

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Кулмаганбетов Досжан Елшибекович

Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в
трещиноватых породах

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 7М07202 – Нефтегазовое дело

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

УДК 622.276

На правах рукописи

Кулмаганбетов Досжан Елшибекович

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах

Название диссертации

Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах

Направление подготовки

6М070800 – Нефтегазовое дело

Научный руководитель:

Доктор PhD

 Молдабеков М.С.

26.06.2021 г.

Рецензент:

к.т.н.(РФ), доктор PhD

 Смашов Н.Ж.

26.06.2021 г.

Нормоконтроль:

Доктор PhD

 Молдабеков М.С.

26.06.2021 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Нефтяная инженерия»

_____ Дайров Ж.К.

« ___ » _____ 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Нефтяной инженерии

7M07202 – «Нефтяная инженерия»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Нефтяная инженерия»

_____ Дайров Ж.К.

«___» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Кулмаганбетову Досжану Елшибековичу

Тема: Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах

Утверждена приказом Ректора Университета № 330-М от «11» ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной диссертации _____

Исходные данные к магистерской диссертации: результаты исследований при бурении трещиноватых пород

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) изучение актуальных проблем;

б) разработка методов применимые в решении имеющихся задач;

Перечень графического материала: 25 слайдов

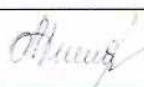

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основные часть	22.01.2020-20.02.2020	
Техническая часть	20.02.2020-01.02.2020	
Экономическая часть	01.02.2021-01.05.2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию
с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Основная часть	Доктор PhD, Молдабеков М.С.	25.06.2021	
Нормконтроллер	Доктор PhD, Молдабеков М.С.	25.06.2021	

Научный руководитель



Молдабеков М.С.

Задание принял к исполнению обучающийся



Кулмаганбетов Д.Е.

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на магистерскую диссертацию
Кулмаганбетов Досжан Елшибекович
по специальности 6М070800 «Нефтегазовое дело»
на тему: «Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода
циркуляции в трещиноватых породах».

В магистерской диссертации в необходимом объёме выполнен литературный обзор методик по бурению нефтяных скважин в трещиноватых породах. На основании этого правильно определено направление решения поставленных задач исследований. Изучены факторы, влияющие на эффективность действий, при переходе в режим Бурения Без Выхода Циркуляции и в режим Бурения с Азотной Шапкой, а также факторы, имеющие отношение к самим процессам Бурения, СПО, геофизических исследованиях при поглощениях соответствующих упомянутых режимов. По результатам проведённых исследований удалось правильно определить взаимосвязь между буровыми жидкостями и газовой шапкой для достижения нужной цели. На основании полученной информации и с помощью интерпретации данных исследований в диссертации сделан анализ всей операции для повышения эффективности разработки с применением методологии ББВЦ и БАШ.

Актуальность и ценность магистерской диссертации заключаются в разработке технологии более точного определения параметров буровых жидкостей для эффективности проведения ББВЦ.

Следует отметить, что методики исследований, использованные в магистерской диссертации возможно использовать в учебном процессе для развития навыков исследовательской работы.

Все вопросы, поставленные в магистерской диссертации, решены в полной мере и на основании этого магистерскую диссертацию можно считать законченной научно-исследовательской работой.

Результаты работы опубликованы в научном журнале.

Таким образом, по совокупности признаков магистерская диссертация магистранта Кулмаганбетов Досжан Елшибекович соответствует предъявляемым требованиям, а автор заслуживает присуждения ему ученой степени магистра по специальности 6М070800 «Нефтегазовое дело».

Научный руководитель
Доктор PhD,
Научный сотрудник Института
Геологических Наук имени К.И.Сатпаева
« ____ » _____ 2021 г.



Молдабеков М.С.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Кулмаганбетова Досжана Елшибековича
по специальности 7М07202 – «Нефтегазовое дело»

На тему ««Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах»»

Рецензируемая работа представлена на 25 слайдах и пояснительная записка на 48 страницах.

В настоящее время очень быстрыми темпами совершенствуются методы решения проблем связанных с бурением нефтяных скважин. И в данной диссертационной работе излагается исследовательская работа по бурению скважин с большими поглощениями. Проведены исследовательские работы по разработке режима по Бурению Без Выхода Циркуляции, используя азотную шапку в затрубном пространстве. Данный метод имеет как преимущества так и недостатки с технической и финансовой точки зрения. К преимуществам можно отнести - продуктивное использование времени за счет увеличения проходки, низкий уровень загрязнения породы. К недостаткам можно отнести - использование дополнительного оборудования и технической жидкости, отсутствие показаний газа, быстрый износ забойного оборудования.

Основной целью метода является снижение расходов на буровые жидкости и эффективно использовать время отведенное на бурение посредством увеличения проходки.

К замечаниям можно отнести ограниченность расчетов и вычисления при проведении исследовательской работы.

По результатам исследований опубликована научная статья в журнале «Вестник АУНГ» при «Университете Нефти и Газа города Атырау», в разделе «Разработка и бурение нефтегазовых скважин, геологические вопросы» на тему «Бурение Трещиноватых Порода Без выхода Циркуляции».

В совокупности полученных результатов работы Кулмаганбетов Д.Е. вполне удовлетворяет требованиям представляемым магистрским диссертациям, автор достоин присвоения степени магистра.

Рецензент

Смашов Нурлан Жаксибекович

Занимаемая должность: директор ТОО «Научно-внедренческий центр «Алмас»,
к.т.н. (РФ), доктор PhD,



Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Кулмаганбетов Досжан

Название: Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах

Координатор: Мурат Молдабеков

Коэффициент подобия 1:0

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:4

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Кулмаганбетов Досжан

Название: Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах

Координатор: Мурат Молдабеков

Коэффициент подобия 1: 0

Коэффициент подобия 2: 0

Замена букв: 4

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

.....
Дата

.....
Подпись Научного руководителя

АНДАТПА

Магистрлік диссертацияның тақырыбы «Жарықшақты тау жыныстарында мұнай ұңғымаларын кері циркуляциясыз бұрғылау технологиясын игеру». Магистрлік диссертация 48 беттен тұрады.

Бұл диссертацияда мұнайлы қабаттардың жарылған аймақтарында циркуляциясы өте жоғары пайызбен ұңғымаларды бұрғылау әдістері қарастырылған. Мәселе бойынша ұсынылған шешімдер Қазақстандағы Теңіз кен орнында табысты тәжірибеден өтуде.

Қорытындыда осы әдістердің артықшылықтары көрсетіледі және барлық атқарылған жұмыстардың қорытындылары жасалады.

АННОТАЦИЯ

Темой магистерской диссертации является «Разработка технологии бурения нефтяных скважин без выхода циркуляции в трещиноватых породах». Магистерская диссертация выполнена в объёме – 48 страниц.

В данной магистерской диссертации рассмотрены методы бурения скважин с очень высоким процентом поглощения бурового раствора в трещиноватых зонах нефтеносных пластов. Предложенные решения проблемы успешно практикуются на месторождении Тенгиз в Казахстане.

В заключении указаны преимущества данных методик и сделаны выводы всей проделанной работы.

ABSTRACT

The topic of the master's thesis is «Development of technology for drilling oil wells with fractured rocks in closed hole circulation mode». The master's thesis is 48 pages long. This master's thesis examines the methods of drilling wells with a very high percentage of lost circulation in the fractured zones of oil-bearing reservoirs. The proposed solutions to the problem are being successfully practiced at the Tengiz field in Kazakhstan. In conclusion, the advantages of these methods are indicated and the conclusions of all the work done are drawn.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	12
1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ НА ПРИЕМИСТОСТЬ И ЗАМЕЩЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ТЕХНИЧЕСКУЮ ВОДУ.....	13
1.2 БУРЕНИЕ В РЕЖИМЕ ББВЦ.....	13
1.3 ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ.....	17
1.4 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.....	18
1.5 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ.....	19
1.6 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ББВЦ В БАШ.....	22
1.7 СПО В РЕЖИМЕ ББВЦ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ДОЛОТА ИЛИ КНБК.....	23
2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	23
2.1 ТРЕБОВАНИЯ К БУРЕНИЮ В РЕЖИМЕ ББВЦ (ББВЦ).....	23
2.2 ВРАЩАЮЩИЙСЯ ПРЕВЕНТОР.....	24
2.3 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ АЗОТА N ₂	25
2.4 ПРЕИМУЩЕСТВА ББВЦ.....	26
2.5 ПРОБЛЕМЫ ВО ВРЕМЯ ББВЦ.....	27
2.6 УТЕЧКА ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ.....	28
2.7 ОЧИСТКА ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ.....	28
2.8 УТЕЧКА ОБРАТНОГО КЛАПАНА ПРИ НАРАЩИВАНИИ.....	29
2.9 ПРОМЫВ В БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЕ.....	29
2.10 ОБРЫВ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ.....	29
2.11 ПОВЫШЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА СТОЯКЕ.....	29
2.12 ЗАКУПОРИВАНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	30
2.13 ЗАКУПОРИВАНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ.....	30
2.14 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЛЕГКОГО ЗАТРУБНОГО РАСТВОРА.....	30
2.15 ВЫСОТА МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕЖКОЛОННОЕ ДАВЛЕНИЕ.....	31
3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	32
3.1 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕНГИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	32
ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	48

ВВЕДЕНИЕ

Вскрытие резервуара самая непредсказуемая и опасная часть бурения нефтяной скважины. Карбонатные пласты известны наличием каверн и трещин, что в последствии приводит к возникновению потери циркуляции. Привычным методом устранения поглощения является закачивание пачки Затрубного Легкого Раствора. Этот метод имеет свои недостатки и может привести к неопределенным последствиям, таким как непродуктивное время, увеличение стоимости бурения и т.д. В таких случаях, эффективным способом контроля скважины является переход в режим Бурения Без Выхода Циркуляции (ББВЦ). Внедрение ББВЦ дает значительные преимущества с точки зрения экономического воздействия. Вот некоторые из этих преимуществ: возможность бурения высокосернистых нефтегазовых пластов без выхода углеводородов на поверхность, устраняет расход большого количества материалов для борьбы с противодействием и цементирующих материалов, увеличение скорости проходки.

ББВЦ обеспечивает безопасное бурение без потоков углеводородов на поверхность. Это часто применяется в периферийных скважинах исследуемого месторождения, которые характеризуются наличием переломов и / или каверн, и было доказано, что они имеют высокую вероятность катастрофически больших потерь циркуляции. В этих условиях обычная циркуляция невозможна из-за того, что буровой раствор должным образом не поднимается до устья по затрубю. Однако, помимо невосстанавливаемых потерь циркуляции, существуют и другие условия, при которых технология ББВЦ важна для эффективного бурения из-за низкого давления закачки в пласт (высокая пластовая способность приема бурового шлама) и проблемы безопасности наземные объекты и персонал из-за неуправляемого потока пластовых флюидов (высокое содержание H_2S и / или CO_2) в стволе скважины. В методе ББВЦ используется слепое бурение (без возврата жидкости на поверхность) где штуцер полностью закрыт, в то время как кольцевое пространство закрыто вращающимся превентором. Один или более резиновых уплотнительных элементов установлены на подшипниковом узле внутри вращающейся управляющей головки для уплотнения вокруг бурильной колонны и вращение бурильной колонны по-прежнему осуществляется из-за подшипниковой сборки во вращающемся превенторе, которое является единственным дополнительным элементом управления скважиной необходимое оборудование на поверхности.

Реализация системы ББВЦ требует большого количества технической воды. Бурение слепым методом одновременной закачки РНО в бурильную колонну и затрубное пространство очень затратная операции. И поэтому, вода используется как техническая жидкость. Техническая вода перекачивается через бурильную колонну и рассредоточена в трещинах при переносе бурового шлама. Тем временем затрубное пространство заполнено жидкой системой с двойным градиентом, то есть технической водой на нижней части ствола скважины и ЗЛР в

верхней части. Хотя ББВЦ не является бурением на депрессии в том смысле, что пластовые флюиды не вытекают на поверхность, гидростатический напор двойной системы таков, что он равен (или немного ниже) градиента пласта.

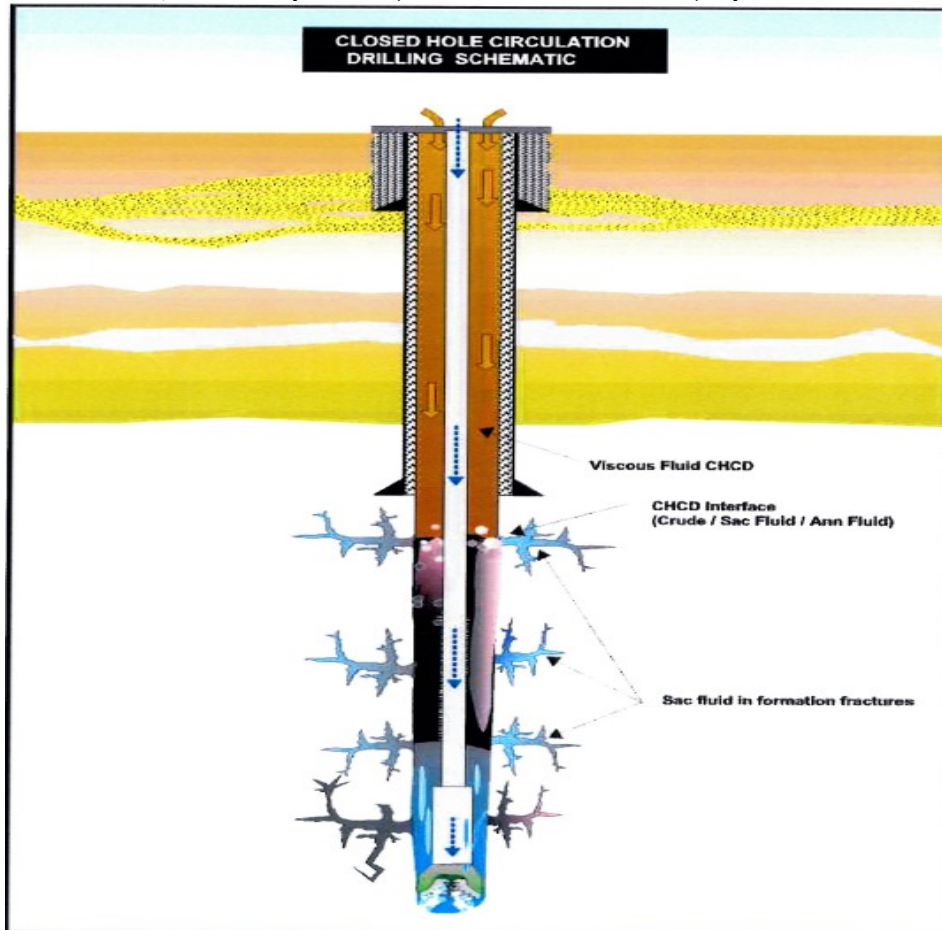


Рисунок 1 - Сценарий коллектора при бурении с использованием ББВЦ.

