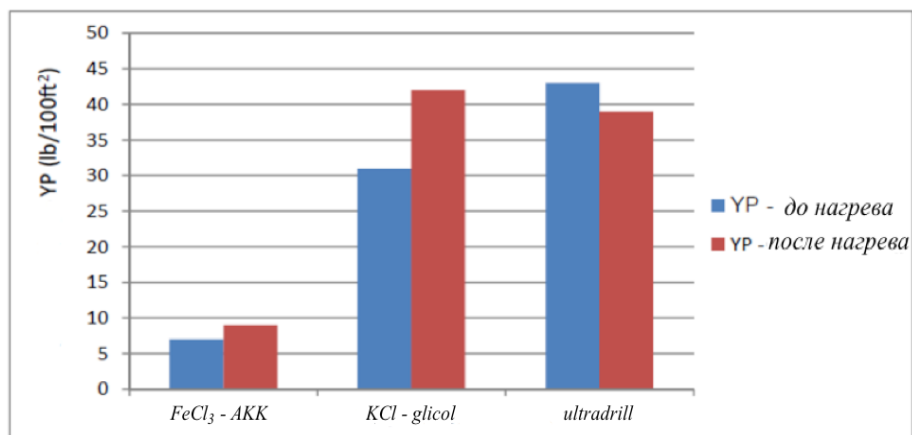


Рис. 4.4 Диаграммы ДНС (YP) ингибирующих буровых растворов $FeCl_3 - АКК$, $KCl - glycol$ и *Ultradrill*.

Буровой раствор $KCl - glycol$ изначально имеет более высокое значение динамического напряжения сдвига (15,2 Па) по сравнению с буровым раствором $FeCl_3 - АКК$. Однако, после нагревания этот параметр увеличивается на 35,5%, что обуславливается наличием в составе этого раствора биополимера *xanvis*, *PHPA* и полиалкиленгликоля, обеспечивающих загустевание его после термообработки.

Буровой раствор *Ultradrill* имеет изначально наиболее высокое значение динамического напряжения сдвига $YP = 20,8$ Па, которое после нагрева снизилось на 20%. Поэтому раствор *Ultradrill* имеет более высокую термостойкость по сравнению с растворами $FeCl_3 - АКК$ и $KCl - glycol$.

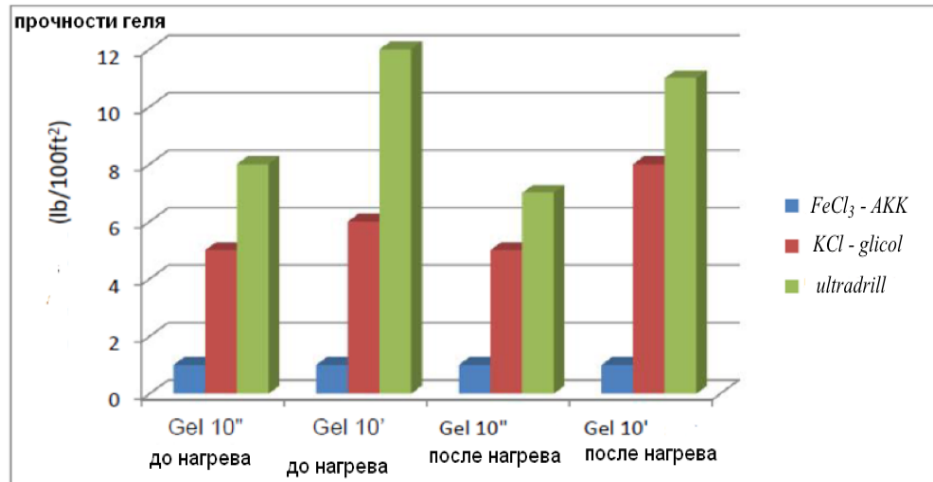


Рис. 4.5 Диаграммы прочности геля ингибирующих буровых растворов $FeCl_3 - АКК$, $KCl - glycol$ и *Ultradrill*.

Следующая серия опытов была посвящена исследованию прочности геля исходных буровых растворов и их утяжеленных разновидностей до и после нагрева. Утяжеление растворов осуществлялось путем ввода в их состав барита, а прочность геля оценивалась по измеряемой величине статического напряжения сдвига после 10 минут нахождения раствора в состоянии покоя. Результаты этих исследований приведены на рис. 4.5. Исследования показали, что раствор $FeCl_3 - АКК$ имеет наименьшие значения прочности геля *Gel 10'* без утяжелителя и *Gel 10'* с утяжелителем, а раствор *Ultradrill* обладает наибольшей прочностью геля для двух тех же разновидностей этого раствора. Кроме того установлено, что введение утяжелителя в состав всех видов буровых растворов приводит к увеличению прочности геля и, особенно, для раствора *Ultradrill* – до 53,3%. Это обуславливается увеличением статических сил сцепления структуры гелей исследуемых полимерных растворов с частицами барита. После нагрева исследуемых растворов наибольшее снижение прочности геля до 20% наблюдается у системы *Ultradrill*. Наименьшее влияние нагрева оказывает на снижение

прочности геля в буровых растворах $FeCl_3$ – АКК по причине высокой термостойкости реагентов $FeCl_3$ и АКК.

Результаты исследований влияния нагрева на изменение показателя фильтрации (FL) приведены на рис. 4.6. Эти исследования позволили установить, что наилучший показатель фильтрации имеет раствор *Ultradrill* – 4 см³ за 30 мин. При нагреве эта величина практически не меняется, что обеспечивается эффективным совместным действием полимерных реагентов *ultrahid*, *ultracap*, *MI PAC UL* и *duovis* по уменьшению фильтрации водной фазы бурового раствора через глинистую корку. В этом случае проявляется мембрано-образующее действие макромолекул этих полимерных реагентов при их взаимодействии с глинистыми минералами в корочке [5].

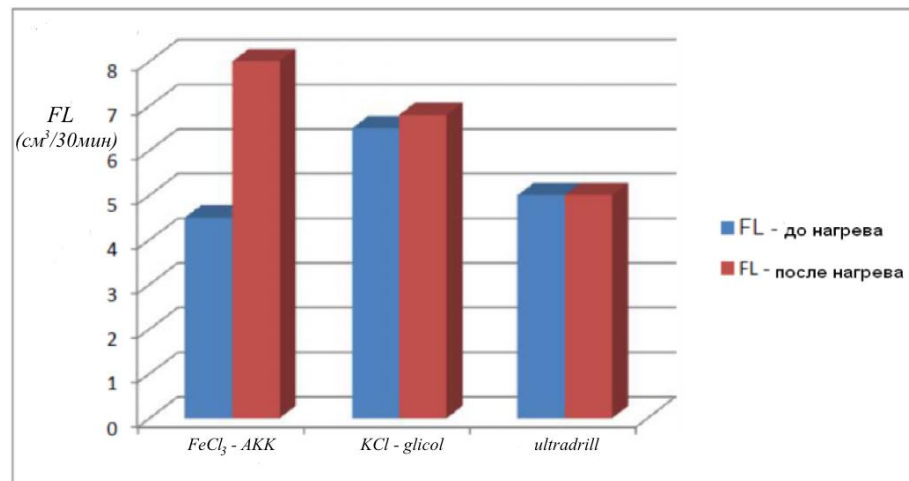


Рис. 4.6 Диаграммы изменения величины показателя фильтрации (FL) ингибирующих буровых растворов $FeCl_3$ - АКК, KCl - glycol и Ultradrill при нагреве.

Раствор KCl – glycol имеет также высокую термостойкость, поскольку нагрев приводит к незначительному увеличению показателя фильтрации.

Наибольшее увеличение показателя фильтрации наблюдалось при исследовании растворов $FeCl_3$ – АКК до 87,5%, что обуславливается термической неустойчивостью модификаций карбоксиметилцеллюлозы CMC – HV и CMC – LV. Поэтому этот раствор необходимо рекомендовать для использования при бурении в низкотемпературных условиях.

Исследования набухающей способности глины проводились по методике, предусматривающей измерение увеличения высоты глинистых образцов во времени: через 1 час, 2 часа, 18 часов, 24 часа, 48 часов, 72 часа и 96 часов, находящихся в исследуемых растворах. Исследуемые образцы подвергались обжигу при температуре 130°C. Результаты этих исследований приведены на диаграммах (рис. 4.7 и 4.8).

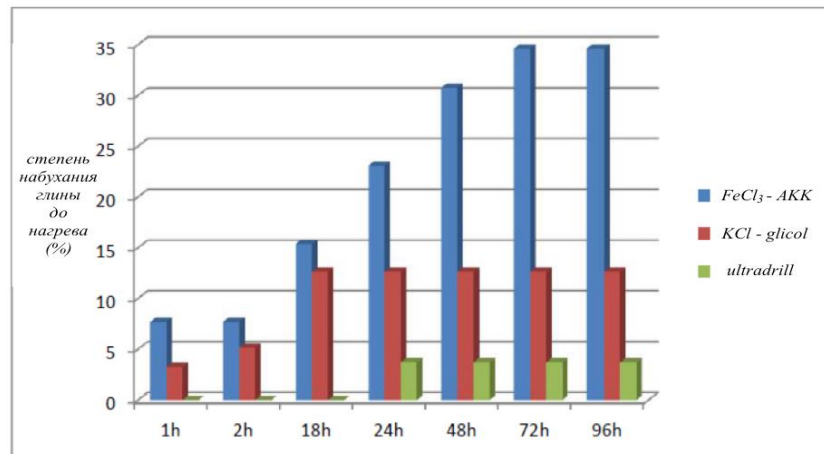


Рис. 4.7 Диаграммы изменения степени набухания глины в исследуемых ингибирующих буровых растворах до нагрева.

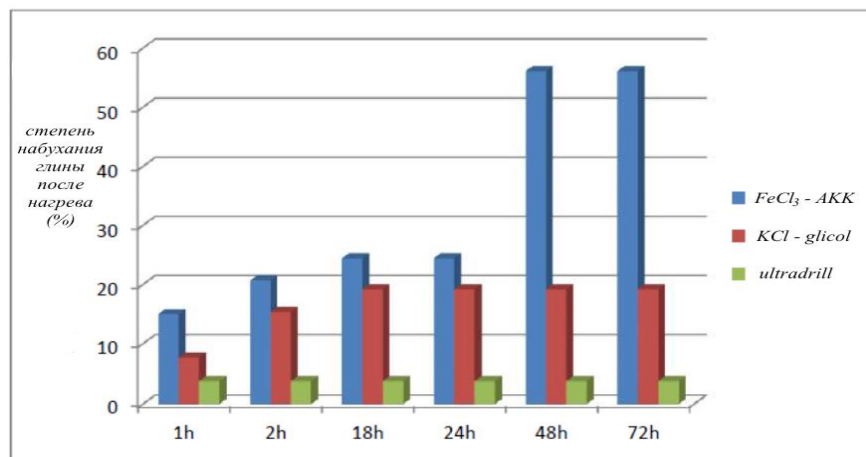


Рис. 4.8 Диаграммы изменения степени набухания глины в исследуемых ингибирующих буровых растворах после нагрева.

