

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
(ТИУ)  
Институт геологии и нефтегазодобычи  
(ИГиН)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой «Бурение  
нефтяных и газовых скважин»  
Ю.В. Ваганов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО  
ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА  
СЫНЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
к магистерской диссертации  
по программе  
ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

НОРМОКОНТРОЛЕР,  
ассистент

А.Ф. Семененко

РАЗРАБОТЧИК:  
обучающийся группы ТВПмз-17-1

Т.К. Юсупов

РУКОВОДИТЕЛЬ:  
доцент, канд. техн. наук

А.А. Балугев

Магистерская диссертация  
защищена с оценкой  
Секретарь ГЭК, ассистент

А.Ф. Семененко

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт геологии и нефтегазодобычи  
Кафедра «Бурение нефтяных газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой «Бурение  
нефтяных и газовых скважин»

\_\_\_\_\_  
Ю.В. Ваганов

**КОНЦЕПЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ДЛЯ МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ**

**Обучающийся 3 курса магистратуры** (программа Технология вскрытия нефтегазовых пластов) Юсупов Темирулан Калсынович.

**Формулировка выбранной для исследования темы:**

Выбор и обоснование бурового раствора для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.

**Обоснование актуальности темы:**

При бурении скважин на Сыньеганском месторождении с целью эксплуатации пласта ЮК<sub>2-4</sub> возникает множество осложнений, которые увеличивают сроки строительства скважин и могут привести к потере ствола. В процессе первичного вскрытия продуктивного пласта в связи с осложнениями связанными геологическими особенностями продуктивного пласта происходит снижение проницаемости продуктивных пластов что приводит некачественному вскрытию продуктивных пластов. Большое внимание необходимо уделить процессу первичного вскрытия продуктивного пласта выбору промывочной жидкости и эксплуатационного забоя скважины.

**Цель исследования:**

- 1 Анализ применяемых методов и технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.
- 2 Выявление факторов, влияющих на качество первичного вскрытия продуктивных пластов.
- 3 Выбора и обоснования бурового раствора для первичного вскрытия

продуктивных пластов и проведение лабораторных исследований.

**Задачи исследования:**

- 1 Изучить используемую технологию первичного вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганского месторождении.
- 2 Провести анализ проблем при первичном вскрытии продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.
- 3 Разработать рекомендации по повышению качества вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.
- 4 Провести лабораторные исследования.
- 5 Провести выбор бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта.

**Исследование проводилось на материалах организации:**

ПАО «Сургутнефтегаз», Сургутское УБР 2, СургутНИПИнефть.

**Концептуальные модели, применимые к теме:**

Теоретические, исследовательские, аналитические, лабораторные.

**Методы исследования:**

- 1 Теоретические: сбор и анализ информации.
- 2 Лабораторные: по оценке качества применяемых буровых растворов при первичном вскрытии продуктивного пласта

**Результат исследования:**

Результат исследования покажет наиболее эффективную технологию для безаварийного бурения скважин и качественного первичного вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.

Научный руководитель \_\_\_\_\_ А.А. Балув

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ А.Ф Семенов

Разработчик \_\_\_\_\_ Т.К. Юсупов

Дата \_\_\_\_\_

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>РЕФЕРАТ.....</b>	<b>5</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>7</b>
<b>1 ТЕХНОГИИ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА СЫНЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>8</b>
1.1 Применяемые технологии первичного вскрытия продуктивных пластов.....	8
1.2 Технология приготовления бурового раствора «МЕГАБУР».....	8
<b>2 АНАЛИЗ ВОЗНИКАЕМЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА СЫНЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>12</b>
2.1 Геологические условия и особенности строения и залегания продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении.....	12
2.2 Осложнения при бурении скважин и первичном вскрытии продуктивного пласта.....	17
<b>3 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.....</b>	<b>19</b>
3.1 Рекомендации по решению проблемы.....	19
3.2 Бурение под эксплуатационную колонну.....	21
3.3 Подбор бурового раствора для вскрытия пласта ЮК <sub>2-4</sub> .....	23
3.4 Лабораторные исследования УНМБР.....	27
3.5 Раствор на углеводородной основе для бурения под интервал эксплуатационной колонны.....	35
3.6 Спуск хвостовика.....	45
3.7 Исследования галенитового утяжелителя.....	52
3.8 Осложнения при бурении.....	56
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>64</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>65</b>

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Выбор и обоснование бурового раствора для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении» состоит из введения, трех разделов, основных выводов и рекомендаций, лабораторных исследований, списка использованных источников, включающих 60 наименований. Работа изложена на 72 страницах машинописного текста, включающего 5 рисунков и 17 таблиц.