Затрубье закрыто на поверхности, и буровой раствор непрерывно закачивается в бурильную колонну и через буровое долото чтобы очистить отверстие путем инъекции шлама в трещиноватый пласт (Рисунок 1). На практике забойное давление будет контролироваться буровым раствором в кольцевом пространстве и техническая вода в бурильной колонне. Поскольку техническая вода имеет более низкую плотность, чем эквивалентная плотность пластового давления или плотность затрубной жидкости, обратные клапаны размещаются в бурильную колонну для предотвращения обратного потока закачиваемая жидкость, когда нагнетательные насосы выключены. Плотность ЗЛР добавляется на любую поверхность давление на затрубное пространство равно пластовое давление в верхней части утраченной зона циркуляции. Плотность жидкости должна быть лишь немного меньше эквивалента плотности, которая точно сбалансировала бы пластовое давление. Этот небольшой гидростатический дисбаланс будет способствовать мониторингу миграции углеводородов в кольцевое пространство.

Возможность использования ББВЦ зависит от состояния резервуара. Эти условия строго коррелировали через геологическую интерпретацию коллектора.

Несмотря на результаты геологического исследования, вероятность необходимости использования метода ББВЦ всегда учитывалась при планировании программ бурения. Бурение путем устранения потерь традиционными методами рассматривается в первую очередь, а ББВЦ сохраняется в качестве резервного плана на случай, если традиционный метод бурения не работает, и немедленно переключается на метод ББВЦ при возникновении серьезных потерь.

Целью данной работы является исследование внедрения метода бурения в режиме ББВЦ.

Основные цели исследования:

- * Проанализировать эффективность метода ББВЦ.
- * Подсчет финансовых расходов при использовании газовой шапки N₂.

Актуальность работы в решении задач связанных с поглощениями буровой жидкости при вскрытии нефтеносного пласта с помощью внедрения новых методов, таких как ББВЦ и БАШ не загрязняя окружающую среду.

Научная новизна работы в использовании газовой шапки N₂ при бурении резервуара соблюдая нормы правила ТБ и ООС. Также использование новейших технологии, как «Криогенной насосной системы N₂» и «Резервуара с жидким азотом (LN₂)».

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ББВЦ (Бурение Без Выхода Циркуляции) - CHCD (Closed Hole Circulation Drilling),
БАШ (Бурение с Азотной Шапкой) - NCD (Nitrogen Cap Drilling),
Amodrill 1500: ~ 6,4 фунта на галлон линейный альфа-олефин. Используется для балансировки скважины в случае, если CBF или дизельное топливо превышает пластовое давление EMW[1],
КНБК (Компановка Нижней Части Бурильной Колонны) - ВНА (Bottom Hole Assembly),
РНО (раствор на нефтяной основе) легкий, используемый для попытки установить положительное устьевое давление. Для этой цели можно использовать невзвешенный РНО (7,4 фунта на галлон) или дизельное топливо (6,8 фунта на галлон) - Cut Back Fluid (CBF),
ТЗР (Тяжелый затрубный буровой раствор) - общий термин, описывающий жидкость с плотностью, по крайней мере, на 0,3 фунта на галлон выше, чем поровое давление EMW, используемое для БАШ, (HAM) Heavy Annular Mud,
ЛЗР (Легкий затрубный буровой раствор) - плотность бурового раствора немного меньше, чем поровое давление EMW в верхней части первой трещины. Плотность обычно выбирается так, чтобы давление напора составляло 50-200 фунтов на квадратный дюйм. Light Annular Mud (LAM),
МЛП (материал для ликвидации поглощений) - закачиваемый в скважину химреагент для ликвидации поглощений, LCM (lost circulation material),
ЭВР (эквивалент веса раствора) - поровое давление, EMW (equivalent mud weight).

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ НА ПРИЕМИСТОСТЬ И ЗАМЕЩЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ТЕХНИЧЕСКУЮ ВОДУ

Тест на приемистость выполняется с помощью оригинального раствора перед началом бурения. Происходит следующим образом: давление в кольцевом пространстве должно быть стабильным. Оригинальный раствор прокачивается по бурильной колонне со скоростью насоса - 3, 4 и 5 ходов в минуту. При этом, давление в затрубном пространстве находится в пределах максимального рабочего давления около 1200 фунтов на квадратный дюйм. Пространство в бурильной колонне заменяется технической водой и колонна вращается. При закачке жидкости бурильная труба опускается до забоя и значение крутящего момента и сопротивления записывается.

1.2 БУРЕНИЕ В РЕЖИМЕ ББВЦ

Бурение массивно трещиноватых пластов с обсадной колонной, находящиеся в кровле пласта, может быть простительным, поскольку скважину всегда можно заглушить или заглушить, закачав раствор в бурильную трубу или кольцевое пространство, пока затрубное пространство закрыто. ББВЦ извлекает выгоду из этой точки. ББВЦ можно рассматривать как прогрессию от «классического» слепого бурения к бурению с легким флюидом под утяжеленной глиняной крышкой следующим образом:

- Бурение с возвратом 0% без заполнения затрубного пространства жидкостью.
- Бурение с возвратом 0% при заполнении затрубного пространства жидкостью.
- Бурение с закрытым затрубьем.
- Бурение с закрытым кольцевым пространством с использованием бурового насоса подрядчика для закачки легкой жидкости в бурильную трубу и обнаружения тяжелой жидкости в кольцевом пространстве.
- Бурение с закрытым затрубным пространством с использованием насосов высокого давления сервисной компании для закачки легкой жидкости в бурильную трубу и закачки тяжелой жидкости в затрубное пространство.

ББВЦ включает закачку утяжеленного вязкого флюида в кольцевое пространство между бурильной трубой и обсадной колонной с закрытым кольцевым пространством для предотвращения миграции углеводородов и высокого давления на поверхность. Кольцевое пространство закрывается с помощью вращающегося превентора, расположенного наверху обычного противовыбросового превентора (ПВО). При использовании ЛЗР буровой раствор

закачивается в затрубное пространство только в том случае, если давление в обсадной колонне достигает заданного верхнего предела, а затем он закачивается только до тех пор, пока давление в обсадной колонне не вернется к заранее определенному нижнему пределу, который зависит от фактического порового давления резервуара. В то же время прозрачная жидкость, не содержащая твердых частиц, закачивается в бурильную трубу при закрытом кольцевом пространстве. В качестве закачиваемой жидкости обычно используется пресная вода при бурении на суше и морская вода при бурении на море. ЛЗР описывается как бурение под «плавающей» грязезащитной крышкой. Пластовое давление удерживает флюид кольцевого пласта на месте давлением в кольцевом пространстве или давлением под резиной в ВП поддерживается ниже рабочего предела оборудования или ниже заранее определенного максимально допустимого давления на поверхность. Вязкость жидкости для заглушки должна быть спроектирована таким образом, чтобы минимизировать миграцию углеводородов через жидкость. Периодическая закачка бурового раствора обычно необходима для добавления жидкости к крышке бурового раствора для компенсации потерь в пласте в кольцевом пространстве или снижения поверхностного давления из-за миграции углеводородов, или того и другого. Определение веса кольцевой «буровой» жидкости поровое давление коллектора, который будет пробурен с использованием методов ББВЦ, должно быть измерено или, по крайней мере, оценено, прежде чем можно будет проводить какое-либо значимое планирование. Давление в пласте может быть определено с помощью прямых измерений, таких как исследования забойного давления (ЗД) на соседних скважинах в том же пласте, или с использованием косвенных методов, таких как графики порового давления на основе данных смещения. Пластовое давление также можно измерить непосредственно после обнаружения первой трещины либо путем измерения давления в закрытой бурильной трубе, либо путем измерения уровня жидкости в затрубном пространстве. Рисунок 2 также иллюстрирует использование данных офсета и плотности пластового флюида для определения ожидаемого пластового давления вдоль вертикального ствола скважины, пробуренного на истинной вертикальной глубине 500 футов (TVD) через пласт.

Это позволяет подготовить соответствующим образом утяжеленный раствор для использования в затрубном пространстве перед бурением в зоне потери циркуляции. Финальное изменение плотности бурового раствора может

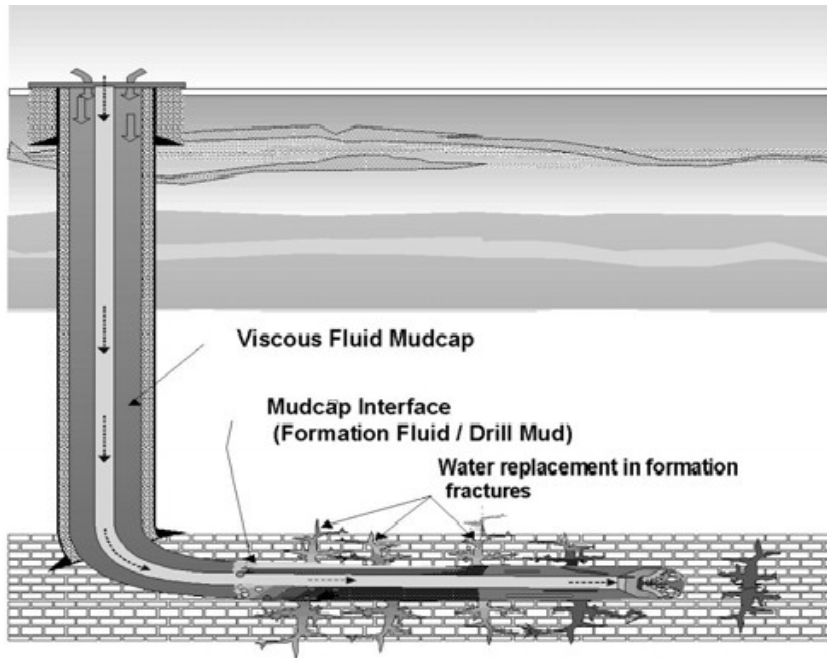


Рис. 1 - Схема бурения горизонтального ствола.

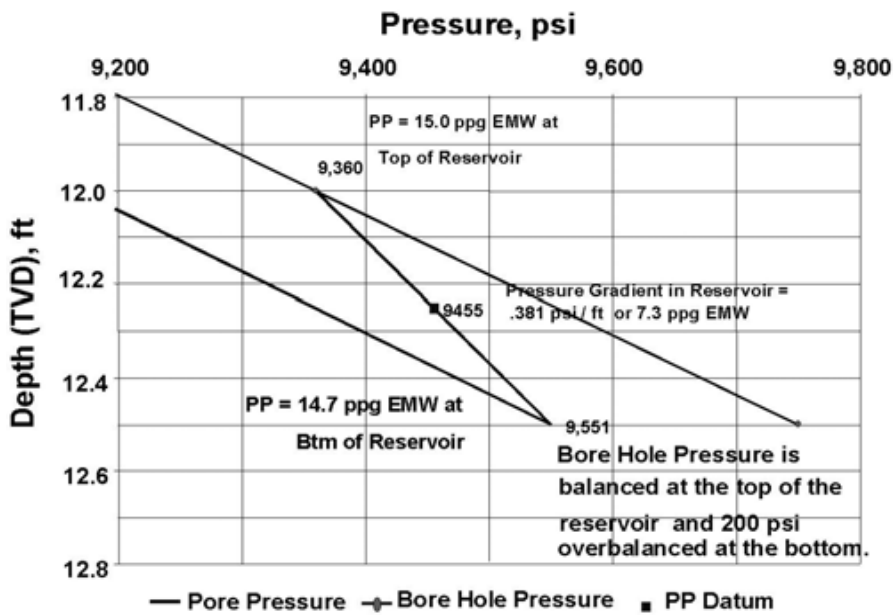


Рис. 2 - Определение пластового давления по стволу скважины.