На рис. 4.7 представлены диаграммы изменения степени набухания глинистых образцов во времени до их обжига. Установлено, что буровой раствор *Ultradrill* обладает максимальной ингибирующей способностью по отношению к глинистым образцам. Раствор $FeCl_3 - АКК$ обладает наиболее низкой ингибирующей способностью, приводящей к тому, что через 72 часа контакта с

буровым раствором степень набухания глины увеличивается на 350%. Поэтому этот раствор не может использоваться для проходки интервалов глинодержащих горных пород при длительном выполнении технологических процессов в скважинах (горизонтальное бурение, аварийные работы, цементирование обсадных колонн, и т.п.). Максимальное время нахождения в контакте с буровым раствором $FeCl_3 - АКК$ не должно превышать 2-х часов.

Буровой раствор $KCl - glycol$ позволяет стабилизировать значение набухающей способности на уровне 12-13% после 18 часов контакта его с глинодержащими горными породами.

Наибольшей ингибирующей способностью обладает раствор *Ultradrill*, который в течение 18 часов сохраняет величину степени набухания на минимальном уровне до 1% с последующей ее стабилизацией на уровне 3%.

Обжиг образцов глины при температуре 130°C позволяет резко увеличить степень набухания глины в растворе $KCl - glycol$ до 185,7% в первые два часа, а в растворе $FeCl_3 - АКК$ – до 216,6% при последующей стабилизации этого показателя (рис. 4.8). Дальнейшее увеличение степени набухания стабилизировалось на уровне 55-60%.

Наиболее термостойким является раствор *Ultradrill*, позволяющий еще в первый час контакта с глинистым образцом стабилизировать величину степени набухания на уровне $3 \div 3,5\%$.

По результатам выполнения исследований были получены следующие выводы и рекомендации:

- буровой раствор *Ultradrill* обладает наиболее высокими значениями динамического напряжения сдвига, прочности геля и показателя фильтрации в условиях высоких температур в сравнении с растворами $FeCl_3 - АКК$ и $KCl - glycol$;
- введение утяжелителя (барита) в состав исследуемых буровых растворов приводит к увеличению прочности геля, что объясняется усилением статических сил сцепления полимерных реагентов с дополнительной полезной твердой фазой в виде утяжелителя, что необходимо учитывать при разработке гидравлических программ промывки скважин;

- наиболее низкими значениями показателя фильтрации обладает раствор *Ultradrill* (4 см³ за 30 мин.), который практически не изменяется при нагреве до 130°C. Поэтому раствор такого состава можно рекомендовать для проходки в мощных отложениях глиносодержащих горных пород;
- более высокие значения показателя фильтрации имеет раствор *KCl – glycol*, при небольшом их увеличении при нагреве до 130°C, что позволяет также рекомендовать его для бурения в условиях высоких температур в скважине;
- наиболее высокая ингибирующая способность у раствора *Ultradrill*, которая быстро стабилизируется на уровне 3%. Нагрев до 130°C не приводит к существенному увеличению степени набухания до 4%;
- для бурения интервалов скважин в миоценовых и олигоценых отложениях рекомендуется использовать буровой раствор *Ultradrill*, обладающий преимуществами по всем исследуемым параметрам по сравнению с буровыми растворами *FeCl₃ – АКК* и *KCl – glycol*;
- необходимо продолжить исследования по выбору состава и свойств бурового раствора для перебуривания продуктивной толщи, приуроченной к трещиноватым гранитам месторождения «Южный Дракон и Доймой».

Однако, такие ИБР как *Ultradrill* и *KCl – glycol* имеют один главный недостаток – эту высокую стоимость. Нами совместно с сотрудниками отдела «Буровые растворы» предприятия «Вьетсовпетро» предпринимались попытки создать более дешевые и равноценные по эффекту ингибирующего действия собственные рецептуры ИБР. Попытки завершились разработкой рецептур нового ИБР «*KGAC*», состав которого вводились такие ингибиторы как *FeCl₃*, *АКК*, *KCl*, и *glycol*. Однако, достичь эффективности ингибирования сопоставимой с *Ultradrill* не удалось.

Появление полимерного ингибитора «*HyPR-CAP*», являющегося катионным полимером, имеющим низкую молекулярную массу (меньше чем *PHPA*), практически не изменяющую вязкость раствора и способного флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава и контролировать структурные свойства малоглинистых растворов, создало условие для разработки

базовой версии рецептуры ИБР под названием «*KGAC plus*». Для определения оптимальной концентрации ингибитора «*HuPR-CAP*» в составе рецептуры ИБР «*KGAC plus*» и оценки соответствия его параметров техническим требованиям были проведены на территории предприятия «Вьетсовпетро» лабораторные исследования, результаты которых приводятся ниже.

4.3 Исследование реологических свойств и выявление оптимальной рецептуры ИБР «*KGAC-Plus*»

Для исследования были составлены пять образцов рецептуры раствора «*KGAC-Plus*» с различной от 0,4% до 1% концентрацией ингибитора «*HuPR-CAP*», которые указаны в таблице 4.2. Параметры представленных образцов рецептуры бурового раствора «*KGAC-Plus*» оценивались первоначально при комнатной температуре, а затем при нагреве до 130°C в течение 40 час. Результаты этой оценки приведены в таблицах 4.3 и 4.4.

Таблица 4.2 Образцы рецептуры ингибирующего бурового раствора «*KGAC-Plus*».

Название химических реагентов	Концентрация химических реагентов, %				
	образец №1	образец №2	образец №3	образец №4	образец №5
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
вода	100	100	100	100	100
Na_2CO_3	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05
<i>KOH</i>	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
$FeCl_3$	3	3	3	3	3
Пеногаситель	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
<i>PAC LV</i>	1.2	1	1	1	1
<i>DUALFLO HT</i>	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5

Продолжение таблицы 4.2

<i>HyPR-CAP</i>	1	0.8	0.6	0.4	0.4
<i>Xanthangum</i>	0.35	0.25	0.3	0.3	0.35
<i>KCl</i>	10	10	10	10	10
<i>SOLTEX</i>	1.5	1.2	1.2	1.2	1.2
Биоцид	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>CaCO₃ F</i>	1.5	1.5	1.5	1.5	1
<i>CaCO₃ M</i>	-	-	-	-	1
<i>GLYCOL</i>	3.5	3	3	3	3.5
Барит	10	10	10	10	10
АКК	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<i>KOH</i>	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Глина	5	5	5	5	5
<i>KOH</i> для регулирования pH = 9					

Таблица. 4.3 Параметры образцов рецептуры ИБР «KGAC plus» при комнатной температуре.

Параметры	Образец №1	Образец №2	Образец №3	Образец №4	Образец №5
Условная вязкость, Па.с	140	80	70	68	66
Пластическая вязкость, Па.с	85	61	58	54	54
ДНС, Па	41.3	27.8	26.9	26.9	26.9
Прочность геля θ_1/θ_{10} , Па	8.2/10.1	4.3/5.3	4.8/5.8	5.8/6.7	6.7/8.4
Водоодача API, см ³ за 30мин	2	3.3	2.5	2.7	2.5
Динамическая водоотдача, см ³ за 30 мин	8	11	10	11.4	10.2
Момент трения, Н.м	12	13	16	16	14

Таблица. 4.4 Параметры образцов рецептуры ИБР «KGAC plus» после нагрева до 130°C, 40 час.

Параметры	Образец №1	Образец №2	Образец №3	Образец №4	Образец №5
Пластическая вязкость, Па.с	76	56	42	37	28
ДНС, Па	27.4	21.1	13	14.4	17.3
Прочность геля θ_1/θ_{10} , Па	7.2/17	4.8/5.3	3.8/4.3	4.1/4.8	6.24/7.2
Водоотдача API, см ³ за 30 мин.	2	3.5	2.8	2.9	3.0
Динамическая водоотдача, см ³ за 30 мин.	8	14	11	12	10.2
Момент трения, Н.м	21	17	14	18	13

На основе результатов лабораторных исследований построены диаграммы изменения параметров образцов рецептуры ИБР «KGAC plus» с различной концентрацией ингибитора «HyPR-CAP», которые приведены на рисунках 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 и 4.13.

Анализ диаграмм, приведенных на рисунках №№ 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 и 4.13 позволяет сделать следующие выводы:

- растворы всех образцов рецептуры ИБР «KGAC plus» имеют показатель фильтрации при комнатной температуре меньше 4,5 см³/мин., а при высоком давлении (100 psi) меньше 15 см³/мин, что отвечает техническим требованиям [53]. При этом для образца №1 был отмечен лучший результат по показателю фильтрации – 2÷8 см³/мин.;
- образец №5 до и после нагрева имеет практически постоянное значение момента трения, равное 13÷14 Н.м, что отвечает техническим требованиям (< 20 Н.м) [53];
- при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в 1% в составе образца №1 его вязкость и реологические параметры достаточно высокие, а момент трения после нагрева не отвечает техническим требованиям (< 20 Н.м), т.к. составляет 21 Н.м;

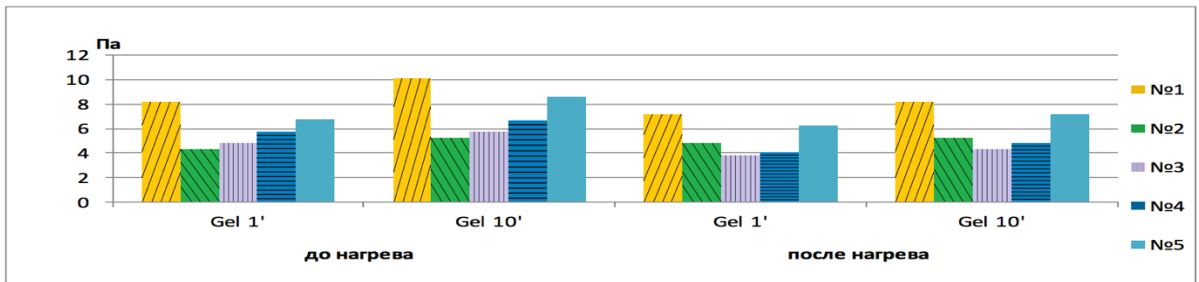


Рис 4.9 Диаграммы прочности геля образцов рецептуры ИБР «KGAC plus».