Объектом исследования является Сыньеганское месторождение на лицензионном участке Западной Сибири. Проведен анализ применяемых технологий и методов первичного вскрытия продуктивного пласта, эффективность их применения в соответствии с геологическими условиями, и осложнения, которые возникают в процессе бурения скважины на Сыньеганском месторождении.

В результате выполнения работы были рассмотрены различные методы и технологии первичного вскрытия продуктивных пластов.

На основании результатов проведенных исследований разработаны рекомендации по повышению качества первичного вскрытия продуктивных пластов.

## **ESSAY**

The master's thesis on the topic «Selection and justification of the drilling fluid for high-quality primary drilling of productive formations at the Sinegansky field» consists of an introduction, three sections, main conclusions and recommendations, laboratory studies, a list of sources used including 60 items. The work is presented on 72 pages of typewritten text, including 5 figures and 17 tables. The object of study is the Syneganskoye field in the licensed area of Western Siberia.

The analysis of the applied technologies and methods of the primary opening of the reservoir, the effectiveness of their application in accordance with the geological conditions, and the complications that arise during the drilling of wells at the Sinegansky field are carried out.

As a result of the work, various methods and technologies for the primary opening of productive formations.

Based on the results of the studies, recommendations were developed to improve the quality of the initial opening of productive formations.

## Введение

Сыньеганское нефтяное месторождение расположено в 70 км к северу от г. Ханты-Мансийск в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, и приурочено к двум локальным поднятиям, находящимся в центре, части Ляминского нефтеносного района Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Сыньеганское месторождение было открыто в 1985 году скважиной № 1 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Б» поднятия оконтурены изогипсами – 2700 м и имеют изометрические очертания с площадью 50 км<sup>2</sup>. Фундамент вскрыт в скважинах 1 и 6 на глубине 3030, 3100 м и представлен базальтовыми порфиритами и туфами. На нём с угловым несогласием и размывом залегают отложения нижней юры. Основной платформенный разрез сложен юрскими и меловыми отложениями. Палеоген представлен датским ярусом, палеоценом, эоценом и олигоценом. Коллектором служат гранулярные песчаники, имеющие различные пористость и проницаемость, с прослоями глин, битуминозные глины, в которых отсутствует жёсткий скелет проницаемой ёмкости. Разработка и совершенствование технологии вскрытия продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении является одной из актуальнейших задач, направленных на снижение материальных и энергетических затрат, повышение надежности и долговечности, максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов, имеют большое значение. Вскрытие продуктивных пластов является одним из основных и технологически сложных процессов. Несмотря на то, что проблеме повышения качества вскрытия продуктивных пластов уделяется все большее внимание, заметного успеха добиться не удастся.

## **1 ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА СЫНЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **1.1 Применяемые технологии первичного вскрытия продуктивных пластов**

В целом можно выделить следующие основные технологии, применяемые на Сыньеганском месторождении:

1) Бурение скважин и вскрытие продуктивных пластов на глинистом растворе на основе естественно наработанном диспергированном шламе;

2) Бурение скважин и вскрытие продуктивных пластов с применением солевых растворов;

3) Каротаж в процессе бурения (LWD) позволяет значительно снизить геологические риски, а в некоторых случаях и сократить сроки бурения скважин. В дополнение к методам гамма-, плотностного гамма гамма-, нейтрон-нейтронного и электрокаротажа, уже широко вошедшим в практику бурения ГС.