производиться после определения фактического порового давления в зоне потери циркуляции во время бурения. При бурении горизонтальной скважины существует аналогичная ситуация. Однако мы должны исследовать динамический

градиент трения вместо градиента пластовой жидкости. Кольцевые градиенты трения, возникающие в результате циркуляции воды от долота по горизонтальному стволу скважины к трещинам, довольно малы. Закачка воды в кольцевое пространство размером 6-1/8 " x 3-1/2" со скоростью 250 галлонов в минуту приведет к градиенту трения всего 10,0 фунтов на квадратный дюйм / 1000 футов. Однако, поскольку приемистость в трещиноватых пластах может быть очень высокой, до 50 баррелей / день / фунт / кв.дюйм для нефтяных скважин и 0,25 млн куб для газовых скважин. Буровой раствор, закачиваемый в трещины, может нагнетать давление в трещинах. Массивный разрыв пласта вдоль ствола скважины представляет собой бесконечное количество случаев давления нагнетания. К счастью, для успешного ББВЦ направление потока в скважине не нужно знать, поскольку кольцевое пространство закрыто и нет потока на поверхность. Требуемая плотность бурового раствора будет зависеть от порового давления пласта. Это также будет зависеть от того, необходимо ли поддерживать постоянное падение жидкости в кольцевом пространстве или бурового раствора или минимизировать потери бурового раствора в пласт. При сведении к минимуму потерь из-за забоя в пласт можно использовать ЛЗР, поддерживая «герметичный» гидрозатвор в кольцевом пространстве. Математически это выражается как:

$$P_{choke} + 0,052 * MW_{avg} * ann * TVD = PP_{reservoir} (1)$$

где глубина и поровое давление находятся в верхней части пласта, где наблюдается максимальная ЭВР в пласте. При ББВЦ заполнение кольцевого пространства более легким буровым раствором или даже пресной водой после того, как обнаруживается зона потерянного возврата, обеспечивает простейшие средства оценки требуемой массы бурового раствора. Путем точного измерения количества более легкого флюида, помещенного в кольцевое пространство, поровое давление в зоне потери циркуляции может быть определено с допустимым пределом или погрешностью. При использовании ББВЦ оператор обычно выбирает плотность жидкости для глушения, превышающую эквивалент порового давления на целых 4 фунта на галлон. Причина в том, что углеводороды непрерывно мигрируют вверх по кольцевому пространству, снижая среднюю кольцевую плотность флюида, что приводит к увеличению давления на поверхности. «Тяжелая» жидкость закачивается в затрубное

пространство, чтобы снизить поверхностное давление ниже предела рабочего давления ВП или ПВО. Однако использование «тяжелой» жидкости в кольцевом пространстве не позволяет наблюдать и контролировать миграцию углеводородов, а в коллекторах с аномально высоким давлением стоимость затрубного бурового раствора может быть непомерно высокой. При ББВЦ в пластах, содержащих высокосернистый газ; желателен мониторинг и минимизация количества миграции углеводородов в затрубное пространство. Буровой раствор периодически закачивается в кольцевое пространство для вытеснения мигрирующих высокосернистых углеводородов обратно в пласт. Величина давления, возникающая в результате использования более легкой жидкости в кольцевом пространстве, позволяет определять скорость миграции углеводородов и оценивать положение любых мигрировавших углеводородов в кольцевом пространстве. С ББВЦ плотность грязевого раствора обычно будет на 0,1–0,2 фунта на галлон (удельный вес 0,01–0,02) меньше, чем ЭВР порового давления в верхней части зоны потернных возвратов. Это приведет к давлению в обсадной колонне от 50 до 150 фунтов на квадратный дюйм, в зависимости от глубины пласта, которое будет использоваться для отслеживания миграции углеводородов. Если верхняя часть зоны потери циркуляции (т.е. первая крупная трещина) находится существенно ниже кровли проницаемого продуктивного пласта, верхняя часть коллектора будет подавлена и может дополнительно влиять на давление в обсадной колонне. Это приведет к тому, что начальное давление в затрубье будет выше типичный диапазон. Когда используется периодическая закачка по сравнению с непрерывной, предпочтительны неньютоновские жидкости, использующие тиксотропные свойства жидкости для минимизации миграции углеводородов в кольцевое пространство. Целью должно быть использование кольцевой жидкости с плотностью немного меньшей, чем поровое давление (ЭВР) в верхней части коллектора. Это обеспечит полное вытеснение ствола скважины затрубным буровым раствором после каждого цикла закачки в кольцевое пространство, что позволит контролировать скважинные условия. После цикла закачки в кольцевом пространстве давление в кольцевом пространстве или в штуцере должно быть равно разнице веса бурового раствора в кольцевом пространстве и порового давления в верхней части пласта или

$$P_{choke} = 0,052 * (MW_{annulus} - EMW_{pp}) * TVD \quad (2)$$

Если давление в штуцере больше, чем предполагалось, то мигрировавшие углеводороды все еще могут находиться в затрубном пространстве.

1.3 ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ

Давление в стояке для целей планирования можно оценить для статических и динамических условий. Статическое давление в стояке можно оценить с помощью следующего уравнения.

$$P_{SPPstatic} = 0,052 * (EMW_{pp} - MW_{drill\ pipe}) * TVD \quad (3)$$

где $P_{SPPstatic}$ - статическое давление в стояке, которое является дисбаланс давления U-образной трубы между бурильной трубой и кольцевого пространства. Динамическое давление или давление нагнетания в стояке равно статическому давлению в стояке плюс потери давления бурильной колонны и трещин и может быть рассчитана следующим образом

$$P_{SPPinjection} = P_{SPPstatic} + \Delta P_{DP} + \Delta P_{DC} + \Delta P_{MWD} + \Delta P_{Motor} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Frac} \quad (4)$$

где $P_{SPPinjection}$ - динамическое или нагнетательное давление в стояке. Падением давления, связанным с потоком жидкости через трещины, обычно пренебрегают или считают, что оно очень мало. Это хорошее предположение, когда были обнаружены трещины очень большого объема, особенно когда возникают массивные потери доходности. Если попытка ББВЦ предпринята при наличии трещин очень небольшого объема, давление может превысить предел давления бурового насоса.

1.4 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Объемы закачки, необходимые для MCD, можно легко оценить, будь то бурение без забойного двигателя или бурение с забойным двигателем. Скорость закачки при бурении без двигателя будет зависеть от условий бурения. Обычно скорость закачки должна быть не ниже скорости циркуляции, достаточной для удаления выбуренного шлама при бурении с водой. По оценкам, минимальная скорость в кольцевом пространстве для удаления выбуренной породы из вертикальной скважины с водой составляет 100 футов / мин. Эксперименты по транспортировке выбуренной породы для горизонтальных скважин показали, что высота слоя выбуренной породы является функцией скорости жидкости. Но условия ствола скважины могут потребовать более высоких скоростей в кольцевом пространстве из-за неравномерного нагнетания жидкости в ствол скважины или вдоль него. 100 футов / мин следует использовать для определения минимального необходимого количества жидкости.

При бурении с двигателем объем впрыска определяется объемом, требуемым для двигателя. Результирующие скорости в кольцевом пространстве обычно намного превышают минимальную скорость, необходимую для эффективного удаления / закачки шлама. Например, 4^{3/4} дюйм. Для работы забойного двигателя требуется 240 галлонов в минуту. Это соответствует скорости в кольцевом пространстве 233 фут / мин при использовании бурильной трубы 3-1/2 дюйма в стволе 6-1/8 дюйма. Соответствующий требуемый объем составляет 6171 баррелей для 18-часового дня циркуляции. На рис. 3 показаны требования к объему для скважин трех размеров. Для каждого размера ствола скважины показаны минимальные требования для бурения вертикальной скважины без двигателя и для бурения с забойным

двигателем. На рисунке показаны расчетные требования к объему для вертикального корпуса при минимальной скорости в кольцевом пространстве 120 фут / мин. Во всех случаях предполагается 18-часовой рабочий день. Наблюдение за этим рисунком показывает, что могут быть желательны меньшие размеры ствола скважины для минимизации объема закачки DP.

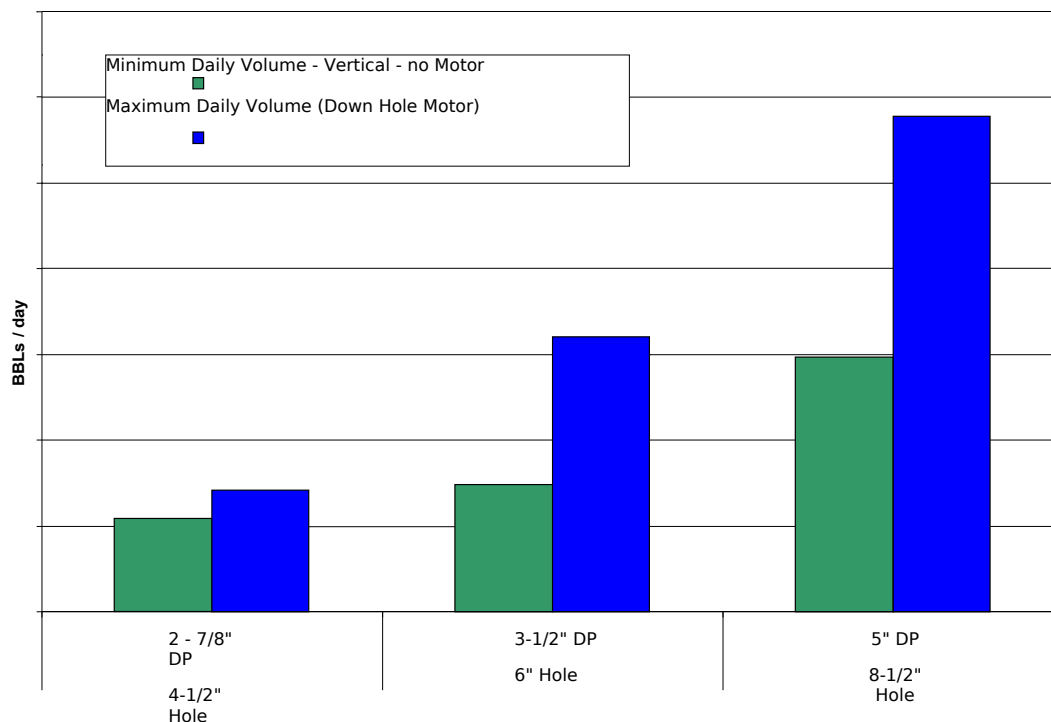


Рис. 3 - Требования к жидкости для закачки буровых труб для бурения с использованием ББВЦ.

1.5 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Независимо от того, используется ли периодическая, непрерывная или случайная закачка в кольцевом пространстве, объем закачки в кольцевом пространстве и соответствующий суточный объем можно оценить с помощью следующих уравнений.

$$Q_{Ann} = (SF) V_{NM} T_{PI} (ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2) / 1029 \quad (5)$$

$$Q_{ADC} = 24 * 60 * Q_{Ann} / T_{PI} \quad (6)$$

где Q_{Ann} - периодическая скорость закачки, необходимая для предотвращения миграции газа со скоростью V_{NM} , а T_{PI} - время между циклами закачки. Q_{ADC} - это кольцевой суточный кумулятивный объем закачки.

Скорость миграции углеводородов является функцией углеводородного состава, давления, температуры, а также плотности и реологии бурового раствора. Это также функция геометрии ствола скважины. Практическое

правило скорости миграции газа в буровом растворе составляет от 7 до 15 футов / мин. Старое правило бурильщика для миграции газа в буровом растворе - 1000 футов в час. Тем не менее, Shell сообщила, что скорость просачивания газа составляет 90 футов в сутки / мин по результатам собственного эксперимента по моделированию газовых пузырей. Модель Shell, вероятно, лучше всего описывает миграцию газа через невязкую жидкость в мелкой среде с низким давлением.

На рис. 4 показано влияние различных скоростей миграции углеводородов на давление в обсадной колонне и объем, необходимый для вытеснения углеводородов обратно в ствол скважины. Основное предположение состоит в том, что плотность углеводородов и скорость миграции постоянны. Другое упрощающее предположение состоит в том, что мигрирующие углеводороды полностью вытесняют буровой раствор. Это предположение становится менее обоснованным по мере уменьшения глубины.

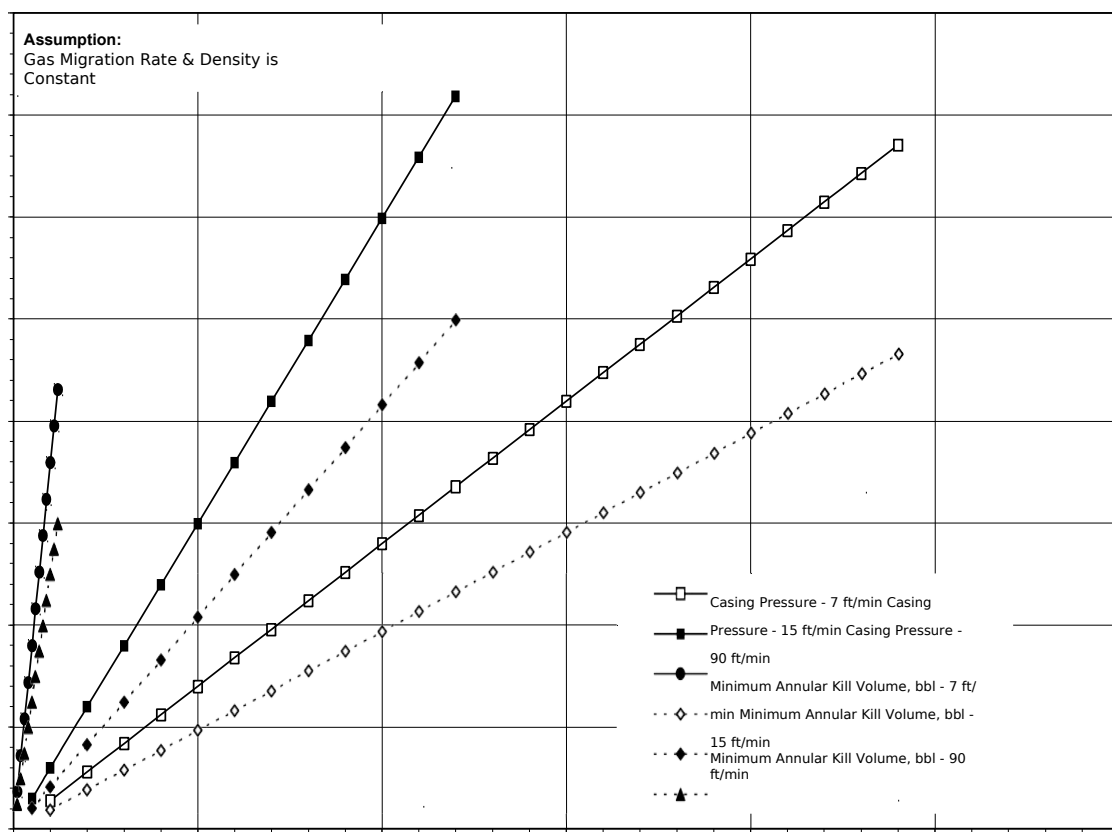


Рис. 4 - Влияние скорости миграции углеводородов на давление в обсадной колонне и глухой объем затрубного пространства.