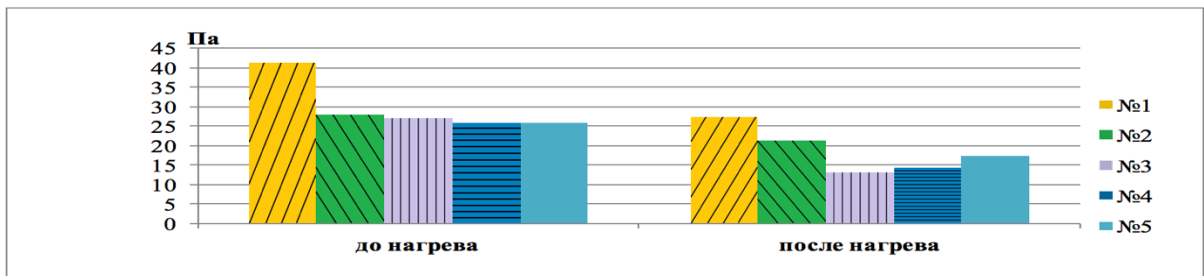


Рис. 4.10 Диаграммы ДНС образцов рецептуры ИБР «KGAC plus».

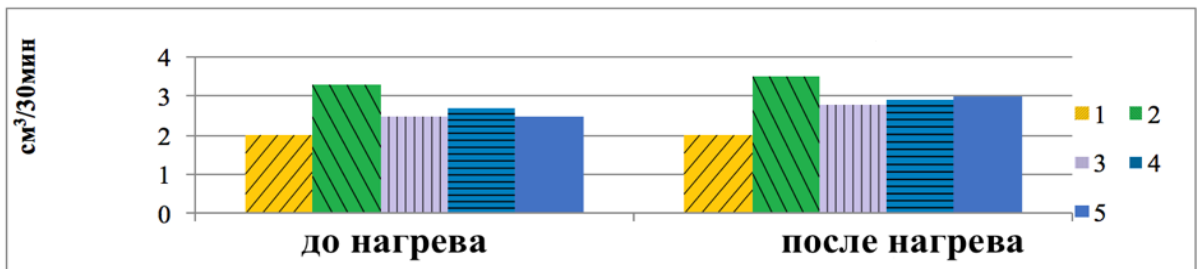


Рис. 4.11 Диаграммы изменения величины водоотдачи API образцов рецептуры ИБР «KGAC plus».

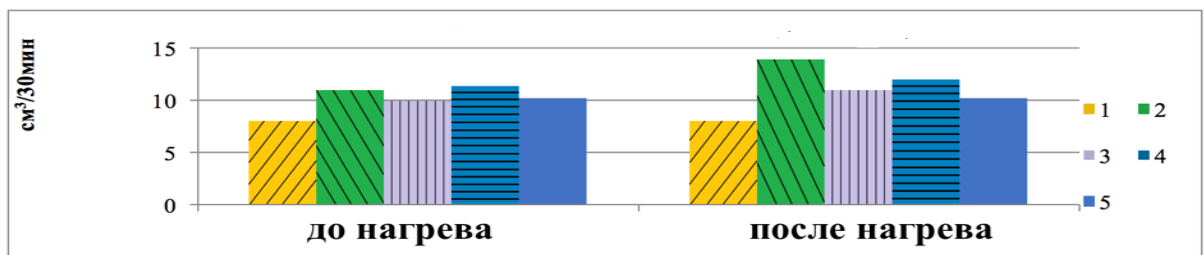


Рис. 4.12 Диаграммы изменения величины динамической водоотдачи (100 psi) образцов рецептуры ИБР «KGAC plus».

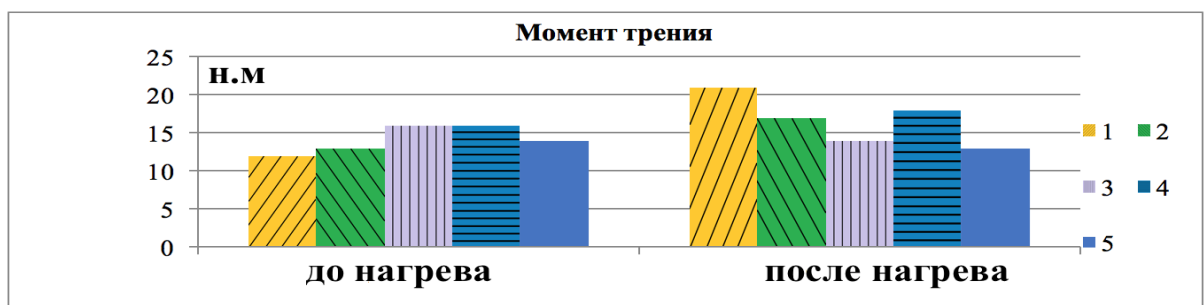


Рис. 4.13 Диаграммы изменения момента трения до и после нагрева образцов рецептуры ИБР «KGAC plus».

- при уменьшении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в образцах №№ 2, 3 и 4 их вязкость сохраняется достаточно высокой и равной 54÷61 Па.с, а величина ДНС при температуре 130°C – низкой и равной 13÷21 Па;
- при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в 0,4% и реагента «xanthangum» в 0,35% в образце №5 все его параметры отвечают техническим требованиям, т.е. прочность геля раствора высокая (до 8,6 Па), показатель фильтрации при высоком давлении низкий и составляет 10,2 см³/30мин, а момент трения имеет практически постоянное значение (13÷14 Н.м) [53], которое значительно ниже в сравнении моментом трения образцов №№ 2, 3, 4.

Таким образом, образец №5 рецептуры ИБР «KGAC plus» является одной из всех, которая способна составить конкуренцию применяемым на объектах предприятия «Вьетсовпетро» ИБР *Ultradrill* и *KCl - glycol*.

На основании диаграмм, приведенных на рис. №№ 4.9÷4.13, построим графики изменения реологических параметров и показателя фильтрации для образца №5 рецептуры ИБР «KGAC plus» в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP», которые приведем на рисунках №№ 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 и 4.18.

Анализ графиков, показанных на рисунках №№ 4.14÷4.18 позволяет сделать следующие выводы:

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,8% прочность геля уменьшается на 21÷25%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,8% величина ДНС при комнатной температуре пропорционально увеличилась на 7,4%, а при температуре 130°C первоначально наблюдалось снижение ДНС, а затем начиная с 0,6% отмечался его рост, который составил 31,8%;
- величина момента трения при комнатной температуре и концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% практически не изменялась, а с увеличением концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% уменьшилась на 18,7%;

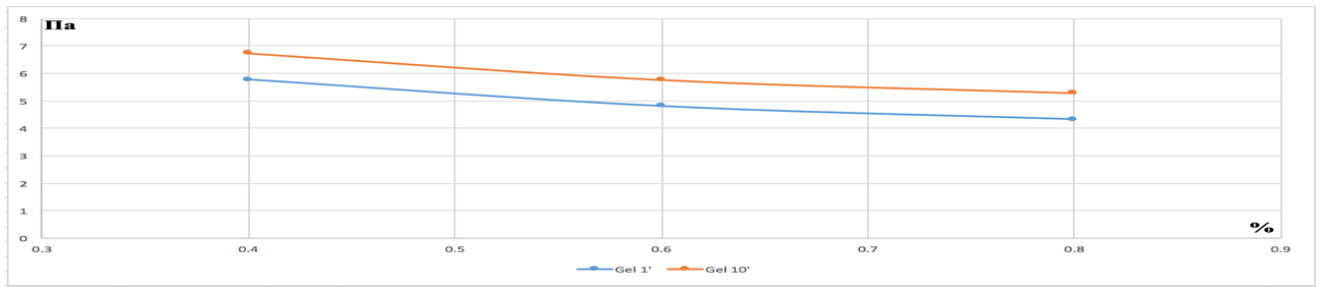


Рис. 4.14 Графики изменения прочности геля в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP».

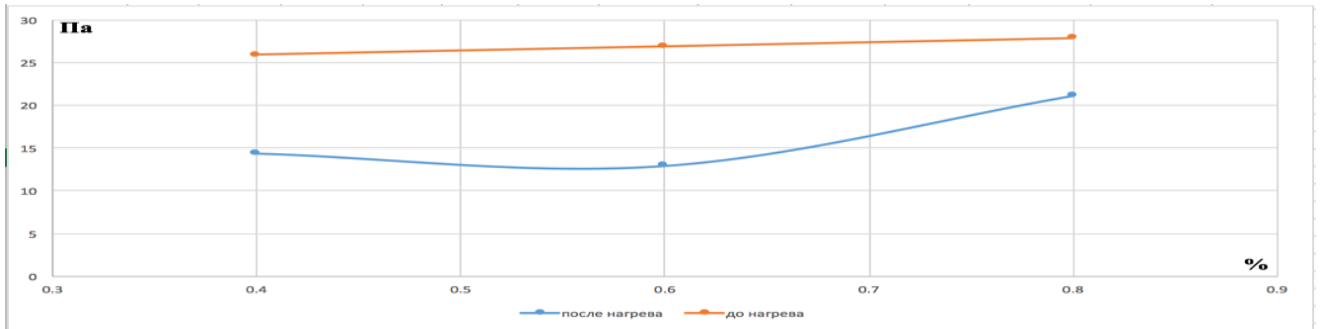


Рис. 4.15 Графики изменения ДНС в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP».

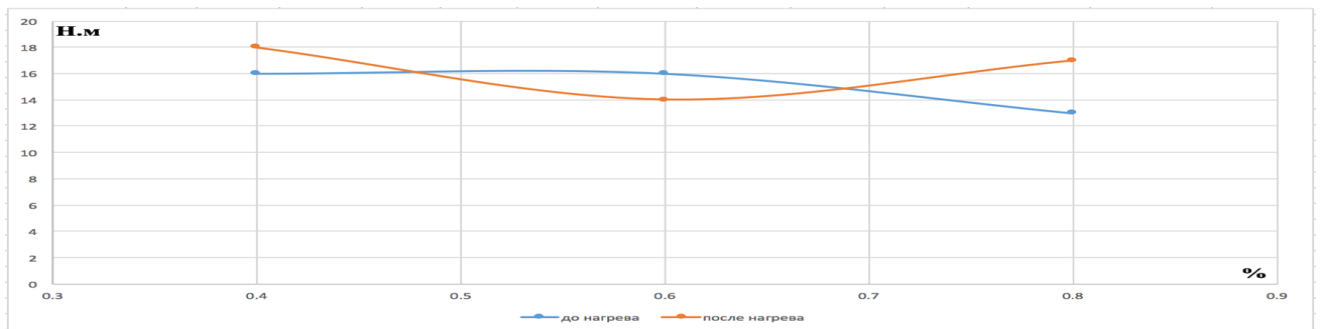


Рис. 4.16 Графики изменения момента трения в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP».