4) Бурение горизонтальных скважин с хвостовиком под МСГРП На Сыньеганском месторождении при первичном вскрытии продуктивного пласта применяется полимер глинистый буровой раствор, глинистый раствор на основе естественно наработанном диспергированном шламе что приводит к загрязнению продуктивного пласта ЮК 2-4 , и осложнениям различным при бурении в связи с геологической особенностью месторождения, так же применяется растворная система «МЕГАБУР» под эксплуатационную колонну и для бурения под хвостовик, только вновь приготовленный.

### **1.2 Технология приготовления бурового раствора «МЕГАБУР»**

Для бурения под эксплуатационную колонну применяется бинарный утяжеленный буровой раствор («МЕГАБУР») по рецептуре №6 СТО 245-2014. Хлорид натрия и хлорид калия – соли соляной кислоты, применяемые в



качестве ингибирующих и утяжеляющих добавок. Хорошо растворяются в воде; повышают плотность бурового раствора; снижают наработку коллоидной глины; стабилизируют ствол скважины, сложенный набухающими в воде породами.

Ингибитор глин – подавляют процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев; предотвращают дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама; помогают снизить сальникообразования на элементах компоновки низа бурильной колонны; повышают устойчивость стенок скважины; улучшают эффективность работы оборудования системы очистки бурового раствора.

Модифицированный крахмал – полимерный реагент, предназначенный для снижения фильтрации и регулирования вязкости бурового раствора. Реагент действует как стабилизатор технологических параметров и защитный коллоид. Пленкообразующие свойства длинноцепочечных молекул реагента обеспечивают снижения проникновения фильтрата в поры породы. Ксантановая смола (Биополимер) – структурообразователь бурового раствора, обеспечивает раствору тиксотропные свойства (высокую вязкость при низких скоростях сдвига), повышение ДНС, высокую выносящую и удерживающую способность. Смазочная добавка – представляет композицию природных высших жирных кислот на основе талового масла и модифицированных жиров. Реагент способствует снижению внутрискважинных сил трения при минимальной концентрации в буровом растворе.

Сода кальцинированная ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) – применяется с целью снижения общей жёсткости технической воды на приготовления. Сода каустическая ( $\text{NaOH}$ ) – применяется для повышения уровня pH технической воды с целью улучшения растворимости полимерных реагентов. Кольмантант и карбонат кальция – используется в качестве закупоривающего агента, предотвращающего повреждение пласта во время бурения, а также для утяжеления бурового раствора. Баритовый концентрат марки КБ-3 – представляет собой тонкомолотый порошок от кремового до серого цвета.

Применяется в качестве утяжелителя для уравнивания пластового давления с целью предотвращения выбросов флюидов и придания устойчивости слабосцементируемым породам (таблица 1).

Таблица 1 – Параметры бурового раствора по интервалам

Параметр	Интервал бурения, м	
	1450-2770	2770-2820
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup> .	1180-1400	1400-1300
T, сек.	35-45	35-45
B, мл/30 мин.	$\leq 8$	$\leq 6$
СНС <sub>10/10</sub> , дПа	30-45/45-88	35-55/55-100
КТК	$\leq 0,04$	$\leq 0,04$
ПВ, мПа·с	22-24	$\leq 30$
ДНС, дПа	65-100	80-150
pH, ед	8-10	8-10
T <sub>тф</sub> , %.	$\leq 15$	$\leq 25$
П, %.	$\leq 1$	$\leq 0,5$
МВТ, кг/м <sup>3</sup> .	$\leq 28$	$\leq 35$
$\sigma$ , мм.	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$

### Приготовление бурового раствора

После окончания бурения под кондуктором три рабочие ёмкости освободить от глинистого раствора. Ёмкость ЦСГО очистить от остатков выбуренной породы, снять кассеты с вибросит, вымыть приемник с распределителем потока, поддон для сбора раствора, затем прокачать через линию ГЦ-400, ИГ-45, центрифуги, линию приготовления раствора. Все активные емкости, используемые при бурении скважины, промываются вместе со всеми насосными линиями.