Рисунок предназначен только для того, чтобы дать общее представление о взаимосвязи между скоростью миграции, давлением в обсадной колонне и объемом глушения.

Требования к объему являются основным фактором при выборе размера отверстия. Уменьшение диаметра ствола скважины приводит к меньшему

расходу жидкости для закачки DP и затрубного бурового раствора из-за меньшей производительности. Однако следует также учитывать требования к производительности и завершению меньшего инструмента. Для обеспечения стабильности учета поглощения во время ББВЦ, необходимо использовать следующие руководства; необходимо начинать считать поглощения во время ББВЦ с того момента, когда потеря раствора считается неприемлемой или неуправляемой, и тогда принимается решение переходить на ББВЦ. Все облегченные растворы, закачиваемые в затрубье для стабилизации и калькуляции пластового давления (экв. плт раствора), и все последующие поглощения должны регистрироваться, как поглощения раствора во время ББВЦ до тех пор, пока не спустят и зацементируют следующую обсадную колонну. Поглощения раствора во время ББВЦ начинаются когда закачивается облегченный раствор в затрубье и необходимо начать подготовительные работы по установке вращающегося превентора.

Краткое изложение, типичные объемы раствора, для включения в качестве поглощений во время ББВЦ указаны следующим образом:

Весь объем облененного раствора, закачиваемый в затрубье для стабилизации скважины и сразу рассчитать эквивалентную плотность раствора до установки вращающегося превентора. Скорость закачки, устанавливаемая для закачки в БТ до вытеснения технической жидкостью. Внутренний объем БТ вытесняемая технической жидкостью. Вес раствор, закачиваемый в скважину до посадки верхнего пакера хвостовика, и остановка поглощения, включая любой раствор, необходимый во время СПО для замены долота.

В режиме ББВЦ процесс бурения продолжается с закачкой технической жидкости по бурильной колонне, при этом постоянно контролируется давление в затрубном пространстве [2]. Рекомендуемая скорость насоса составляет 230 галлонов в минуту для ствола диаметром 8,5 дюймов и 200 галлонов в минуту для 6-дюймового ствола. Необходимо закачать пачку раствора с высокой плотностью сразу в начале бурения. Также закачивать пачку раствора с высокой плотностью не менее одного раза на свечу. Давление в обсадной колонне во время бурения должно оставаться в пределах допустимого диапазона давления Вращающегося Превентора. Требуется закачка бурового раствора или РНО по мере необходимости в затрубное пространство для контроля давления. Все закачанные объемы должны быть записаны в электронную таблицу отслеживания. Использовать следующие рекомендации, если поверхностное давление превышает рабочий предел. При необходимости закрыть затрубные или трубные плашки, чтобы избежать превышения безопасного рабочего предела Вращающегося Превентора. Если есть подозрение на закупорку трещин, нужно попробовать пробурить дальше, чтобы обнажить дальнейшие трещины и установить связь. Может потребоваться возврат к обычному бурению в соответствии с процедурой традиционного бурения. Если есть подозрение на приток и миграцию нефти, потребуется закачка РНО в затрубное пространство для промывки. Снижение устьевого давления указывает на то, что приток смещен обратно в пласт. При выполнении

соединений свечей при бурении в режиме ББВЦ прорабатываем целую свечу и циркулируем до нужного объема до трещин для очистки ствола от пробуренного шлама. Может потребоваться дополнительная проработка также закачка дополнительной пачки раствора для очистки ствола скважины. Если скручивающие и осевые нагрузки на бурильную колонну продолжают расти, нужно проконсультироваться с Суперинтендантом о необходимости дополнительных проработок. Далее закачивается пачка с высокой вязкостью около 20 баррелей вокруг КНБК.

Сбросить давление в стояке до 0 фунтов на квадратный дюйм и убедиться, что обратный клапан держит. Измерить объем стравленного раствора.

Примечание: давление на стояке может упасть до нуля, если пластовое давление меньше давления технической жидкости.

Убедиться, что давление составляет 0 фунтов на квадратный дюйм, и разорвать соединение на верхнем приводе.

Установить предохранительный клапан и затянуть ручную.

Поднимите следующую свечу на роторный стол и соединить с бурильной колонной

Медленно доведите насос до нормального рабочего хода, контролируя давление, и возобновите бурение, когда давление стабилизируется.

Не спускать вниз с долотом до тех пор, пока не будет подтверждено наличие потока из долота в результате увеличения давления на стояке или минимального закачиваемого объема (Т-5030 и Т-5230, полученный урок).

Запишите крутящий момент и сопротивление каждого соединения и следите за тенденциями к увеличению.

1.6 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ББВЦ В БАШ

Преобразование из ББВЦ в БАШ в любой точке с КНБК в скважине: Заместить жидкость затрубного пространства в ЗТР [3]. Убедиться, что флюид имеет овербаланс, по крайней мере на 0,3 фунта на галлон по отношению к поровому давлению в пласте, а соотношение вода / нефть и соленость водной фазы находятся в правильном диапазоне для работы в качестве каротажной жидкости. Продолжить закачку технической воды в бурильную колонну. Закачать N₂ в затрубное пространство, чтобы установить давление шапки N₂ для бурения или спуско-подъемных операций, в зависимости от ситуации, как показано на Рисунке 1. Подождать, пока стабилизируется уровень жидкости в затрубном пространстве и поверхностное давление. Измерить уровень жидкости с помощью эхометра, чтобы убедиться в статике перед началом бурения. Продолжить бурение в режиме БАШ.

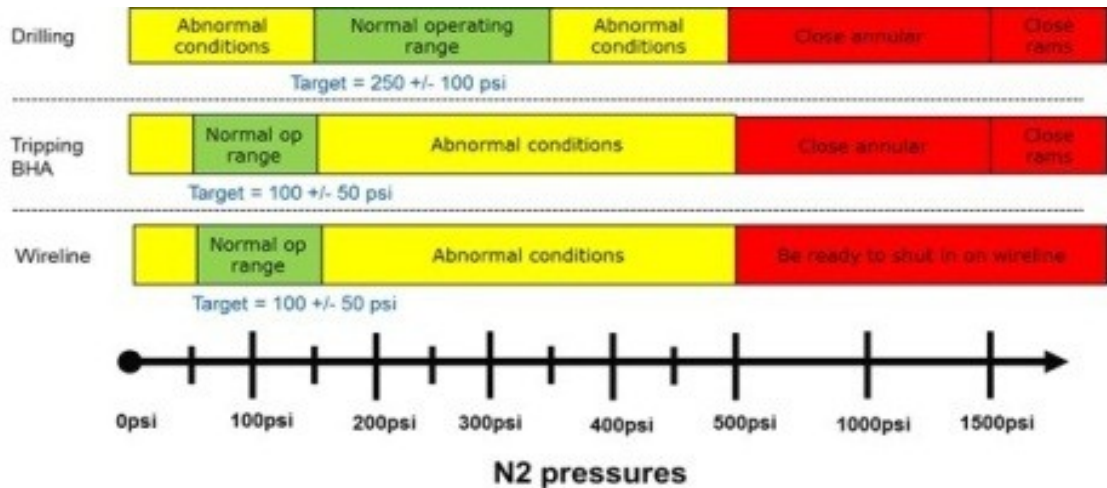


Рисунок 1: Диапазон давления ВП для БАШ.

1.7 СПО В РЕЖИМЕ ББВЦ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ДОЛОТА ИЛИ КНБК

Закачать техническую жидкость и совершите возвратно-поступательное движение по трубе, чтобы убедиться, что в скважине нет шлама [4]. Перед СПО закачать вязкую струю полимера до тех пор, пока она не окажется над кровлей трещины. Неустойчивый крутящий момент и сопротивление могут указывать на потенциальные проблемы с очисткой ствола скважины. Заместить техническую жидкость в бурильной колонне с помощью ЗЛР. Продолжать закачивать ЗЛР до тех пор, пока не будет закачан теоретический объем от долота до верхней трещины. Проконсультируйтесь с суперинтендантом по бурению о необходимости ЗЛР в стволе скважины во время этого СПО. Закачать тяжелый раствор в трубную. Поднять бурильную колонну из скважины до последней одиночки толстостенной бурильной трубы. Заполнять затрубное пространство не реже чем через каждые 5 свечей. Использовать ЛЗР в качестве вытесняющей жидкости. Следить за давлением в обсадной колонне и убедиться, что давление находится в пределах рабочего диапазона вращающегося превентора.

2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 ТРЕБОВАНИЯ К БУРЕНИЮ В РЕЖИМЕ БУРЕНИЯ БЕЗ ВЫХОДА ЦИРКУЛЯЦИИ

Требования к оборудованию и логистике для непрерывного кольцевого впрыска изложены ниже:

- Вращающийся превентор (ВП), используемое для герметизации кольцевого пространства сверху и поддержания давления в кольцевом пространстве во время ББВЦ.

- Обильный запас легкого затрубного бурового раствора (ЛЗР) и технической воды (SAC). Морская вода была выбрана как для ЛЗР, так и для технической воды из-за ее практичности для эксплуатации.
- Поверхностные манометры используются для контроля давления в затрубном пространстве при бурении в ББВЦ.
- Минимум три буровых насоса. В скважине диаметром 8–1/2 дюйма два будут закачивать буровой раствор в колонну, а один закачать ЛЗР в затрубное пространство. В случае выхода из строя насоса кольцевого пространства, центральный насос будет отрываться от бурильной колонны и служить в качестве подпорки для насоса затрубного пространства. Контроль за затрубным пространством - приоритет
- В скважинах с субнормальным давлением в зоне потерь могут потребоваться два насоса в затрубном пространстве и только один для бурильной колонны.
- В скважинах с субнормальным давлением в зоне потерь объем насоса (большие втулки) более критичен, чем высокое давление насоса. Когда встречается высокое давление в зоне потерь, предпочтительны втулки меньшего размера (более высокое давление).
- Достаточное номинальное давление насоса и циркуляционной системы для ожидаемого давления закачки.
- Достаточное пространство между верхней частью противовыбросового оборудования и роторным столом для установки ВП и распределителя потока.
- Три обратных клапана, испытанного давлением, распределенные в КНБК, и запасные обратные клапана на буровой установке
- Проверенные, DP и HWDP с гладкими замками, чтобы свести к минимуму возможность повреждения уплотнительного элемента ВП.
- Два размера уплотнительных элементов ВП, загнутых назад в вышке, если будет использоваться коническая струна.
- Профильный ниппель для откачки дротика в нижней части бурильной колонны (два размера при необходимости)
- Цементный насос с автономным приводом для работы в качестве резерва в затрубном пространстве в случае сбоя питания буровой установки.

2.2 ВРАЩАЮЩИЙСЯ ПРЕВЕНТОР

ТШО использует устройство Вращающийся Превентор (ВП) модели 7100 компании Weatherford [5]. Оно должно быть предварительно установлено на стеке противовыбросового превентора и испытано при бурении любой скважины в пласте, где ожидаются условия ББВЦ / БАШ. Поставщик оборудования должен внедрить и соблюдать программу калибровки, технического обслуживания и проверок оборудования в соответствии с последним документом GS-021 WellSafe SOP (Тестирование, техническое

обслуживание и калибровка оборудования для управления скважиной MPD). Уплотняющий элемент/подшипниковая секция должна быть установлена в ВП после выполнения «Испытания на Гидрорыв Пласта» или «Испытание на Приёмистость» ВП можно использовать для герметизации бурового раствора или газовой шапки, однако обратите внимание, что диапазон рабочего давления будет отличаться в зависимости от операции.

Рабочий диапазон для операций ББВЦ показан на Рисунке 2, ниже. В качестве предела рабочего давления ТШО использует 80% рабочего диапазона, рекомендованного производителем, или 1200 фунтов на квадратный дюйм для большинства операций. Необходимо следовать рекомендациям компании Weatherford 7100 по установке, снятию и замене уплотнительного элемента.

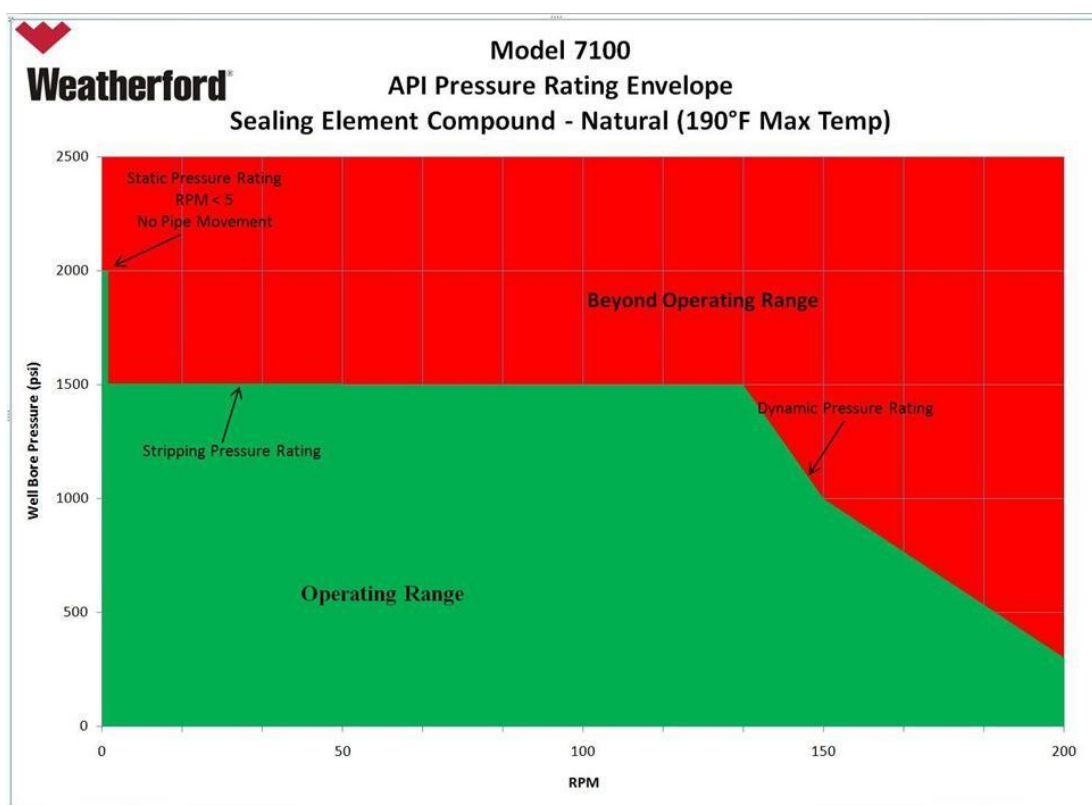


Рисунок 2: Границы давления ВП для ББВЦ.