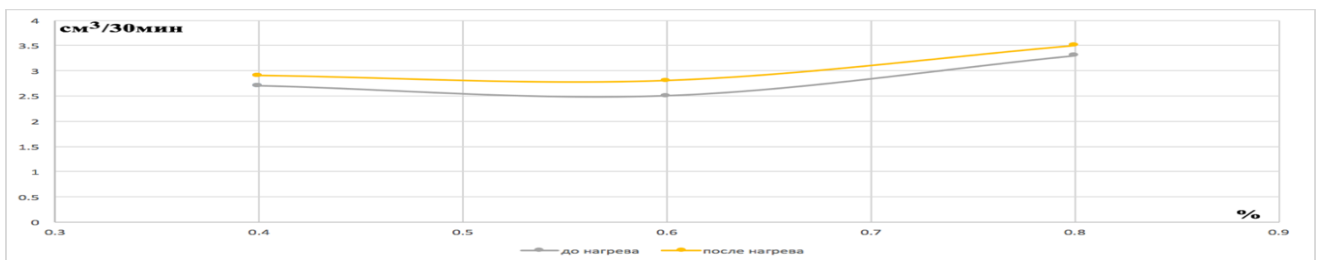


Рис. 4.17 Графики изменения водоотдачи при атмосферном давлении.

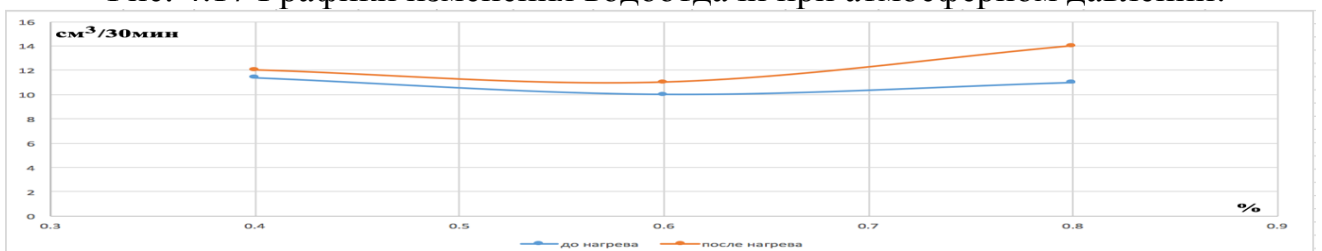


Рис. 4.18 Графики изменения динамической водоотдачи (P=100 psi).

- при высокой температуре (130°C) величина момента трения при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% уменьшилась на 22,2%, а в диапазоне от 0,6% до 0,8% увеличивалась на 21%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% величина показателя фильтрации раствора при комнатном давлении до и после нагрева уменьшилась на 7,4%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при комнатном давлении до и после нагрева увеличивалась на 32%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% величина показателя фильтрации раствора при высоком давлении до и после нагрева уменьшилась на 12,3%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при комнатном давлении до нагрева увеличивалась на 9,1%;
- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при комнатном давлении после нагрева увеличивалась на 27,2%;
- величина показателя фильтрации раствора «KGAC plus» минимальная при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в пределах 0,5÷0,6%, т.е. 2,5÷2,8 см³ при комнатном давлении и 10÷11 см³ при высоком давлении.

После выбора необходимой концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в образец №5 рецептуры ИБР «KGAC-plus», оценивалось его влияние на величину степени набухания глины при изменении концентрации ингибитора в диапазоне 0÷1%.

Из-за большой протяженности наклонного участка скважины диаметром 311 мм месторождения «Южный Дракон и Доймой», на которой приходится мощная (до 2000 м) толща отложений миоцена и олигоцена, время бурения достигает 40 часов. С учетом этого факта и в соответствии с температурными условиями (130°C) оценку влияния концентрации ингибитора «HyPR-CAP» на степень набухания

глины проводили через каждые 40 часов. Результаты исследования приведены на рис. 4.19.

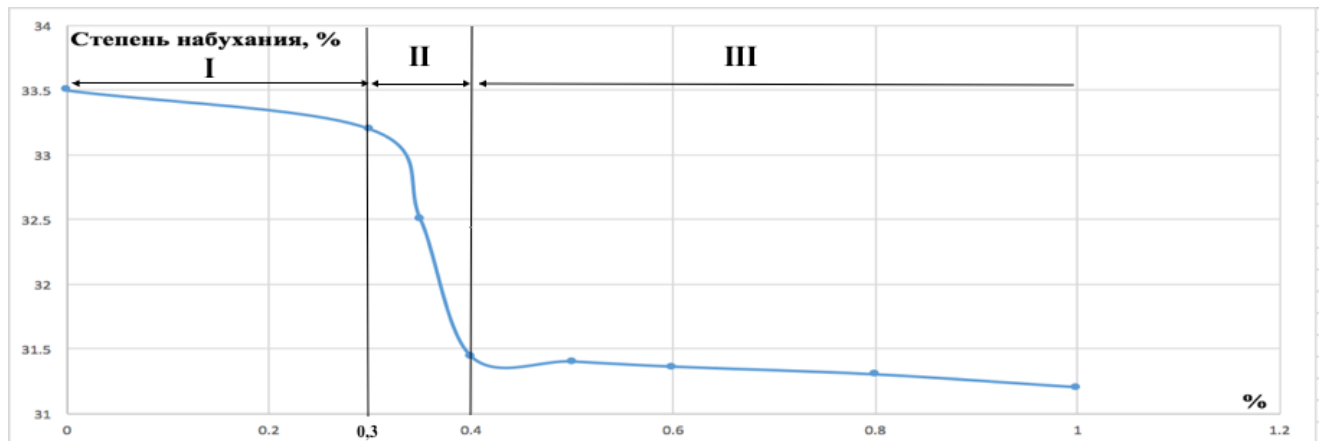


Рис. 4.19 График изменения степени набухания глины в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP».

График, показанный на рис. 4.19 имеет три характерных участка I, II, III.

В пределах участка I, соответствующего концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0 до 0,3%, наблюдается медленное снижение степени набухания глины, что объясняется низким содержанием в составе раствора ингибитора, защищающего глинистые частицы от их взаимодействия с молекулами воды.

В пределах участка II, соответствующего концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,3 до 0,4%, отмечается резкое снижение на 6,1% степени набухания глины, что объясняется повышением содержания в составе раствора ингибитора. При этом происходит интенсивное насыщение глинистых частиц молекулами ингибитора.

В пределах участка III, соответствующего концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4 до 1%, происходит стабилизация значения степени набухания глины в диапазоне 31,2÷31,4%, что объясняется перенасыщением молекул ингибитора.

Для сравнения ингибирующей способности, рекомендуемого к применению ИБР «KGAC-plus» и имеющих место в производственном процессе ИБР «Ultradrill» и «KCl – glycol» были проведены лабораторные исследования. По результатам исследований построены графики, показанные на рис. 4.20.

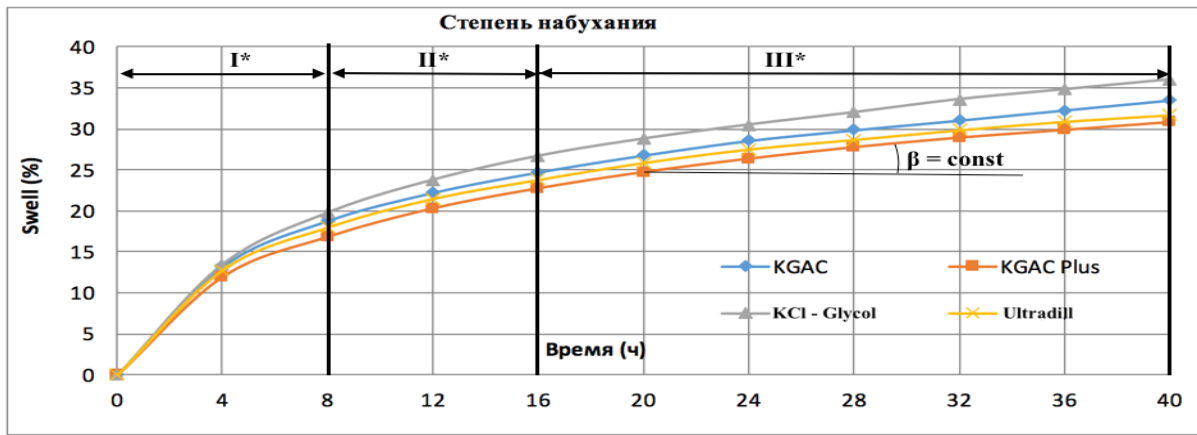


Рис. 4.20 Графики изменения степени набухания глины в исследуемых ИБР при температуре 130°C и высоком давлении (100 psi).

Графики, показанные на рис. 4.20 имеет три характерных области I*, II*, III*.

В пределах области I*, соответствующей интервалу времени от 0 до 8 час., наблюдается интенсивное увеличение степени набухания глины, что объясняется активным взаимодействием молекул воды с глинистыми частицами.

В пределах области II*, соответствующей интервалу времени от 8 до 16 час., отмечается замедление степени набухания глины, что объясняется насыщением молекулами ингибитора глинистых частиц.

В пределах области III*, соответствующей интервалу времени от 16 до 40 час., происходит стабилизация значения степени набухания глины, что объясняется перенасыщением молекулами ингибитора глинистых частиц.

Анализ графиков, приведенных на рисунке 4.20, позволяет сделать следующие выводы:

- в пределах области I* наблюдается максимальное изменение степени набухания глины до 17%;
- в пределах области II* отмечает замедление роста степени набухания глины до 23%;
- в пределах области III* происходит стабилизация степени набухания глины в диапазоне 23%-31%;
- раствор «KGAC-plus» по сравнению с растворами «KGAC» и «KCl - glycol» имеет более высокую ингибирующую способность;

- раствор «*KGAC-plus*» имеет равноценную с раствором «*Ultradrill*» ингибирующую способность, но при этом более низкую стоимость;

По результатам выполнения исследований были получены следующие выводы и рекомендации:

- оптимальная концентрация ингибитора «*HuPR-CAP*» в рецептуре ИБР «*KGAC-plus*» составляет 0,4%. При этом параметры раствора «*KGAC-plus*» отвечают техническим требованиям;

- по технико-экономическим показателям раствор «*KGAC-plus*» является наиболее соответствующим составу и свойствам глиносодержащих горных пород отложений миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой» по сравнению с применяемыми буровыми растворами «*KCl - glycol*» и «*Ultradrill*», т.е. раствор «*KGAC-plus*» имеет высокую ингибирующую способность и низкую стоимость;

- рекомендуется применять буровой раствор «*KGAC-plus*» при бурении в глиносодержащих горных породах отложений миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой».

ГЛАВА V ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

5.1 Техничко-экономические показатели эффективности применения РУС «push the bit» при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

Для подтверждения необходимости перехода от системы ВЗД к роторной управляемой системе (РУС) «*push the bit*» при бурении наклонных участков скважин в перемежающихся по твердости горных породах были проведены производственные исследования на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

При этом в качестве критериев оценки эффективности применения систем РУС «*push the bit*» и ВЗД нами приняты следующие показатели: 1) механическая скорость бурения и 2) стоимость 1 м бурения.

1). Механическая скорость бурения.