Набрать в две рабочие емкости (№1,2) по 35 м<sup>3</sup> технической воды общим объемом 70 м<sup>3</sup> и обработать техническую воду хлоридом натрия в количестве 110 кг/м<sup>3</sup> (3400 кг на емкость). При этом плотность раствора составит 1080-1090 кг/м<sup>3</sup>. Произвести замер общей жёсткости обрабатываемого раствора. При общей жёсткости более 400 мг/л произвести обработку кальцинированной

содой или бикарбонатом натрия в количестве  $0,5 \text{ кг/м}^3$ , далее ввести бактерицид в количестве 15 л (на каждую емкость).

Произвести замер водородного показателя pH раствора. Для эффективной работы полимеров pH следует поддерживать в пределах 8,0-9,0. При значении pH менее 8,0 произвести дообработку бурового раствора каустической содой.

В целях предупреждения вспенивания раствора обработать буровой раствор пеногасителем из расчета 8 л (на одну емкость).

Обработать буровой раствор модифицированным крахмалом из расчета  $25 \text{ кг/м}^3$  (875 кг на емкость), хлоридом калия –  $120 \text{ кг/м}^3$  (4200 кг на одну емкость) до плотности  $1130 \text{ кг/м}^3$ , ксантановой смолой в концентрации  $3 \text{ кг/м}^3$  (100 кг на емкость). Ввод полимерных реагентов необходимо осуществлять через эжекторную гидроворонку. Произвести перемешивание до полного растворения и диспергирования полимеров в течение 60 минут. Приготовленный раствор утяжелить до плотности  $1160 \text{ кг/м}^3$  обработав кольматантом карбонат кальция средней фракции в количестве  $54 \text{ кг/м}^3$  (1900 кг на емкость).

С целью повышения ингибирующей способности промывочной жидкости произвести ввод ингибитора –  $20 \text{ кг/м}^3$ . После ввода всех компонентов произвести перемешивание в течение 2 часов. По окончании разбуривания и замещения жидкости в скважине на буровой раствор, оставшуюся часть раствора перекачивают в одну емкость. В освободившейся емкости производится приготовление  $40 \text{ м}^3$  бурового раствора в порядке.

В процессе бурения, циркуляцию промывочной жидкости следует осуществлять через две ёмкости. В третьей отсечённой ёмкости (№3) производится приготовление бурового раствора для пополнения объема

## 2 АНАЛИЗ ВОЗНИКАЕМЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА СЫНЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Геологические условия и особенности строения и залегания продуктивных пластов на Сыньеганском месторождении

Расположение Сыньеганского месторождения указано на рисунке 1.