2.3 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ АЗОТА N2

Основное оборудование для закачки N2 – криогенный азотный насосный агрегат (LN2) [6]. Основные подсистемы криогенного азотного насосного агрегата включают резервуар-хранилище, подкачивающий С-насос LN2, насос высокого давления и теплообменник. Основные компоненты криогенного

насосного агрегата показаны на рисунке 3. Важные соображения по эксплуатации криогенного насосного агрегата LN2:

минимальные рекомендуемые объемы LN2 на месте:

около 1500 галлонов для испытаний ПВО и наземных линий,

около 4000 галлонов для подготовки к работе по БАШ. Срок поставки LN2 - 3-5 дней. Потери на испарение LN2 составляют 1-2% от общего объема в сутки.

Криогенному блоку N2 требуется ~ 30 минут для охлаждения. Необходимо планировать операции соответствующим образом, чтобы выполнить перезарядку вне критического пути. Обычно насосный агрегат может оставаться холодным до 1 часа.

Основное использование LN2 во время БАШ - это ежедневные потери на испарение и во время циклов охлаждения насосного агрегата. 2 резервуара LN2 по 3000 галлонов должны составлять базовый запланированный объем для операции БАШ.

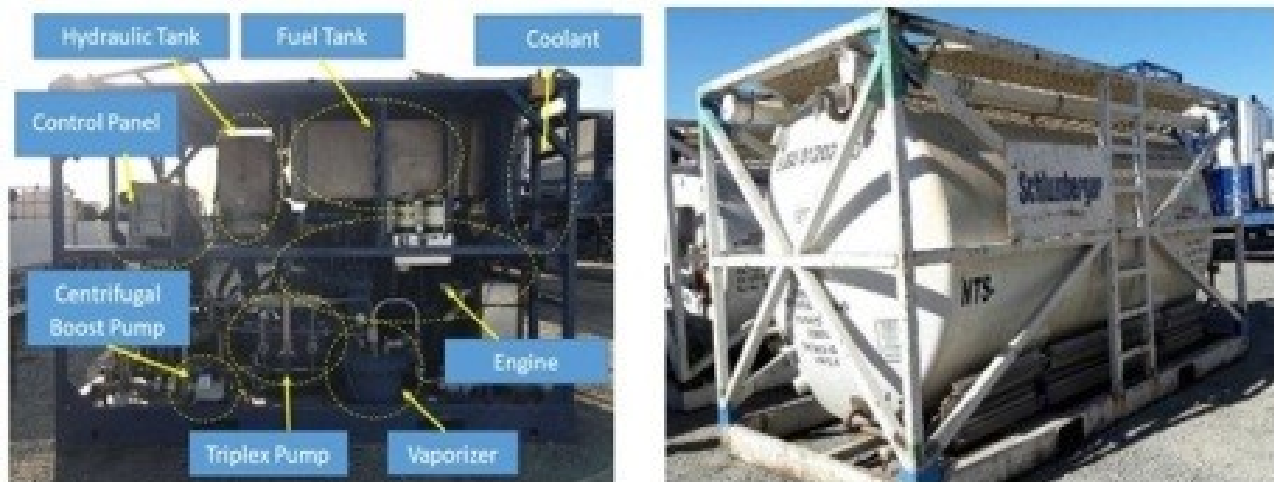


Рисунок 3: Обзор криогенной насосной системы N2 и резервуара с жидким азотом (LN2)

2.4 ПРЕИМУЩЕСТВА ББВЦ

ББВЦ не так опасен, как бурение с использованием МЛП [7]. Меньший риск попадания газов H₂S на поверхность. Бурение трещиноватых зон производится с помощью недорогой технической воды. Это означает, что потеря воды в зонах трещин не так затратна, как потеря РНО. Предотвращение выноса выбуренного шлама на поверхность путем закачки шлама с технической водой в зоны трещин. Таким образом, выбуренный шлам забивая трещины улучшает стабильность ствола скважины. Скорость проходки увеличивается, поэтому экономится время и снижаются общие затраты на бурение. ВП над ПВО во время потери циркуляции является вспомогательным

элементом контроля над скважиной. Давление обратного потока в затрубном пространстве с дополнительным штуцером упрощает управление скважиной. Наличие поплавков над КНБК способствует безопасному монтажу, безопасному соединению свечей, поддерживая давление обратного потока и предотвращая эффект U-образной трубки в затрубном пространстве.

2.5 ПРОБЛЕМЫ ВО ВРЕМЯ ББВЦ

2.5.1 УТЕЧКА РЕЗИНОВОГО УПЛОТНИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ПРЕВЕНТОРА

Необходимо избегать осмотра вниз находясь сверху роторного стола, когда присутствует затрубное давление. Резиновые уплотнения вращающегося превентора надежные, но в то же время они одноразовые. Их состояние в любой момент может быть непредсказуемым.

Если резиновый уплотнительный элемент вращающегося превентора начинает протекать при использовании или принимается решение заменить резиновое уплотнение в вращающемся превенторе, то необходимо всегда выполнять эту работу согласно инструкции представителя Уэзерфорд.

2.5.2 ЗАКРЫТИЕ ТРУБНЫХ ПЛАШЕК (ДАВЛЕНИЕ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ НА ВРАЩАЮЩЕМСЯ ПРЕВЕНТОРЕ)

В неожиданных случаях, когда затрубное давление достигает предельного давления на вращающемся превенторе, необходимо закрыть верхние трубные плашки. Нельзя пытаться вращать или тянуть бурильный замок через головку вращающегося превентора, в состоянии когда предел давления на вращающемся превенторе был достигнут. Из-за рабочего давления задвижки выкидной линии в 3000 psi, статическое номинальное давления на вращающемся превенторе - 3000 psi, а в ТШО максимальный коэффициент давления для вращения/подъема - 1000 psi.

Верхние плашки предпочтительны находиться над ПУГ для изоляции вращающегося превентора от избыточного устьевого давления, так же как закрытие трубных плашек визуально подтверждает их закрытое состояние, не так как ПУГ.

Процедура по закрытию и открытию плашек:

Закрывание

1. Поднять трубу для обеспечения положения бурильного замка над верхними трубными плашками.
2. Отключить насосы
3. Закрыть верхние трубные плашки

4. Стравить или продуть запертое давление между вращающимся превентором и трубными плашками путем открывания стравливающей задвижки на линии спуска вращающегося превентора.

5. Закачать легкий затрубный раствор в затрубье до тех пор, пока давление не достигнет минимального затрубного давления.

Открывание

1. Открыть задвижку на спускной линии вращающегося превентора. Выравнить давление между вращающимся превентором и трубными плашками.

2. Закрыть задвижку на спускной линии вращающегося превентора. Открыть верхние трубные плашки для стабилизации давления.

3. Включить насосы.

2.6 УТЕЧКА ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ

Эта процедура сообщает нам, как правильно распознавать утечки ОК и способы их очистки во время их заклинивания, или закупоривания обломками пород.

3.3.1 Распознавание утечки ОК

1. Выключить насосы

2. Перед отвинчиванием верхнего привода, квадрата или нагнетающего переводника, необходимо проверить манометр давления на стояке на наличие нестравленного запертого давления. Отметить и записать давление на стояке. Сравнить с давлением на стояке зарегистрированное на предыдущих наращиваниях.

3. Попытайтесь медленно стравить давление в бурильной трубе до 0 psi, путем открытия штуцерной задвижки на манифольде стояка. Проверить и подтвердить герметичность обратных клапанов и отсутствие притока, исходящий из БТ. Если обратные клапана пропускают давление, то давление на стояке не понизится до 0 psi и поток из трубы не уменьшится.

2.7 ОЧИСТКА ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ

Утечка обратных клапанов бурильной колонны может быть неproblemатичной, если обломки породы препятствуют их возможности закрыться, а также обломки пород поддаются очистке. Необходимо предпринять следующую процедуру до подъема инструмента.

Попытка провести очистку обратных клапанов:

1. Промыть и спустить инструмент с проработкой до забоя.

2. Изменить скорость нагнетания в пределах параметров. Изменить параметры нагнетания для вытеснения обломков породы уловленные в обратных клапанах.

3. Попробуйте воздействовать импульс давления на обратные клапана для обеспечения быстрого стравливания.

4. Закачка вязкой пачки или лубриканта иногда помогают справиться с закупориванием обратных клапанов и очищением их от обломков породы. Попробуйте применить данный метод перед тем, как будет принято решение провести СПО с не удерживающими обратными клапанами.

2.8 УТЕЧКА ОБРАТНОГО КЛАПАНА ПРИ НАРАЩИВАНИИ

БУ с верхним приводом во время СПО, вернуть верхнюю одиночную трубу на роторную площадку. Посадить на клинья и ослабить на блоке с привлечением предохранительного клапана верхнего привода, навернуть верхний привод и закрыть предохранительный клапан вручную, либо дистанционно.

2.9 ПРОМЫВ В БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЕ

Промыв бурильной колонны во время ББВЦ происходит также, как при традиционном методе бурения: снижается трубное давление. Если произошел промыв, момент вращения и натяжка могут увеличиться из-за плохой очистки скважины, а скорость проходки может уменьшиться из-за несоответствующей гидравлической характеристики торцевой поверхности долота.

В случае промыва, необходимо вытеснить техническую жидкость в БТ легким затрубным раствором, в то же время наблюдая за межколонное давление. Если межколонное давление остается неизменным и трубное давление уменьшится до минимального межколонного давления, то необходимо закачать тяжелый раствор и начать подъем инструмента для обнаружения промыва.

2.10 ОБРЫВ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ

Если произойдет обрыв БТ во время ББВЦ, необходимо проводить ловильные работы по традиционному методу, однако скважина при этом должна быть заглушена. Закачать и вытеснить полностью затрубье и БТ утяжеленным затрубным раствором до начала подъема инструмента из скважины.

2.11 ПОВЫШЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА СТОЯКЕ

Повышение давления на стояке означает, что поток в бурильной колонне ограничился где-то между насадками долота и нагнетанием насоса, либо

понижилась приемистость пласта. Сравнивая динамическое давление на стояке и межколонное давление можно определить ограничение потока. Если ограничение потока происходит в бурильной колонне или КНБК, то динамическое давление на стояке будет аномальным без повышения в межколонном давлении. Если зоны трещиноватости закупорились шламом, межколонное давление покажет увеличение во время закачки.

2.12 ЗАКУПОРИВАНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Попытайтесь продуть БТ чтобы очистить от закупорки и установите скорость нагнетания. Если невозможно очистить засорение, то необходимо провести подъем инструмента с сифоном. Использовать шаровой клапан, закрепленный вручную на БТ для безопасности на роторной площадке.

2.13 ЗАКУПОРИВАНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ

1. Определить давление нагнетания путем записывания разницы между динамическим давлением и статическим давлением на стояке, и вычитания потери давления на трение в бурильной колонне.

2. Давление нагнетания можно также определить посредством закачки легкого затрубного раствора в затрубье до тех пор, пока межколонное давление не достигнет минимального межколонного давления. В позиции когда бурильная колонна находится от забоя, начните вращать БТ с обычной скоростью. Отметьте межколонное давление. Медленно поднять ходы насосов до действующей скорости нагнетания. Давление нагнетания открытого ствола определится, когда насос стояка начнет качать техническую жидкость с предписанной скоростью бурения.

Проверенный метод: Давление нагнетания пласта по меньшей мере должно подняться до эквивалентной плотности на 0.5 рpg на глубине долота до перехода обратно на традиционный метод бурения. Это означает, что при глубине 4500 м, давление нагнетания должно быть по крайней мере 384 psi до принятия решения остановить процедуру ББВЦ.

2.14 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЛЕГКОГО ЗАТРУБНОГО РАСТВОРА

- 1 Вычислить поровое давление до ближайшего 0.01 рpg.
- 2 Затем округлить в меньшую сторону до ближайшего 0.1 рpg.
- 3 Вычислить межколонное давление с учетом того, что ствол скважины будет вытеснен легким затрубным раствором до верхней трещины (P^{TM} кд).

- 4 Если вычисленное статическое давление в обсадной колонне выше 50 psi, используйте данный вес раствора.
- 5 Если вычисленное статическое давление в обсадной колонне меньше 50 psi, округлите в меньшую сторону 0.1 ppg.

Примечание: Для проектных глубин на Тенгизе, давление P_{mncsg} будет ниже 120 psi.

Пример 1

Принимая во внимание: Данные среднего порового давления в Объекте 1
 Глубина на кровле трещины = 4001м (13,128 футов)
 Поровое давление на кровле трещины = 10759 psi
 Эквивалентная плотность бурового раствора порового давления на кровле трещины = 15.76 ppg (фунт/галл)
 Глубина расположения долота = 4002м (13,130 футов)
 цикл: Давление P_{TM} кд = $10759 - [0.052 * 15.7 * 13,130] = 40$ psi. Поскольку 40 psi < 50 psi, округлить в меньшую сторону до 0.1 ppg до 15.6 ppg. Давление P_{mm} , $csg = 10759 - [0.052 * 15.6 * 13,120] = 108$ psi.