В мае 2009 г. специалисты предприятия «Вьетсовпетро» впервые начали применять в перемежающихся по твердости породах систему РУС «push the bit» «Пауэдрайв PD900X5» фирмы «Шлюмберже» при бурении скважины № 321 платформы RC2 месторождения «Южный Дракон и ДойМой». Добившись положительных результатов, использование этой системы продолжилось при бурении, но уже других скважин месторождения. Кроме того, в конце того же года, предприятие «Вьетсовпетро» приступило к освоению в аналогичных геологических условиях системы РУС «*push the bit*» «Автомтрак» фирмы «Бэйкер-Хьюз» при бурении на участках диаметром 311 мм в скважинах: 405-RCDM, 406-RCDM, 12DR, MT1X, 122-BK15.

При этом время, затраченное на бурение участков диаметром 311 мм скажин платформы RC4 и RC5 отражено на графиках, показанных соответственно на рис. 5.1 и на рис. 5.2.

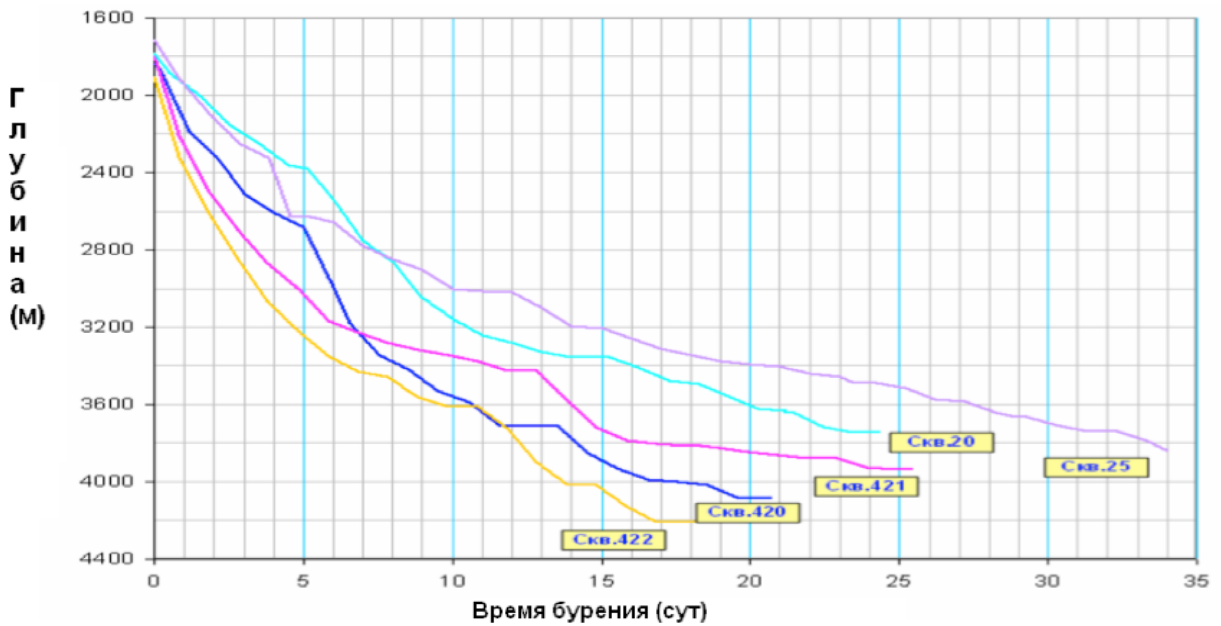


Рис. 5.1 Время бурения скважин платформы RC4 на участках диаметром 311 мм.

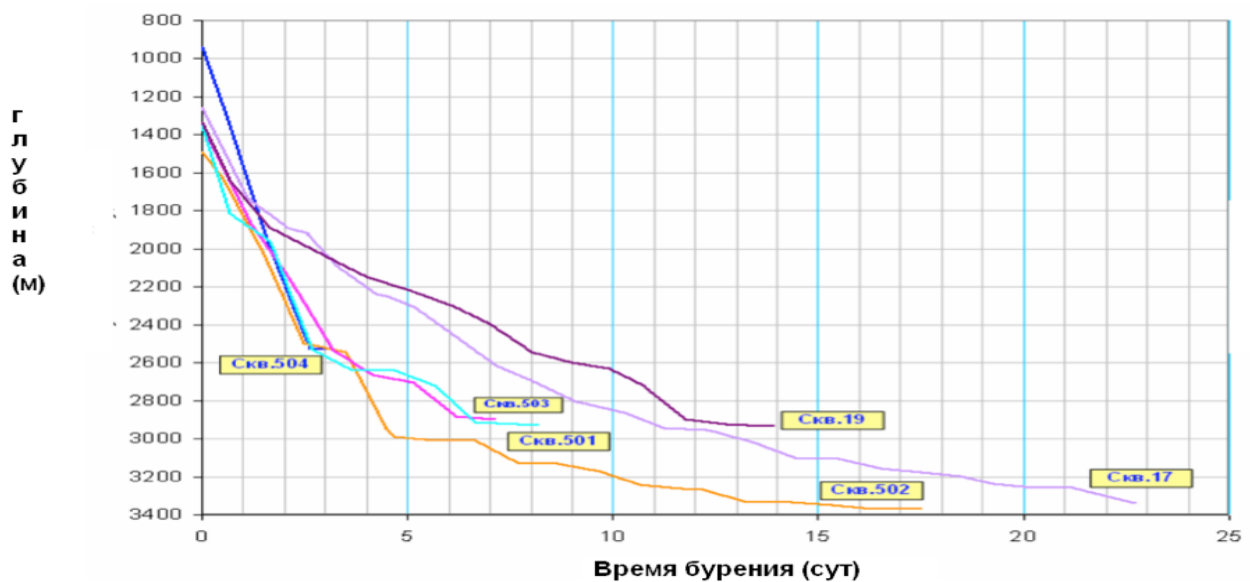


Рис. 5.2 Время бурения скважин платформы RC5 на участках диаметром 311 мм.

Используя данные, приведенные на рис. 5.1, определяем механическую скорость бурения на соответствующих участках диаметром 311 мм каждой скважины платформы RC4. Результаты определения свидетельствуют, что при бурении скважины № 421 с применением системы РУС «*push the bit*» механическая скорость увеличивалась на 60% по сравнению с системой ВЗД для скважины № 25, имеющих одинаковую глубину. При этом средняя механическая скорость бурения всех скважин (№№ 420, 421 и 422) с применением системы РУС «*push the bit*» возрастает на 67,3% по сравнению со средним ее значением при использовании

системы ВЗД на скважинах № 20 и № 25.

При бурении скважины № 502 с применением системы РУС «*push the bit*» механическая скорость увеличивалась на 93,7% по сравнению с системой ВЗД на скважине № 17. Подобное повышение (на 110%) значения средней механической скорости с применением системы РУС «*push the bit*» наблюдалось при проходке скважин №№ 501, 502, 503 и 504 по сравнению с ее значением при использовании системы ВЗД на скважинах № 17 и № 19.

Результаты обработки сведений, полученных из графиков (рис. 5.1 и рис. 5.2), приведены в таблице 5.1.

Таблица. 5.1 Время и механическая скорость бурения скважин на платформах RC4 и RC5 на участках диаметром 311 мм.

Скважина, №№	Глубина, м	Интервал, м	Начал. и конечн. зен. угол, град.	Время бурения, сут.	$V_{\text{мех}}$, м/час
20-RC4	1780÷3743	1963	22-2.5	24.3	6.5
25-RC4	1712÷3842	2130	18.5-18.5	34	4.4
Среднее значение (ВЗД)		2046.5		29.2	5,2
420-RC4	1836÷4086	2250	26.0-25.5	20.7	8,7
421-RC4	1792÷3935	2143	23.0-21.5	25.4	7
422-RC4	1905÷4207	2302	37.0-39.5	18.7	11,1
Среднее значение (РУС)		2231.7		21,6	8,7
19-RC5	1330÷2933	1603	31.5-6.0	13,9	10,4
17-RC5	1255÷3337	2082	20.5-30	22,7	6,4
Среднее значение (ВЗД)		1842.5		18,3	7,7
501-RC5	1354÷2927	1573	21.5-21.5	8.2	29,6
502-RC5	1490÷3370	1880	43.0-32.0	17,5	12,4
503-RC5	1369÷2897	1528	25.5-0.1	7.1	15
Среднее значение (РУС)		1660.3		10.9	16,2

Из таблицы 5.2 следует, что процесс бурения с применением системы РУС «*push the bit*» на участках диаметром 311 мм (объем бурения 2231,7 м) является более эффективным, так как время бурения скважин на платформе RC4 сократилось на 9,8 суток, а на платформе RC5 (объем бурения 1660,3 м) соответственно – на 5,9 суток.

2). *Стоимость 1 м бурения.*

Оценивая результативность работы системы РУС «*push the bit*» по второму показателю, следует отметить, что при переходе к системе РУС «*push the bit*» наблюдается понижение стоимости 1 м бурения скважин. Для определения стоимости 1 м бурения, применительно к условиям предприятия «Вьетсовпетро», воспользуемся собственной формулой предприятия, а именно

$$C = \frac{C_0 + C_1 \cdot T}{H}, \quad (5.1)$$

где: С – стоимость 1 м бурения, дол./м; С₀ - средняя стоимость обслуживания РУС при бурении на участке диаметром 311 мм одной скважины, дол; С₁ – стоимость обслуживания платформы за сутки, включающая буровую установку, вертолет, заработную плату, бензин, и т.д., дол./сут.; Т – время бурения, сут., Н - общий объем бурения, м.

Результаты расчета по формуле (5.1) для предприятия “Вьетсовпетро” приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Стоимость 1 м бурения на платформах RC4 и RC5.

Платформа	Стоимость 1 м бурения, дол./м	
	ВЗД	РУС « <i>push the bit</i> »
RC4	2554	1988
RC5	1778	1518

Очевидно, что процесс бурения с применением системы РУС «*push the bit*» более эффективен по сравнению с системой ВЗД. При бурении с применением системы РУС «*push the bit*» стоимость 1 м бурения снизилась на 14,5÷22% по сравнению с системой ВЗД.

Результаты проведенного автором анализа технической, технологической и экономической эффективности применения роторной управляемой системы РУС «*push the bit*» при бурении скважин на объектах, предприятия «Вьетсовпетро» позволяют сформулировать следующие выводы и рекомендации:

- по техническим, технологическим и экономическим характеристикам, система РУС «*push the bit*» превосходит применяемую систему ВЗД при бурении наклонных участков скважин;
- применение системы РУС «*push the bit*» приводит к повышению механической скорости бурения на 67÷110%;
- использование системы РУС «*push the bit*» сопровождается снижением стоимости 1 м бурения на 14÷22%.