Пример 2

Принимая во внимание: Данные среднего1 порового давления в Объекте 2
 Глубина на кровле трещины = 4699м (15,418 футов)
 Поровое давление на кровле трещины = 11377 psi
 Эквивалентная плотность бурового раствора порового давления на кровле трещины = 14.19 ppg (фунт/галл)
 Глубина расположения долота = 4701 м (15,423 футов)
 1 цикл: Давление $P_{ид}$ = $11377 - [0.052 * 14.1 * 15,423] = 68$ psi
 Поскольку 68 psi > 50 psi используйте давление $P_{тш ид}$ = 68 psi

2.15 ВЫСОТА МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕЖКОЛОННОЕ ДАВЛЕНИЕ

Высота миграции сырой нефти определяется за счет межколонного давления, если учитывать то, что сырая нефть замещает легкий затрубный раствор таким образом, что отсутствует перемешивание (несмешиваемый) и сырая нефть не перемешивается в скважине. Само собой разумеется, что данные предпосылки являются не полностью точными; сырая нефть смешивается с раствором на нефтяной основе. Данные вычисления предоставлены только для определения масштабов и предоставление идеи, где произошла миграция сырой нефти с минимальной высотой.

Высота вычисляется следующим образом:

Принимая во внимание: Данные среднего порового давления в Объекте 1 (см примеры вышеуказанных 1,2 циклов)

$$\text{Высота} = \frac{DP}{[(\text{Плотность бурового раствора легкого затрубного раствора} - \text{Плотность бурового раствора нефти в условиях коллектора}) * 0.052]}$$

$$500' = \Delta P / [(15.6 - 5.19) * .052]$$

$$\Delta P = 271 \text{ psi}$$

$$P_{\text{csg max}} = P_{\text{min csg}} + \Delta P = 108 \text{ psi} + 271 \text{ psi} = 379 \text{ psi}$$

Нижеприведенная таблица показывает максимальное межколонное давление для высот миграции 100' - 500'. Среднее поровое давление в Объекте 1 использовалось для вычисления максимального межколонного давления. Необходимо использовать данное вычисление при начале ББВЦ, и также необходимо предупредить и обсудить с руководителем отдела бурения ТШО допустимую длину миграции и допустимое повышение в давлении вследствие закупоривания трещин.

P_{min} (мин.давление) 100 psi, Oil in Res (нефть в коллекторе): 5.19

LAM (легкий затрубный раствор) 10 ppg

Высот а(фут)	Высо та(м)	ΔРдавление (psi)	Рмежколон. давл.миграции
100	30.5	25	125
200	61	50	150
300	91.5	75	175
400	122	100	200
500	152	125	225

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

3.1 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕНГИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тенгиз - гигантское нефтяное месторождение мирового уровня, расположенное в Казахстане, у северо-восточного побережья Каспийского моря. Резервуар представляет собой изолированную карбонатную платформу, площадь 580 км². Девонский - ранний пенсильванский возраст, погребенный на дне свыше 4 км.

Весь период изучения Прикаспийского бассейна можно разделить на несколько этапов. Первый этап восходит к 1720 году, когда военные экспедиции топографы и естествоиспытатели провели разнообразные наблюдения за территорией, начиная с с Урала, Мугоджар, Мангышлак, Устюрт, Индер, Эльтон, БаскунчакБ. Богдо, заканчивающиеся возвышениями водоразделов и выходами коренных пород по долинам рек Эмба, Темир, Сагиз и др.

Второй этап - восстановление продолжалось в 1920-1928 годах. Сначала было создано Управление нефтяной промышленности Урало-Приморья, в 1924 г. преобразован в трест «Эмбанефть».

Третий этап геологического изучения территории Прикаспийского бассейна. (1929-1941) ознаменовался значительным размахом геологоразведочных и исследование. В 1929 г. количество геологоразведочных партий и объем глубинных бурение продолжало расти. наряду с картографированием было проведено структурно-разведочное бурение представлена с машинами Ganiel-Lug и Crelius. Исследователи занимались внедрение гравиметрии, электроразведки, магнитометрии, каротажа скважин. Аэромагнитные знания

Регион Каспийского моря - Каспийский бассейн давно вызывает повышенный интерес к в связи с перспективами наличия запасов углеводородов. В начале его систематического геологического изучения относят к 1929-1930 гг. В то же самые годы впервые в Каспийском бассейне Д. В. Кожевников выполнил магнитные исследования с вариометрами Шмидта и Ллойда. В результате они пришли к выводу, что это невозможно было решить комплекс геологических задач методом магнитной разведки из-за немагнитная природа солевых отложений.

3.2 ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЕ ЗНАНИЯ

Впервые гравиметрический метод был применен в осадочных породах Каспийского бассейна в 1925 году. До 1930 года техника и методы полевых наблюдений и методы интерпретации полученных гравиметрических материалов. Вариометрический съемки сопровождалась маятниковыми наблюдениями, которые проводились для создания единая справочная сеть.

В эти годы гравиметрические исследования впервые показали, что соляные купола повсеместно развиты в Каспийском осадочном бассейне, и что соляные купола соответствуют гравитационным минимумам, а разделяющий их бассейн - максимумы.

3.3 ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

Каспийский бассейн приурочен к палеозойскому комплексу и относится к юго-восточной части Восточно-Европейской платформы. Основой этой платформы является связанных с формированием трехлучевой рифтовой системы в конце докембрия (Аралсорский, Гординский и Пачелминский рифт), определившие длительные и устойчивые проседание центральной части

впадины. По мнению исследователей, депрессия в Центральной части лишена «гранитной прослойки». К югу блок континентальной коры (система поднятий Астрахань-Актобе) сохранилась. Эта зона занимала возвышенное положение в течение раннего палеозоя и отделяло центральную часть впадины от системы прогибов, сформировавшихся в раннем палеозое в полосе южного и Юго-восточные рамки. По основным особенностям геолого-тектонического развития изученных области определены следующие важнейшие особенности строения. Современная южная граница Каспийского бассейна «проходит» на западе по р. фронт зоны надвига структур Карпинского хребта в Прикаспийский бассейн, на востоке по Северо-Устюртскому разлому, разделяющему Южно-Ембинское поднятие и Северо-Устюртский квартал. В южной части впадины для фундамента характерны архейско-ранние Протерозойский возраст. Фундамент существенно различается по глубине кровли, размер отдельных блоков, конфигурация и протяженность элементов конструкции, и степень сложности тектонических нарушений. Типовые конструктивные элементы Поверхность фундамента - блоки Актобе-Астраханской зоны поднятия (Северный Каспий, Бийкжальское поднятие и др.) Глубиной от 7,5-8,0 км до 9-13 км. Состав Породы фундамента также существенно дифференцированы. В разрезе представлены 4 основные литостратиграфические толщи (додевонская, Девон-нижняя перми Кунгур-Казань и мезозойско-кайнозойская часть разреза). В южной части впадины подсолевые допермские терригенные отложения на карбонатные структуры скважинами не вскрыты, но могут присутствовать в середине Девонские отложения в Астраханском своде (Лопатин). Зона Каратон-Тенгиз – это сложен карбонатами верхнего девона башкирского (среднего карбона) возраста. которые образуют атоллы высотой в несколько десятков метров. За пределами атоллов карбонат породы переходят в фации глубоководных бассейнов. На вершинах атоллов нижняя пермь. (в основном артиновские) черные сланцы, образовавшиеся в условиях кислородной недостаточности на поднятия, погруженные на глубину ниже зоны органической карбонизации, несогласно депонированный. Происходит постепенное увеличение толщины слоя к склонам склона. атоллы. Зона расширяется в морской части доски, где сейсмические данные выявлены. несколько карбонатных структур. Почти на всем протяжении бассейна девонско-нижнепермские отложения распространены. И перекрывается слоем кунгурских (поздняя нижняя пермь) эвапоритов, который в основном состоит из соли, но имеет слои терригенных пород и ангидридов. Эвапориты бывают отсутствует только в пограничных зонах, прилегающих к Уралу и вдоль южной границы.

3.4 СТРАТИГРАФИЯ ПОДСОЛЕВОГО РАЗРЕЗА

Древнейшие образования, обнаруженные глубокими колодцами на территории под рассмотрение (Мынсуалмас, Северный, Жанасу, Туресай и др.) - отложения верхнего Девонский.

3.4.1 Девонская система

Залежи этого возраста изучены на участках скважин Г-10, II-Жанасу, Г-7. Туресай, II-I, 2,3,4 North Mynsualmas. В девонской толще породы Фаменский и франский ярусы установлены возрастными определениями. Депозиты Франский ярус представлен неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых пород, аргиллитов, аргиллитов и песчаников. и Доломиты. В верхней части этой толщины пласты песчаника имеют толщину. преобладающее значение. Вышележивающая толщина фаменского слоя состоит из неровные прослои песчано-алевролитовых и глинистых пород. В нижней и верхней части ее разрез, преобладают глины и аргиллиты. Максимальная мощность фаменского яруса этап 1255м.

3.4.2. Каменноугольная система

Низкий углерод. Турнеский этап. Изучение турнейских отложений юго-востока Каспийский бассейн фрагментарен. Эту информацию можно отнести к областям карбонатная и терригенная седиментация. Предполагается, что области накопления согласуется с визейским и серпуховским периодами. Возраст тура подтверждено в карбонатном разрезе Каратон-Тенгизской зоны. Так, в скв. Каратон 1, 3, 5, 7 комплексы фораминифер из четырех горизонтов турнейского яруса, в скважинах Южная 2 (интервал 5434-5513 м) скв. Южная 3 (интервал 5493-5501 м) - фораминиферные комплексы р. горизонт. В разрезах других скважин Каратон-Тенгизской зоны турнейский не выделяются отложения, которые, по-видимому, стремятся к центральным сводчатым частям комплекса.

поднятия, где высока вероятность размыва. К востоку от Каратон-Тенгиз зоне турнейские отложения выделяются преимущественно терригенными фациями, подтверждено одиночными колодцами. Визейская сцена. Визейский комплекс осадков выделяется в разрез Каратон-Тенгизской зоны и Южного поднятия.

3.4.2 Нижняя часть

Визейские отложения отсутствуют на северо-востоке Тенгиза, что связано с выходом карбонатной платформы на дневную поверхность. Помимо зон интенсивное накопление карбонизации, есть участки, где выпали осадки формируется в активной гидродинамической среде, что фиксируется наличием пакстоунов и грейнстоунов, реже оолитовые грейнстоуны. Однако были области, где накапливались аргиллиты с глинистыми прослоями, обогащенными пирокластическим материалом. В спокойных гидродинамических условиях (скважины Тенгиз 6, 22, 44). Визейские отложения подтверждаются также в разрезе площадей в своде и в пределах Северо-западный склон Южно-Ембинского поднятия (Тортай, Равнина, Ушмола и др.). Формирование органогенных построек сопровождалось периодическим удалением их кровли в приливной зоне, частичное разрушение и образование плюмов. Биогерм известняк характерен массивной и слабобрекчированной структурой. На склонах из этих построек накапливались гравийные известняки. Сбоку в бассейна мелководные шельфовые отложения на юго-востоке бассейна сменяются мощностью чередования терригенных и карбонатно-терригенных отложений (мощность 100-200 м).

Серпуховский этап. Отложения серпуховского возраста характеризуются карбонатными и терригенными седиментациями. Период серпуховской аккумуляции характеризовалась стабилизацией трансгрессии и ослабление тектонических процессов. В интерьере внесение терригенного материала несколько снижено. Биогермические массивы с отложениями этого возраста изучены на востоке и северо-востоке Тенгиза, а также в скважинах Бекбулат 1 и Тортай 12. Биогермические массивы имеют сложная структура и состоит из небольших тел биогермов, которые растут поверх каждого другие на фоне постоянного прогиба дна бассейна. Вторая половина Серпуховской седиментации характеризуется разрушением массивов биогермов. И образование плюма обломочных известняков.

Средний углерод. Башкирский период накопления на юго-востоке Каспийского бассейна характеризуется тремя областями, где формирование карбонатных, терригенно-карбонатных, и переходных типов раздела имел место.

3.4.3 Карбонатный состав отложений

Отмечен башкирский возраст в Каратон-Тенгизской и Южно-Ембинской зонах.

В пределах Каратон-Тенгизской зоны башкирские месторождения залегают на Серпуховском отложении со стратиграфическим рассогласованием, которое выражается выпадением осадков из разрез верхних серпуховских отложений (в одиночных скважинах) и Вознесенского горизонта. На более затопленных участках вознесенский горизонт представлен известняками, которые различаются по составу и по данным GC и NGC из нижележащих серпуховских отложений пониженной глинистостью, что связано с прекращением поступления глиняного материала. Начало башкирской эпохи связано с регрессом морского бассейна. В то же время с Южно-Ембинского поднятия терригенный материал поступает во внутренние зоны. В зоне карбонатного пояса это на это указывает наличие слоев гравелитов и конгломератов в нижних частях Башкирских отложений. Образование крупнозернистых осадков с фауной поздней Башкирии свидетельствует о том, что уровень моря продолжал падать во второй половине Башкирского века и бассейн был полностью обмелён. Результат - разрушение и повторное отложение обломочных отложений верхнего девона и нижнего карбона. Терригенно-карбонатный тип разреза за пределами Южного Ембина и Южного Ембина. Зоны Каратон-Тенгиз выделяются повсеместно и представлены чередованием аргиллитов, известняков и песчаников разной степени окремненности, с общей мощностью 20-70 м. Эти отложения накапливаются в погруженных частях шельфа, они основаны на карбонатном иле и детрите организмов, выделяющих известь, сняты с карбонатных площадок. Подошва башкирских отложений совпадает с подошвами нижнего слоя плотных пород (известняков) на фоне подстилающих глинистые отложения. На Тенгизе башкирских отложений в скважинах 41 и 43, расположенных на периферийных частях, а также в скважине Каратон 1. Это обстоятельство и наличие переотложенных фаунистических комплексов предполагает осушение Каратон-Тенгизского р. зона в башкирском веке. Наличие полных разрезов башкирских отложений. в центральной части Тенгиза по сравнению с другими палеоподами Каспийского региона предполагает развитие локальных негативных структур на фоне общего поднятия (проседание в виде карстовых образований). Центральные части Тенгиза характеризуются карбонатными отложениями фаций отмелей и пляжей. Большинство нефтегазовых месторождений Каспийского бассейна, приуроченных к башкирским месторождениям, составляют характеризуется первичным зернистым типом коллектора. Московская сцена. Отложения московского возраста на юго-востоке Каспия бассейн развиты повсеместно. Их отсутствие было обнаружено на участке Каратон-Тенгизской зоны, который

является предположительно из-за последующей эрозии. Это подтверждается наличием остатка стоянок, аналогичные другим палеоподам Каспийского палеозойского бассейна (Астрахань, Темирская арка и др.).

3.4.4 Верхний углерод

Вопрос о наличии в разрезе и стратиграфическом отделе верхнего отложения карбона спорны. Размещение наносов в пределах Юго-Востока Каспийского моря тоже неоднозначно. В разрезе зон Южного, Каратон-Тенгизского и Южно-Ембинского поднятий. Отложения верхнего карбона не накапливались. В пределах Туресайско-Южно-Молодежного района преобладают карбонатные и терригенно-карбонатные породы. тип раздела. Характер распространения отложений верхнего карбона по горизонтали. Мощность и литологический состав, а также наличие переотложенной фауны московского возраста в их составе, указывают на значительное эвстатическое понижение уровня моря на рубеже среднего и позднего карбона. Месторождения карбонатного типа сечения локализованы в виде узкой клиновидной полосы в Туреси-Юг Молодежь и частично Ортинау-Сарыбулак-Сарыкольский район. Вклады были открыты скважины Сарыкум 1 и 2, Туресай 3, 2А (касимовский ярус). По конодонтовым и фузулинидным комплексам широкое развитие терригенно-карбонатный разрез в объеме касимовской и гжельской пластов установлен в Маткен-Ушмолинской зоне. Эта зона также характеризуется наличием переотложенной фауны московского, башкирского и серпуховского возраста в верхнем слое. Каменноугольные отложения на большой территории. Это относится к зоне между Карашунгульское (СКВ П-1) и Сарыкаское (СКВ 3) сооружения, удаленные от участки крупных палеопод. Это может быть связано с местными источниками сноса и средним Фауна карбона. Появление участков фауны и осадочного материала снос, как отмечалось ранее, связан с региональным эвстатическим падением уровня моря. В связи с расширением границ мелководного бассейна карбонатные, терригенно-карбонатные, и переходный тип раздела имело место. Карбонатный состав отложений отмечен башкирский возраст в Каратон-Тенгизской и Южно-Ембинской зонах. В пределах Каратон-Тенгизской зоны башкирские месторождения залегают на Серпуховском отложений со стратиграфическим рассогласованием, которое выражается выпадением осадков из разреза верхних серпуховских отложений (в одиночных скважинах) и Вознесенского горизонта. На более затопленных участках вознесенский горизонт представлен известняками, которые различаются по составу и по данным GC и NGC из

нижележащих серпуховских отложений пониженной глинистостью, что связано с прекращением поступления глиняного материала. Начало башкирской эпохи связано с регрессом морского бассейна. В то же время с Южно-Ембинского поднятия терригенный материал поступает во внутренние зоны. в зоне карбонатного пояса это на это указывает наличие слоев гравелитов и конгломератов в нижних частях Башкирских отложений. Образование крупнозернистых осадков с фауной поздней Башкирии свидетельствует о том, что уровень моря продолжал падать во второй половине Башкирского века и бассейн был полностью обмелён. Результат - разрушения и повторного отложения обломочные отложения верхнего девона и нижнего карбона Терригенно-карбонатный тип разреза за пределами Южного Ембина и Южного Ембина. Зоны Каратон-Тенгиз выделяются повсеместно и представлены чередованием аргиллитов, известняков и песчаников разной степени окремненности, с общей мощностью 20-70 м. Эти отложения накапливаются в погруженных частях шельфа, они основаны на карбонатном иле и детрите организмов, выделяющих известь, сняты с карбонатных площадок. Подошва башкирских отложений совпадает с подошвой нижнего слоя плотных пород (известняков) на фоне подстилающих глинистых отложениях. На Тенгизе башкирских отложений в скважинах 41 и 43, расположенных на периферийных частях, а также в скважине Каратон 1. Это обстоятельство и наличие переотложенных фаунистических комплексов предполагает осушение Каратон-Тенгизского р. зона в башкирском веке. Наличие полных разрезов башкирских отложений в центральной части Тенгиза по сравнению с другими палеоподами Каспийского региона предполагает развитие локальных негативных структур и общих поднятии (проседание в виде карстовых образований). Центральные части Тенгиза характеризуются карбонатными отложениями фаций отмелей и пляжей. Большинство нефтегазовых месторождений Каспийского бассейна, приуроченных к башкирским месторождениям, составляют характеризуется первичным зернистым типом коллектора.

Московская сцена. Отложения московского возраста на юго-востоке Каспийского бассейна развиты повсеместно. Их отсутствие было обнаружено на участке Каратон-Тенгизской зоны, который является предположительно из-за последующей эрозии. Это подтверждается наличием остатка стоянки, аналогичные другим палеоподам Каспийского палеозойского бассейна (Астрахань, Темирская арка и др.).

Верхний углерод. Вопрос о наличии в разрезе и стратиграфическом отделе верхнего отложения карбона спорны. Размещение наносов в пределах Юго-Востока Каспийского моря тоже неоднозначно. В разрезе зон Южного,

Каратон-Тенгизского и Южно-Ембинского поднятий. Отложения верхнего карбона не накапливались. В пределах Туресайско-Южно-Молодежного района преобладают карбонатные и терригенно-карбонатные породы. Тип раздела и характер распространения отложений верхнего карбона по горизонтали.

мощность и литологический состав, а также наличие переотложенной фауны московского возраста в их составе, указывают на значительное эвстатическое понижение уровня моря на рубеже среднего и позднего карбона. Месторождения карбонатного типа сечения локализованы в виде узкой клиновидной полосы в Туреси-Юг Молодежь и частично Ортинау-Сарыбулак-Сарыкольский район. Вклады были открыты скважины Сарыкум 1 и 2, Туресай 3, 2А (касимовский ярус).

По конодонтовым и фузулинидным комплексам широкое развитие терригенно-карбонатный разрез в объеме касимовской и гжельской пластов установлен в Маткен-Ушмолинской зоне. Эта зона также характеризуется наличием переотложенной фауны московского, башкирского и серпуховского возраста в верхнем слое. Каменноугольные отложения на большой территории. Это относится к зоне между Карашунгульское (СКВ П-1) и Сарыкасское (СКВ 3) сооружения, удаленные от участки крупных палеопод. Это может быть связано с местными источниками сноса.

Фауна карбона. Появление участков фауны и осадочного материала снос, как отмечалось ранее, связан с региональным эвстатическим падением уровня моря. В связи с расширением границ мелководного бассейна в поздний карбон карбонатная аккумуляция более распространена, чем в московском и ассельском веках. Глинисто-карбонатные месторождения имеют четко выраженную каротажную характеристику (GC и NGC), так как они состоят из слоев плотного известняка и четко выделяются на фоне более глинистых месторождений московского и ассельского возраста.

Нижняя Пермь

Ассель ярус. Ассельский этап седиментации связан с началом крупной морской трансгрессий, вызванная эвстатическим подъемом (200-300 м) его уровня. Ассель возраст характеризуется поступлением большого количества терригенного материала, появление которых связано с горным образованием уральских герцинид и Карпинский хребет за пределами впадины.

Ассельские отложения характеризуются тремя типами разреза: карбонатными, биогермический мелководный шельф, глинисто-карбонатный склон и глинистый глубоководный шельф. Карбонат отложения ассельского возраста сформированы полосой вдоль северной части южного Ембинской (подзоны Караой и Уртатау-Сарыбулак-Сарыкум) зоны. По сравнению со средней и

верхней границей карбона карбонитсетуплита смещены в полость. В этих подзонах биогермические массивы мощностью от 500 м до 900 м сформировались на мелководье (Уртатау-Сарыбулак 3). Odpowiedni с рост биотермальных массивов - это их эрозия, которая выражается наличием среди слоев биогермных известняков пакстоун. В районах с интенсивным проникновением крупнозернистый терригенный материал в бассейн, биогермоглимстоуны с примеси кластеров, вплоть до образования слоев крупнозернистой скалы среди известняков. Такие отложения были изучены в скв. Тортай 23 с мощностью 690 м. Тип огранки выбран на Маккен-Смоленском, Каратон-Тенгизе и Атырау-Чукотская зона и характеризуется однородным глинистым составом, которое отражено в типовой записи на графиках GK, COP и COG. Толщина глинистость ассельских отложений колеблется от 50 м до 400м. Асельская мощность Каратон-Тенгизской зоны до 10-140 м накопилась на возвышенность в условиях мелководья с ограниченным поступлением глинистого материала и поэтому отличается специфическим внешним видом. Основная часть терригенного материала приносит в бассейн гравитационные потоки, которые были вокруг палеоданных. В области палеопод был получен тонкий глинистый материал (взвесь), не позволяющий широкое развитие организмов-продуцентов извести, но в общем объеме осадочный материал был небольшой фракцией. Таким образом, в условиях приема терригенный материал в области палеомагнетизма, включая Каратон-Тенгизский зоны.

Сакмарский этап. Фациальная обстановка накопления сакмарских отложений является очень похоже на условия периода Асселя. У него есть несколько особенностей. Это предполагается, что седиментация в сакмарский период формирует единый осадочный цикл с Ассель один. Выделены карбонатные и обломочные типы отложений Сакмара. Карбонатный тип разреза установлен для фузулинидного комплекса в скважинах. Сарыкум 1 и 2, Сазтюбе 2 и 4, Тыныштык 1 и предположительно Караой Р-2. Литологически он представлен известняками, в разной степени доломитизированными и ангидрит. Глинистый тип разрезал сакмарские отложения, принятые на Макен-Смоленской площади. Мощность комплекса более 400м. Такие участки похожи на зону распространение нижнепермских отложений в восточной части Прикаспийской впадины. В этой зоны, сакмарские отложения надежно идентифицированы по конодонтам, фузулинидам, спорам, и пыльцевые комплексы.

Артинский. В эпоху Артиния происходит регресс моря и засоление бассейна. в результате продуктивность организмов-производителей извести значительно снижается. В Артинианские месторождения в юго-восточной части не

разрабатываются, а месторождения наблюдаются в ареалах палеопод (зона южного Ембинского поднятия, южного поднятия и др.).

На участке Каратон-Тенгизской зоны месторождения отсутствуют. Хорошо понимают Артинские отложения в разрезе Маккен-Смоленской степени (Маткин, Карашунгуль, Торти, Алькантара Юго-Запад и др.). Представлен чередованием гравелитов, песчаники, алевролиты и аргиллиты, соотношение литотипов в разных скважинах. Распределение пластов-коллекторов и перекрытие Мегаресурсы нефти и газа связаны, прежде всего, с карбонатным палеозоем, конструкции, для которых в сечении должны быть надежные шины, характерные для засоленные отложения Кунгура (юг и юго-восток Каспийского бассейна). Региональный нефтегазовый потенциал подсолевого комплекса еще не определен. контролируется распространением кунгурского галогенсульфатного слоя / шины. Однако большинство Важную роль в формировании зональной нефтегазоносности играет зонально-развитая глинисто-аргиллитовая накладка, в ряде случаев практически полностью контролирующая продуктивность палеозойских отложений. Один из факторов, оказывающих особое влияние на распределение нефти и газа содержания представляет собой сложное сочетание терригенных и карбонатных пород с характерные типы местных структурных форм и водоемов. Каспийский бассейн представлены карбонатным, терригенным, терригенно-карбонатным и карбонатно-терригенным типами разрезов на подсолевых отложениях. Уникальные карбонатные массивы, такие как Карачаганак, Тенгиз, Кашаган и др. Астрахань - это огромные природные водоемы, полезная емкость в которых определяется сложное сочетание коллекторов и горных экранов. Также устанавливаются естественные водоемы с резервуарами большой емкости и наличие региональных галогенсульфатных покровов. в карбонатных отложениях восточного борта впадины и в пределах разновозрастных карбонатных выступов по периметру впадины. Карбонат комплексы также характеризуются развитием карстовых зон, которые были выявленных при бурении на юге впадины и отдельных интервалах разреза. Карачаганакский и Тенгизский участки. Сравнительная характеристика участков естественных водоемов с зонами развитие терригенных и терригенно-карбонатных толщ показывает, что карбонатные породы обладают более благоприятными фильтрационными свойствами как с точки зрения количественные параметры и по степени их выносливости в разрезе и область. Месторождения углеводородов, связанные с рассматриваемыми комплексами, также резко различаются. Ловушки, связанные с карбонатными породами, в большинстве случаев характерны огромными полезными объемами, а месторождения нефти

и газа относятся к типу массивных и массивно-слоистые с высотами от первой сотни метров до 2 км. Депозиты приуроченные к терригенным комплексам пород характеризуются резкой изменчивостью коллекторские свойства по площади и сложное распределение пород-коллекторов. Судя по фактическим материалам, даже в пределах крупных локальных построек (Тортай, равнина, Кенкияк, Акжар Восточный и др.) Объем запасов нефти обычно составляет около 0,5-5,0 млн тонн. В подсолевом комплексе по условиям осадконакопления выделены 2 основные зоны. Формировались на протяжении всего верхнего палеозоя на Западе (преобладающие карбонатные аккумуляция) и Востока (терригенная и терригенно-карбонатная аккумуляция). В первой, Каратон-Тенгизской зоне, отложения сосредоточены в органогенных структурах и рифтовых структурах преобладают образования разных генетических и морфологических типов. В Восточной, Южно-Ембинской зонах, месторождения обычно ограниченного размера преобладают в маломощных (50- 100м) терригенно-карбонатные отложения и ловушки структурного типа (Шолкара Юго-Запад, Маткен, Карашунгуль, Элемес Западный, Улкентобе Южно-Западный, Уртатау-Сарыбулак и др.).