5.2 Внедрение разработанных типов и составов буровых растворов при бурении скважин на месторождении «Южный Дракон и Доймой»

План-график бурения и капитального ремонта скважин (КРС) на 2015 и 2016 гг. предприятия «Вьетсовпетро» показывает, что объем бурения в отложениях миоцена и олигоцена составляет 85% от общего объема пробуренных и запланированных скважин. Такие отложения характеризуются присутствием мощных толщ глин различного минералогического и химического состава (см. табл. 5.4), что предполагает использование некоторого бурового раствора, имеющего универсальный состав, т.е. раствор, позволяющий устранять ряд осложнений, связанных, например с гидратацией и набуханием глиносодержащих горных пород. Данная ситуация усложняет механизм ингибирования глиносодержащих горных пород, что зачастую не исключает диспергирования их в стенках скважин и в буровом растворе. Это приводит к возникновению деформационной неустойчивости горных пород ствола скважин и значительному увеличению плотности бурового раствора за счет обогащения выбуриваемой глиносодержащей породы, подвергающейся диспергированию водной фазой бурового раствора.

Таблица 5.4 Минеральный состав глин отложений нижнего миоцена и олигоцена месторождений предприятия «Вьетсовпетро»

Отложение	Глубина залегания, м	Температура забоя, °С	Минеральный состав		
			каолинит	гидрослюда	монтмориллонит
Нижний миоцен	2200÷3000	100	40%	15%	45%
Олигоцен	3000÷4000	125	50%	20%	30%

При бурении в данных интервалах в качестве промывочных жидкостей применяются следующие ингибирующие буровые растворы: *Ultradrill*, *KCl-glycol* и *FeCl₃ – АКК*, указанные в таблице 5.5.

Таблица 5.5 Типы ингибирующих буровых растворов при бурении в отложениях миоцена и олигоцена на объектах предприятия «Вьетсовпетро».

Стратиграфия	Диаметр О.К., мм (интервал бурения, м)		Тип ингибирующего бурового раствора
	Месторождение «Белый Тигр»	Месторождение «Южный Дракон и Доймой»	
Миоцен	245 (2200÷3000)	245 (1750÷1950)	<i>FeCl₃ – АКК</i> , <i>Ultradrill</i> , <i>KCl-glycol</i>
Олигоцен	245/194/140 (3000÷3400)	245/194/140 (1950÷2550)	<i>FeCl₃ – АКК</i> , <i>Ultradrill</i> , <i>KCl-glycol</i>

Исходя из того, что указанные в таблице 5.5 растворы имеют свои ограничения к применению, то в этом случае требуется уточнение условий использования предлагаемых компанией «*MI Drilling*» и самостоятельно разработанных составов буровых растворов, путем анализа механизма ингибирования глинодержащих горных пород за счет введения в состав растворов различных по химическому составу реагентов – ингибиторов.

В качестве критериев оценки эффективности применения выше указанных типов ингибирующих буровых растворов автором были выбраны следующие показатели: 1) число осложнений; 2) стоимость 1 м³ бурового раствора; 3) стоимость 1 м бурения и 4) механическая скорость бурения.

1). Число осложнений.

На рис. 5.3 приведена диаграмма зависимости числа аварий и осложнений, возникающих при бурении скважин, в зависимости от типа ингибирующего бурового раствора, применяемого в отложениях миоцена и олигоцена месторождений предприятием «Вьетсовпетро».

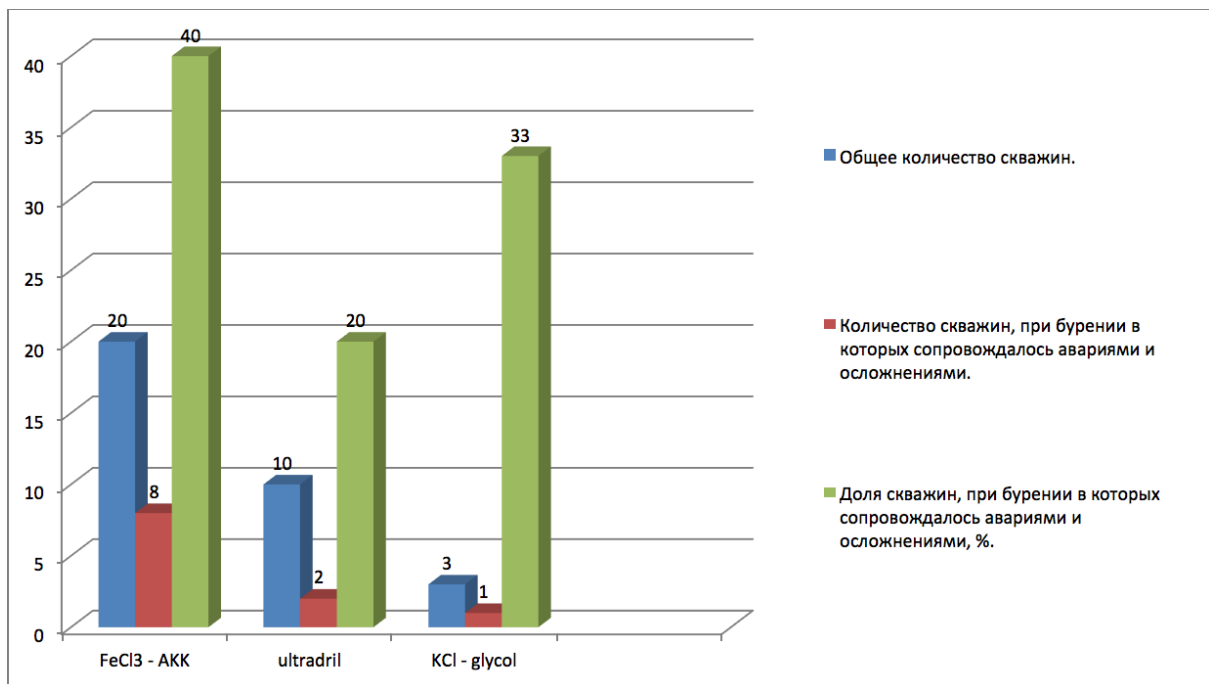


Рис. 5.3 Диаграмма изменения числа осложнений и аварий при бурении в глиносодержащих горных породах в зависимости от применяемых типов ингибирующих буровых растворов.

Анализ представленной диаграммы показывает, что:

- наибольшее число аварий и осложнений наблюдалось при бурении скважин с применением бурового раствора $FeCl_3$ – АКК (до 40%), а наименьшее с применением бурового раствора Ultradrill (20%);
- по числу осложнений применяемые на предприятии «Вьетсовпетро» типы ингибирующих буровых растворов можно расположить в следующем порядке: $FeCl_3$ – АКК > KCl – glycol > Ultradrill.

2). *Стоимость 1 м³ ингибирующего бурового раствора.*

Сравнительная диаграмма стоимости 1 м³ различных типов ингибирующих буровых растворов, применяемых на объектах предприятия «Вьетсовпетро», приведена на рис. 5.4.

Из диаграммы следует, что:

- стоимость 1 м³ утяжеленных буровых растворов более высокая и составляет по сравнению с неутяжеленными буровыми растворами 20÷40%;

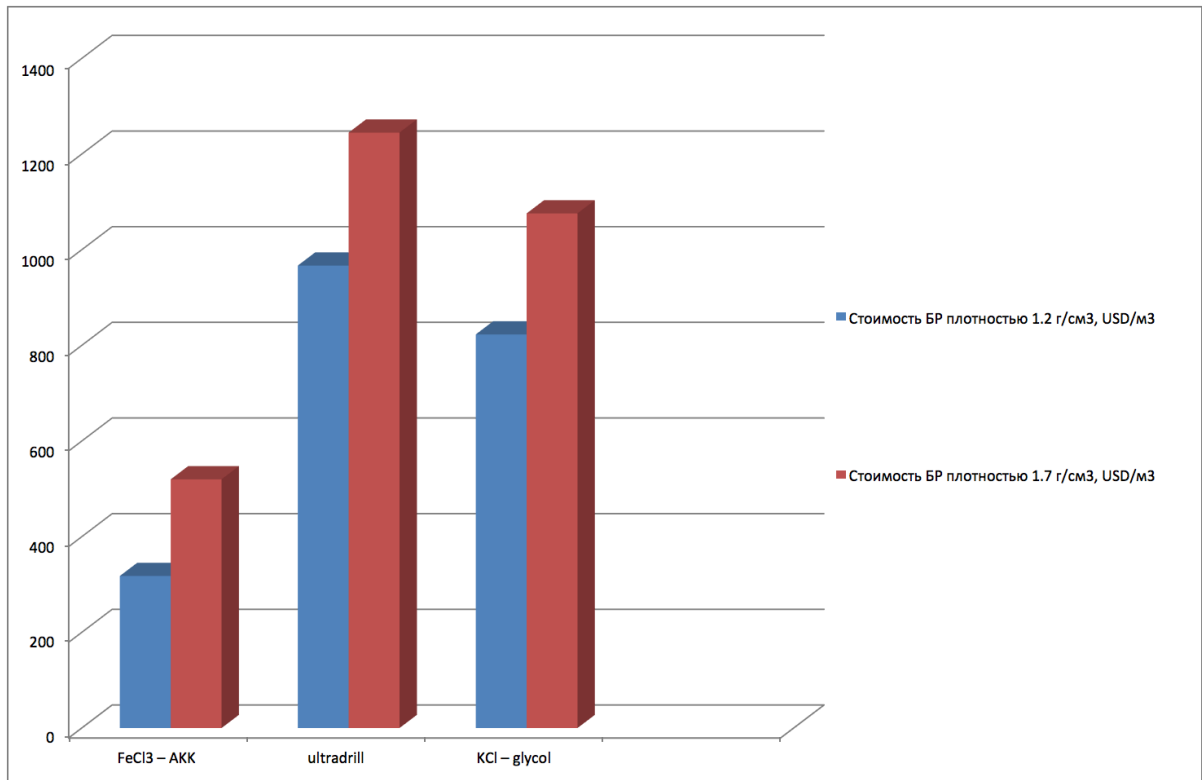


Рис. 5.4 Диаграмма стоимости 1 м³ бурового раствора в зависимости от его типа и ПЛОТНОСТИ.

- стоимость 1 м³ бурового раствора является интегральной величиной, которая включает в себя как стоимость реагентов и воды, необходимых для приготовления бурового раствора, так и стоимость услуг, предоставленных персоналом;
- по стоимости 1 м³ бурового раствора применяемые на предприятии «Вьетсовпетро» типы ингибирующих буровых растворов можно расположить в следующем порядке: $FeCl_3 - АКК < KCl - glycol < Ultradrill$.

3). *Стоимость 1 м бурения при применении различных типов ингибирующих буровых растворов.*

Для определения стоимости 1 м бурения скважины с применением ингибирующих буровых растворов воспользуемся формулой вида

$$C = C_0 \cdot m \quad (5.2)$$

где: C_0 – стоимость 1 м³ бурового раствора; m – количество бурового раствора, затрачиваемого на 1 м проходки.

Сравнительная диаграмма стоимости 1 м бурения приведена на рис. 5.5.

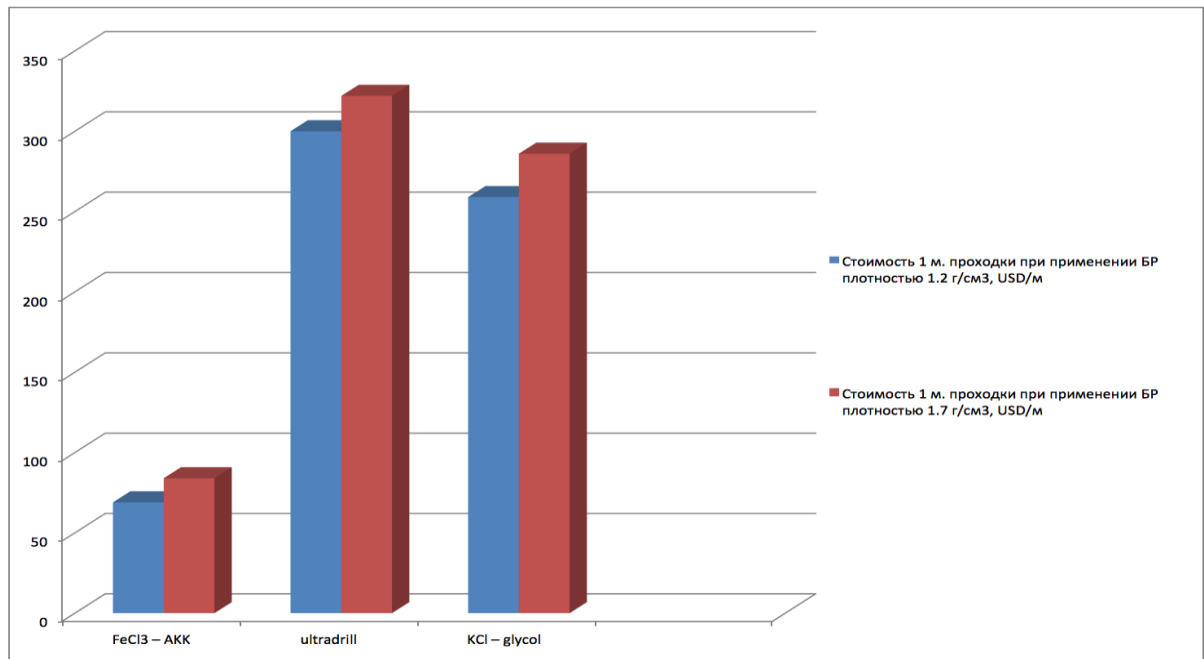


Рис. 5.5 Диаграмма стоимости 1 м бурения скважин в зависимости от применяемого типа ингибирующего бурового раствора различной плотности.

Представленная диаграмма указывает на то, что:

- стоимость 1 м бурения с применением утяжеленных буровых растворов увеличивается на 10 – 20% по сравнению с неутяжеленными буровыми растворами;
- наибольшую стоимость имеет буровой раствор Ultradrill, а наименьшую – буровой раствор $FeCl_3$ - АКК.

4). *Механическая скорость бурения при применении различных типов ингибирующих буровых растворов.*

Для сравнения механической скорости бурения с применением различных типов ингибирующих буровых растворов в отложениях миоцена и олигоцена воспользуемся результатами бурения на трех скважинах №№ 132, 1713 и 1705 бассейна Кыулунг, которые приведены в виде диаграммы на рис. 5.6.

Анализ диаграммы показывает, что:

- механическая скорость бурения с применением бурового раствора $FeCl_3$ – АКК оказывается самой низкой;
- механическая скорость бурения с применением бурового раствора *Ultradrill* – самой высокой;

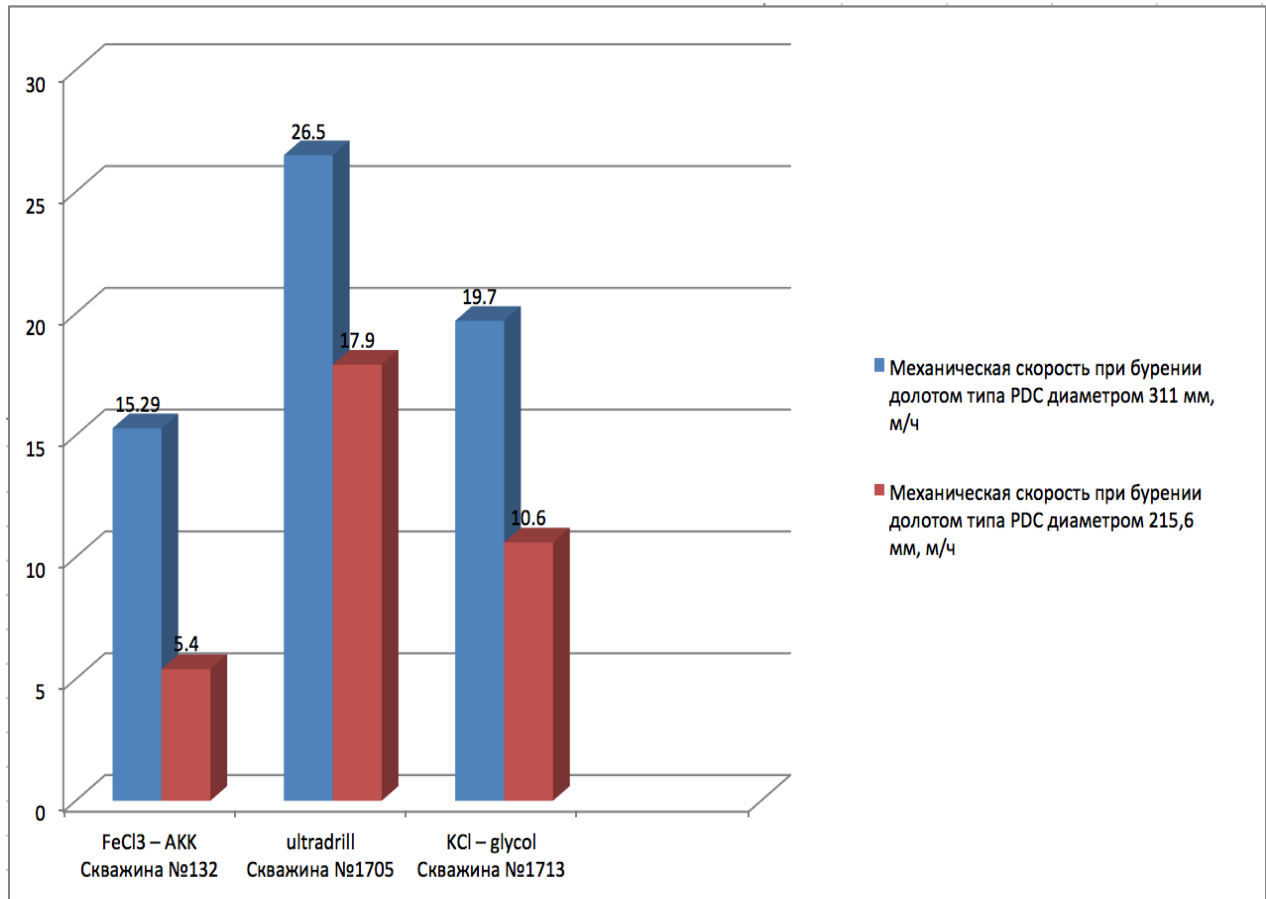


Рис. 5.6 Диаграмма механической скорости бурения в зависимости от типа ингибирующего бурового раствора.

- механическая скорость бурения с применением бурового раствора *KCl – glycol* увеличилась на 28,8% по сравнению с раствором $FeCl_3$ – АКК;
- механическая скорость бурения с применением бурового раствора *Ultradrill*, в состав которого входит смазывающая добавка *ultrafree*, увеличилась на 73,3% по сравнению с раствором $FeCl_3$ – АКК;
- для повышения механической скорости бурения скважин с применением системы РУС «*push the bit*» рекомендуется при составлении рецептуры ИБР использовать смазывающую добавку в виде реагента *ultrafree*.

5.3 Общие выводы и рекомендации

1. Разработанная методика поинтервального анализа режимных параметров на основе механической скорости $V_{мех}$ бурения м/ч. «типовой скважины» месторождения позволяет сформировать базовый комплекс технических средств и рецептур ИБР по всему разрезу месторождения для дальнейшей его адаптации к условиям бурения проектируемых скважин.

2. По техническим, технологическим и экономическим характеристикам, система РУС «push the bit» превосходит применяемую систему ВЗД при бурении наклонных участков скважин месторождения «Южный Дракон и Доймой».

3. Разновидность «push the bit» системы РУС является системой соответствующей разрезу месторождения «Южный Дракон и Доймой» и рекомендуется к применению на объектах предприятия «Вьетсовпетро» при бурении наклонных участков скважин, поскольку позволяет увеличить механическую скорость на 67%-110% и снизить стоимость 1 м бурения на 14%-22%.

4. Получена аналитическая зависимость механической скорости бурения по интервалам ($V_{мех}$) от величины угла установки α резца долота *PDC*.

5. Установлена экспериментальная зависимость площади срезаемой стружки шлама ($A_{ш}$) от величины угла установки α резца долота *PDC*.

6. При бурении в мягких горных породах с содержанием пород средней твердости рекомендуется применять долота *PDC* с отрицательным углом установки резцов в диапазоне значений $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$, при котором обеспечивается минимальное изнашивание торцевой поверхности резца *PDC*, а разрушение породы средней твердости происходит в режиме резания – скалывания.

7. При бурении скважин в мощных миоценовых и олигоценых отложениях месторождения «Южный Дракон и Доймой» рекомендуется использовать ИБР *Ultradrill*, имеющий явные преимущества по всем исследуемым параметрам: ДНС, прочности геля и показателя фильтрации в условиях высоких температур в сравнении с применяемыми ИБР: *FeCl₃ – АКК* и *KCl – glycol*.

8. Для повышения механической скорости бурения в отложениях миоцена и олигоцена с применением разновидности «push the bit» системы РУС следует в рецептуру ИБР «*Ultradrill*» вводить смазывающее вещество, в виде химического реагента *ultrafree* с содержанием до 17 кг на 1 м³ раствора, что позволяет существенно снижать силы трения, возникающие между КНБК и стенками ствола скважины.