3.5 НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Для этого региона характерны различные типы подсолевого разреза, литостратиграфические комплексы характеризуются неоднородным составом, поэтому описание масла и газовые комплексы даны по отдельным зонам. В южной и юго-восточной частях Каспийского бассейна девонские отложения, как и на Востоке, практически не изучены и по аналогии с Северной стороной зона, развитие перспективного средне-верхнедевонского терригенно-карбонатного здесь прогнозируется нефтегазовый комплекс. В пределах карбонатной платформы Тенгиз-Кашаган эта НГК представлена карбонатно-терригенные отложения по сейсмическим данным. Мощность эйфельских нижнефранских отложений достигает 1,2–1,4 км. Здесь ожидаются депозиты, в основном Пластмассовый тип Располагается над верхним девоном (верхний фран) -турнейской карбонатной нефтью и газовый комплекс. Что связано с перспективами нефтегазового потенциала региона Месторождения Тенгиз и Кашаган. На сегодняшний день только месторождение Тенгиз получило приток нефти из этого комплекса. Ареал распространения карбонатных коллекторов ограничен глубоководными (глинисто-карбонатными) отложениями, которые играют роль надежного бокового флюидного барьера. Роль прикрытия залежи выполняет толща нижних слоев горных пород. Пермский возраст, включающий

глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные месторождения кунгурского яруса мощностью 465-1655 м. В пористость пород-коллекторов колеблется от 0,3 до 0,18 21 год

Литостратиграфические комплексы подсолевого палеозойского Каспийского бассейна в стратиграфический диапазон от среднего девона до нижней перми включительно, представляют собой самостоятельные региональные нефтегазовые комплексы. Каждый из комплексов рассмотренные ранее, содержат промышленные скопления углеводородов или их характеристики. Практически все крупные открытия, в том числе уникальные месторождения нефти и газа, в подсолевые отложения Каспийского бассейна, связаны с палеозойскими рифами, развитыми в широком стратиграфическом диапазоне от среднего девона до нижней перми включительно. Каждый из рассмотренных литолого-стратиграфических комплексов содержит нефтеносные породы, основными нефтедобывающими среди которых являются глубоководные глинисто-кремнисто-карбонатные битуминозные породы, широко развитые в недрах пласта депрессией. Большой стратиграфический диапазон и широкая ареала распространения нефтегазовых пластов указывают на значительный масштаб процессов генерации и происходившее здесь накопление углеводородов. Диапазон глубин залегания углеводородов в подсолевых отложениях составляет от 1500-6200м. Мощность продуктивных залежей колеблется от нескольких метров до десятков метров до нескольких сотен метров, в некоторых случаях превышающих тысячу метров. Месторождения характеризуются сложным фазовым составом углеводородов, что связано с такие факторы, как высокое содержание растворенного в нефти газа, наличие повышенного содержания конденсат в газе, который образует сложные соотношения жидких и газовых систем. А особенностью Прикаспийской впадины является наличие зон с аномально высокое пластовое давление установлено для подсолевой части осадочного чехла, что несомненно оказали существенное влияние на формирование залежей нефти и газа зон, а также об условиях и механизме накопления углеводородного депозиты.

На Тенгизе полностью продуктивен верхнедевонско-турнейский комплекс во всем и объеме порового пространства. Верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный комплекс (C1V2-C2b1) содержит основные доказанные запасы Каспийского бассейна и на большинстве месторождений нефтегазоносны, как в бассейне, так и на его границах. На юге и востоке бассейна этот комплекс принимает участие в формировании массивные водоемы (Астрахань, Тенгиз, Кашаган и др.). Опробование продуктивных залежей на Тенгизе проведено на

50 скважинах. Самая высокая продуктивность характерна для пород башкирского яруса. Значительная доля - скважины с начальным дебитом 400 м³ / сутки до 500 м³ / сутки и выше. Несколько ниже продуктивность коллекторов Серпуховского и верхнетисковых отложений - от 200 м³ / сутки до 400 м³ / сутки. Следует отметить, что помимо скважин большой емкости есть скважины с очень низким дебитом 15-25 т / сут и менее, что указывает на неравномерное распределение высокопродуктивных коллекторов в пределах массивного коллектора Тенгизского месторождения, состоящего в основном скал рифа Genesis. Промышленная нефтеносность Королевского месторождения установлена в СКВ. 9 дюйм диапазон 4554-4795 м, включая нижние Башкирские и Серпуховские отложения, где приток нефти получен с расходом 140 м³. / сутки на штуцере 6мм. На Тажигалинской площади (Каратон-Тенгизская зона) продуктивность карбонатной залежи башкирского возраста установлена скважиной 13, где интенсивный приток нефти и газа было получено в диапазоне 3797-3819м. В Южном желобе квадрат Saztube при испытании в колонке SLE. 2 промышленный приток нефти с расходом 28 м³ / сутки и газа 47 тыс. м³ / день было получено на 3-миллиметровом соединении из терригенных ассельских отложений. Анализ свойств масел, газов и конденсатов позволил сделать выводы несколько выводов о некоторых закономерностях их состава и распределения в термины и разделы. Нефтяные подсолевые отложения Каспийского бассейна независимо от их стратиграфического положения, характеризуются близким групповым составом и относятся к метан-нафтеновым тип бензиновой серии. По содержанию неуглеводородных примесей нефть в терригенные подсолевые отложения не содержат серы, а в карбонатных комплексах ее больше или более менее сернистый. В восточной части бассейна легкие (0,823-0,826 г / см³) масло с высоким содержание бензина (35%) и нафтен-ароматических углеводородов в доливаемой нефти (до 20%) и небольшое количество спиртово-бензольных смол и асфальтенов (до 5%) был найден. На юго-востоке бассейна наряду с легкой, средней и тяжелой нефтью обнаружены при пониженном (5-26%) содержании бензина значительное количество метан-нафтеновые (около 80%) и небольшое количество ароматических углеводородов (до 12%) и спиртово-бензольные смолы (до 3%) в рафинированном масле. Для нефтей, связанных с естественными коллекторами каменноугольного возраста, регулярная смена в составе нефтей обнаружены газы и конденсаты, как в районе депрессия и в разделе. Для большинства залежей углеводородов в подсолевых отложениях характерны своеобразный состав жидкостей. Они содержат сопоставимые количества (при нормальном условий) газообразных и жидких углеводородов,

т.е. представляют собой газовые залежи с исключительно высоким фактором газового конденсата, переходящий в залежи легких чрезвычайно газонасыщенная нефть. Нефть Тенгиз легкая (0,800-0,817 г / см³), с содержанием бензина 25-36%. Масло характеризуется низким содержанием кислотных компонентов (содержание серы до 0,7%) с очень мало смол (менее 2%) и асфальтенов (менее 1%). Также встречается легкое масло на Тортайском месторождении и в районе Равнины, но его плотность несколько выше (0,848-0,849 г / см³), содержание бензина составляет 13-31%, а сера иногда достигает 1%. На востоке и юго-востоке Каспийского бассейна нефть легкая и средняя (0,790-0,840), малосернистые и сернистые (0,2 - 0,5), низко- и средние - не смолистые, парафиновые. Высокое содержание смолистых и асфальтеновых компонентов отличает нефть Бийкжалского района. Девонские нефтяные отложения характеризуются низкой плотностью, легкостью (0,752-0,838 г / см³) с высоким содержанием бензина (37-48%), без серы и с низким содержанием серы (0,003%) в терригенные и малосернистые и сернистые в карбонатных отложениях (0,11-0,67%), парафиновые и высокопарафиновые (4,38-13,9%), малосмолистые (0,32-4,18%). На юго-востоке бассейна нефть в карбонатных отложениях девона-карбона легкая и средняя (0,780-0,820 г / см³) содержание серы колеблется от 0,45 до 1%, характеризуется широким спектром асфальтеносмолистых веществ (1-20%) и высоким содержанием сероводорода в растворенном газе (около 19,2%) и углекислого газа (3,7%).

ВЫВОДЫ

Обычные методы бурения иногда не могут быть применены для некоторых пластовых условий и обычно считаются неприменимыми или дорогостоящими для высококислых, трещиноватых и находящихся под давлением коллекторов. Кроме того, присутствие высокосернистых газов в пластовых флюидах, сероводород (H_2S), двуокись углерода (CO_2) и наличие больших трещин за ними с потерями циркуляции затрудняют применение традиционных методов бурения. В таком случае может быть использован метод циркуляционного бурения с закрытыми отверстиями (ББВЦ), который показал себя как высокоэффективный метод.

Его можно применять только тогда, когда другие методы контроля потерь оказались неэффективными или неудачными, потому что ББВЦ не является дешевым методом и его нелегко использовать. Это требует огромного количества воды, преданных своему делу сотрудников и другого дополнительного оборудования. Должна быть достигнута точная оценка различных аспектов. Бурение - это большая проблема, поскольку основной барьер для притока скважины находится под угрозой, кроме того, необходимо тщательно взвесить время буровой установки, доступность материалов и другие факторы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бурение Без Выхода Циркуляции представляет собой эффективный процесс, позволяющий проводить бурение зон с сильной потерей циркуляции на Тенгизском месторождении. Также позволяет проводить оконтуривание и полную разработку месторождения а также обеспечивает выполнение геологических и бизнес задач, значительно снижая расходы на строительство скважины. На сегодняшний день на Тенгизе удачно пробурены и завершены скважины с применением этой технологии. Из-за непрерывного снижения порового давления коллектора до точки, когда невозможно поддерживать столб жидкости на поверхности (поровое давление трещин менее 6,4 фунта на галлон), были оценены несколько методов бурения скважин на проекте Тенгиз при сохранении контакта с пластом. Бурение с азотными крышками (NCD) было выбрано в качестве наиболее подходящей замены для ББВЦ, поскольку оно было экономичным, безопасным и является естественным продолжением оборудования и методологии ББВЦ. В данной работе показаны процедуры, необходимые буровые растворы и оборудование для ББВЦ и БАШ, переход от традиционного метода бурения к режиму ББВЦ/ БАШ и его преимущества. Для безопасного и эффективного выполнения этих техник требуется дальнейшее развитие процедур, оборудования и больше опыта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 А. Подкаст. Стандартная Операционная Процедура ББВЦ / БАШ Бурение и Заканчивание Скважин ТШО. -2019.- С. 14-28. [A. Podkast. Standartnaya Operacionnaya Procedura BBVC / BASH Burenie i Zakanchivanie Skvazhin TSHO / Nedra. – 2019. – S. 14-28.].

2Абубакиров В. Ф. Буровое Оборудование. / Недра. – 2000. – С. 221-224. [Abubakirov V. F. Burovye Oborudovanie. / Nedra. – 2000. – S. 221-224.].

3Ю.М. Басарыгин. Бурение Нефтяных и Газовых Скважин. / Недра. – 2002- С. 276-283. [YU.M. Basarygin. Burenie Neftyanyh i Gazovyh Skvazhin. / Nedra. – 2002- S. 276-283.].

4Н.Г. Середа, Бурение Нефтяных и Газовых Скважин / Недра. – 1988. – С. 172-176. [N.G. Sereda, Burenie Neftyanyh i Gazovyh Skvazhin / Nedra. – 1988. – S. 172-176.].

5Урсельманн Р., Камминс Дж., Уоррал Р.Н. : Бурение с помощью бурового раствора под давлением: эффективное бурение коллекторов с трещинами высокого давления. Конференция SPE / IADC по бурению в Амстердаме, Голландия, 9–11 марта 1999 г. [Ursel'mann R., Kammins Dzh., Uorral R.N. : Burenije s pomoshch'yu burovogo rastvora pod davleniyem: effektivnoye bureniye kollektorov s treshchinami vysokogo davleniya. Konferentsiya SPE / IADC po bureniyu v Amsterdame, Gollandiya, 9–11 marta 1999g.].

6Маси С., Молаши К., Зауса Ф., Микелес Дж., Росси Н. : Вероятность выброса в опасных скважинах: анализ чувствительности между средами бурения ББВЦ и ВД / ВТ. 10-я конференция и выставка оффшорного Средиземноморья в Равенне, Италия, 23-25 марта 2011 г. [Masi S., Molashi K., Zausa F., Mikeles Dzh., Rossi N. : Veroyatnost' vybrosa v opasnykh skvazhinakh: analiz chuvstvitel'nosti mezhdru sredami bureniya CHCD i HP / HT. 10-ya konferentsiya i vystavka offshornogo Sredizemnomor'ya v Ravenne, Italiya, 23-25 marta 2011 g].

7Суип М.Н., Бэйли Дж.М., Стоун С.Р: Бурение с закрытой скважиной с циркуляцией: Пример бурения пласта с трещинами высокого давления - месторождение Тенгиз, Республика Казахстан. Конференция SPE / IADC по бурению в Амстердаме, Нидерланды, 19-21 февраля 2013г. [Sweep M.N., Bailey J.M., Stone C.R. : Burenije s zakrytoy skvazhinoy s tsirkulyatsiyey: Primer bureniya plasta s treshchinami vysokogo davleniya - mestorozhdeniye Tengiz, Respublika Kazakhstan. Konferentsiya SPE / IADC po bureniyu v Amsterdame, Niderlandy, 19-21 fevralya 2013g.].