9. Оптимальная концентрация ингибитора «*HuPR-CAP*» в рецептуре ИБР «*KGAC-plus*» составляет 0,4%. При этом параметры раствора «*KGAC-plus*» отвечают техническим требованиям;

10. По технико-экономическим показателям раствор «*KGAC-plus*» является наиболее соответствующим составу и свойствам глинодержащих горных пород отложений миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой» по сравнению с применяемыми буровыми растворами «*KCl - glycol*» и «*Ultradrill*», т.е. раствор «*KGAC-plus*» имеет высокую ингибирующую способность и низкую стоимость.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ананьев А. М., Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Под ред. проф. А.И. Пенькова. - Волгоград, 2000. - 139 с.
2. Арефьева В.В., Кочуков В.В. Повышение эффективности бурения за счет применения долот режущего типа. Инженер-нефтяник. 2007. -№2, -С. 25-28.
3. Артоболевский И. И. Теория механизмов и машин: Учеб. для втузов. - 4-е изд., перераб. и доп. -М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1988. -640 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.
5. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. Н. Новгород, 2007. -203с.
6. Башкатов Д.Н., Олоновский Ю.А. Вращательное шнековое бурение геологоразведочных скважин. - М. : Недра, 1968. -192 с.
7. Башкатов Д.Н. Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа.// Инженер-нефтяник.-М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2010. –№ 3. –С. 9–23.
8. Борисов К.И. Научная база нового метода оценки эффективности процессов разрушения горных пород современными инструментами режуще-скалывающего действия // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. – № 4. – С. 51–58.
9. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный породоразрушающий инструмент НПП. – Тула: «Гриср и к», 2005. – 288 с.
10. Васильев Н.И., Талалай, Уфаев В.В. Влияние геометрических характеристик коронки на процесс разрушения льда В сб.: Оптимизация бурения скважин в осложненных условиях. Донецк, ДПИ, 1991. –С. 10-13.
11. Васильев Н.И., Кудряшов Б.Б., Дмитриев А.Н. Экспериментальные исследования процесса резания льда. Записки Горного института. Том 148 (2), 2001. -С. 155-160.
12. Васильев Н.И., Талалай, Уфаев В.В. Стенд для исследования процесса разрушения льда резцовыми коронками и анализ экспериментальных

- данных. Методика и техника разведки, №3 (141). –СПБ: изд. ВИТР, 1993. –С 98-105.
13. Владиславлев В.С. Разрушение пород при бурении скважин. М. 1988, 239с.
14. Габузов Г. Г., Оценка влияния свойств бурового раствора на устойчивость глинистых пород [Текст]/ Габузов Г. Г., Дорошенко В. И., Макарян А. С.// Нефтяное хозяйство, 1983. -№9, - С. 34-36.
15. Гебов С. В., Экспресс-метод определения физико-химического взаимодействия бурового раствора и горной породы [Текст]/ Гебов С. В., Степанов Л. А.// Нефтяное хозяйство, -№6. 1992, - С. 17-18.
16. Городнов В. Д., Буровые растворы [Текст]/ Городнов В. Д. –М: Недра, 1985, -296 с.
17. Дашиев Э.В. Анализ технологии бурения горизонтальных участков скважины на ванкорском нефтяном месторождении с целью разработки рекомендаций по использованию современных роторно-управляемых систем. [Электронный ресурс] <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/145.pdf> - дата обращения 15.12.2015.
18. Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. Состав и свойства буровых агентов (промывочной жидкостей). М.: Недра, 1984. - 248 с.
19. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З.. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. - 346 с.
20. Кашкаров Н.Г., Верховская Н.М., Рябоконец А.А. и др. Совершенствование требований и методов контроля качества полисахаридов, глинопорошков и утяжелителей для строительства газовых скважин. Обзорная информация. Серия "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 166 с.
21. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Т. Буровые машины и механизмы. М.: Недра, 1986. - 448 с.
22. Кошелев В.Н., Растегаев Б.А., Добросмыслов А.С. Использование комплексно ингибированных буровых растворов при проводке скважин. Бурение и нефть. М., -№12. 2008. -С. 35-37.

23. Липкес М.И., Лернер Р.С., Дедусенко Г.Я., Пондоева Е.И. Высокомолекулярные сополимеры акрилового ряда в качестве реагентов для буровых растворов. Нефтяное хозяйство. М., 1983. №2 февраль, -С. 23-26.
24. Маслова О.А., Пальчикова Л.С., Мотошин Ю.А., Мойса Ю.Н. Сравнительные испытания органических ингибиторов глин. Бурение & нефть. М., 2010. -№3, -С. 30-32.
25. Мори В., Фурментро Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Перевод с французского и английского под ред. чл.-кор. РАН Н. М. Проскурякова. М.: Мир, 1994. – 195 с.
26. Нгуен Тиен Хунг. Эффективность применения роторной управляемой системы для бурения скважин на предприятии Вьетсовпетро (СРВ). Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2016. -№2. С. 31-38.
27. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. – Красноярск: СФУ, 2012. – 300 с.
28. Нескоромных В. В., К. И. Борисов. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC. Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. 2013. – Т. 323, № 1 : Науки о Земле. -С. 191-195.
29. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие. М-во образования Рос. Федерации: С.-Петерб. горн. ин-т им. Г.В. Плеханова, 2002 (Ризограф РИЦ С.-Петерб. гос. горн. ин-та). - 102 с.
30. Овчинников В.П. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Тюмень: ГНГУ, 2014. Т.2, 484 с.
31. Овчинников В.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Тюмень.: ГНГУ, 2014. Т.3, С. 147-165.
32. Повалихин А.С., Калинин А.Г. и др. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 637 с.
33. Сеид-Рза М. К., К вопросу исследования осмотических процессов с точки зрения сохранения целостности стенки скважины [текст]/ Сеид-Рза М. К.,

- Фаталиев М.Д. Исмаилов Ф. А.// Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1974. -№2. -С. 14-17.
34. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкель В.А., и др. Полимерные промывочные жидкости для бурения горизонтальных скважин. РИОН, 2013. -№5, -С. 47–53.
35. Соловьев Н.В. Методика расчета параметров пенных газожидкостных смесей используемых в технологических операциях при бурении и тампонировании горизонтальных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). Вестник российской академии естественных наук 2013/6 том 13, тематический номер, -С. 60-67.
36. Соловьев Н.В., Исонкин А.М., Богданов Р.К., Шестаков С.И. Механизм разрушения горной породы и определение составляющих ее сил резания буровым инструментом, оснащенный АТП. Инженер нефтяник М.Т.Ж., 2010. -№1. -С. 33-36.
37. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. и др. Разведочное бурение. М., 2007. -904 с.
38. Соловьев Н.В., Башкатов Д.Н., Горшков Л.К. и др. Геологоразведочный породоразрушающий инструмент на основе алмазов и сверхтвердых материалов. Изд. Южно-Российского государственного технического университета (НПИ), Новочеркасск: 2009. -335 с.
39. Соловьев Н.В., Исонкин А.М., Богданов Р.К., Шестаков С.И. Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил ее резания буровым инструментом, оснащенный алмазно-твердосплавными пластинами. Н.Т.Ж «Инженер - нефтяник», М., 2010, -№ 1, -С. 33-36.
40. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкаль В.А. и др. Полимерные промывочные для бурения горизонтальных скважин. М.: РИОН, 2013. -№5. -С. 47-53.
41. Соловьев Н.В., Степанов К.В. Мембранообразующая способность полимерных промывочных жидкостей при набухании глиносодержащих горных пород. Горный информационно-аналитический бюллетень. М., №10. 2007. -С. 84-93.

42. Соловьев Н.В. Мембранообразующее действие полимерных промывочных жидкостей в глиносодержащих горных породах. Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна». Вип. 14(181), 2011. -С. 231–237.
43. Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг. Разработка элементов эффективной технологии бурения скважин на месторождениях углеводородов предприятия «Вьетсовпетро». Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2015. – №2. -С. 45-49.
44. Соловьев Н.В., Арсентьев Ю.А., Нгуен Тиен Хунг, Курбанов Н.Х. Теоретический метод обоснования конструктивных параметров долот режуще-скалывающего действия. Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2015. – №3. -С. 16-25.
45. Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Нгуен Тиен Хунг, Чыонг Ван Ты. Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кью Лонг» (СРВ). Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2016. –№1. -С. 16-24.
46. Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н., Нгуен Тиен Хунг. Реологические свойства биополимерных буровых растворов. Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2016. –№3. -С. 8-17.
47. Сулакшин С.С. Технология бурения геологоразведочных скважин. -М.: Недра. 1973. -313 с.
48. Тимошенко С.П. Соппротивление материалов. М.: Гостехизд, 1932. -336 с.
49. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости.- М.:Наука, 1975. – 576 с.
50. Уляшева Н.М., Михеев М.А., Дурки В.В. Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов Текст.: метод. Указания по выполнению лабораторных работ по направлению 130500 Нефтегазовое дело. - Ухта: УГТУ, 2011. - 42 с.
51. Уляшева Н.М., Ивенина И.В. К вопросу увлажнения глинистых пород в водных растворах электролитов Текст. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. - № 4. - С. 24-27.

52. Уляшева Н.М., Ивенина И.В. Влияние ионной силы раствора на скорость увлажнения глинистых пород Текст. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. - № 4. -С. 28-30.
53. Хынг В. В., Погиев С. В., Мань Н. К., Ту Л. В., Занг Ф. Т. Т.. Отчет об научно исследовательской работе, п. 1.2 Лабораторные испытания смазочных добавок с целью определения смазывающих свойств и причин приводящих к закупорке вибросит и флокуляции твердой фазы бурового раствора. - Вунгтау: ЛБР НИПИморнефтегаз, 2010. –С. 9-33.
54. Чихоткин В.В. Исследование техники и технологии бурения геолого-разведочных скважин и разработка нового поколения алмазного породоразрушающего инструмента. М., 1997. -332 с.
55. Чулкова В. В. Метод выбора долот PDC для перемежающихся по твердости горных пород. Научно-технический журнал «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков». 2015. –№2. -С. 17-19.
56. Шамансуров И.И., Зиявиддинов С.Ш. Основы конструирования породоразрушающего инструмента для бурения шпуров и скважин. М.: Недра, -1986. -207 с.
57. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г., Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. М.: “ОАО” ВНИИОЭНГ. 2012, -191 с.
58. Bejarano C.A., Munoz G., Perez G., Cortina C., and Palomo R. Application of a new PDC bit Design in Deep Cretaceous and Jurassic Hard Formation in Southern Mexico. International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 2006. -10 с. <http://dx.doi.org/10.2118/102232-MS>.
59. Dagrain F., Tshibangu J.P. Use of the D3 Model for the Estimation of Forces Acting on a Cutter in Rock Cutting and Drillings. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Texas USA, 2002. –С. 12-18. <http://dx.doi.org/10.2118/78242-MS>.
60. Kerr, Callin Joe. PDC drilling Bit Design and Field Application Evolution. Journal of Petroleum Technology Volume 40, 1998, Number 3. –С. 23-28. <http://dx.doi.org/10.2118/14075-PA>.

61. Mingguang Sun, Yulian Zhang, Huangtao, and Jinhai Zhao. New Cutting Structure Design Improves the Performance of The PDC Bit. SPE/AAPG Western Regional Meeting, California USA, 2000. <http://dx.doi.org/10.2118/62858-MS>.