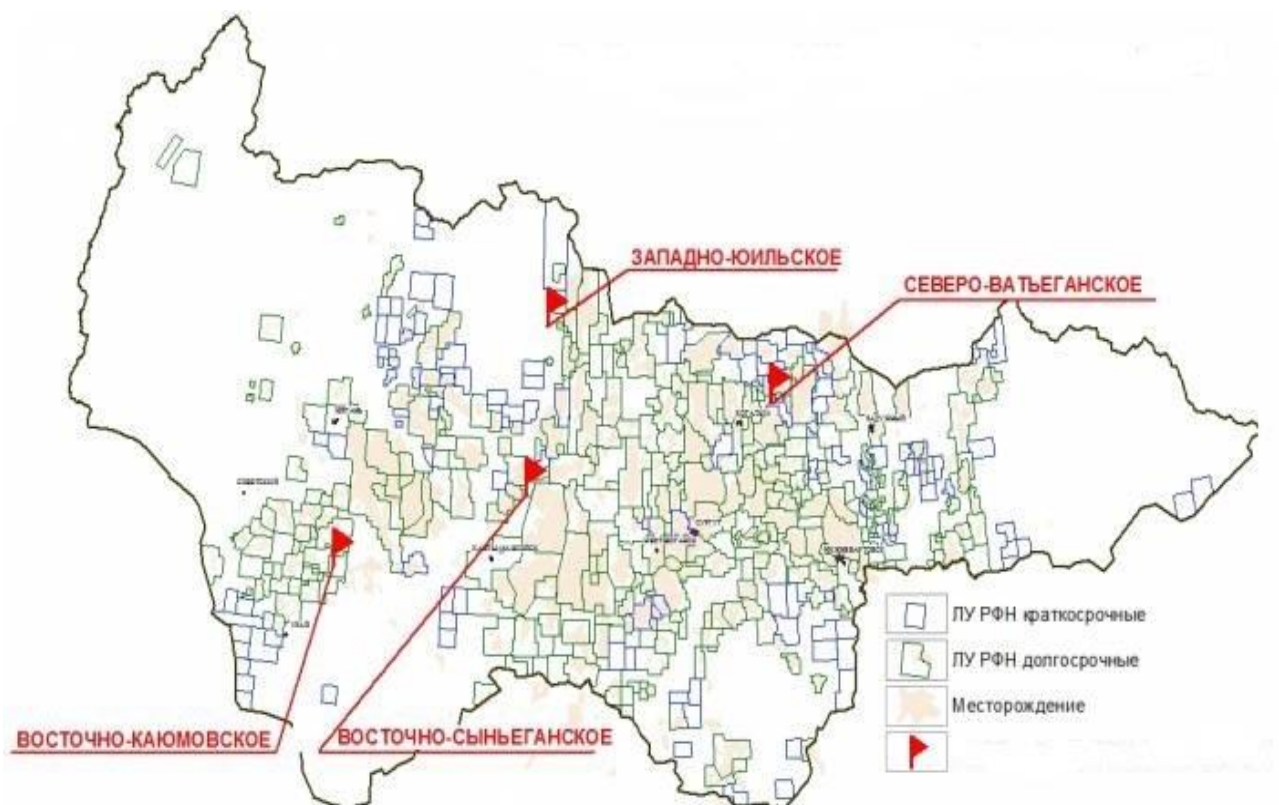


Рисунок 1 – Расположение Сыньеганского месторождения [4]

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивных пластов Сыньеганского месторождения определены по результатам лабораторных исследований керна, материалам геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов согласно общепринятой методике (таблица 2).

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение название
от (кровля)	до (подошва)	
0	40	Четвертичные отложения
40	80	Туртасская свита
80	150	Новомихайловская
150	250	Атлымская свита
250	425	Тавдинская свита
425	670	Люлинворская свита
670	800	Талицкая свита
800	860	Ганькинская свита
860	1050	Березовская свита
1050	1100	Кузнецовская свита
1100	1370	Уватская свита
1370	1670	Ханты-мансийская свита
1670	1950	Викуловская свита
1950	2000	Кошайская свита
2000	2680	Фроловская свита
2680	2720	Верхнетутлеймская подсвита
2720	2750	Нижнетутлеймская подсвита
2750	2770	Абалакская свита
2770	2870	Тюменская свита

Литологическая характеристика разреза, стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. п.) [1].

Интервал от 0 до 40 метров пески, супеси, алевроиты, суглинки, торф, интервал от 40 до 80 метров глины, алевроиты тонкослоистые с прослоями диатомитов и кварц-глауконитовых тонкозернистых песков, интервал от 80 до 150 метров свита представлена глинами, алевроитами с прослоями песков мелкозернистых и углей с растительными остатками и отпечатками листьев,

интервал от 150 до 250 метров пески кварц-полевошпатовые и кварцевые с прослоями глин и алевроитов интервал от 250 до 425 метров глины уплотнённые, листоватые с пропластками алевроитов, стяжениями сидеритов, в верхней части – с пластами песков интервал от 425 до 670 метров верхняя подсвита сложена глинами диатомовыми, алевроитистыми иногда опоковидными. Средняя подсвита представлена глинами, уплотнёнными с прослоями диатомитов.

Нижняя подсвита сложена опоками и глинами опоковидными с редкими прослойками кварцглауконитовых песчаников, интервал от 670 до 800 метров глины уплотнённые, алевроитовые.

В верхней части свиты с линзами и пропластками алевроитов глинистых, интервал от 800 до 860 метров глины уплотнённые, известковистые, редко с прослоями глауконитовых алевролитов. Отмечаются пиритизированные водоросли и сидеритовые стяжения, интервал от 860 до 1050 метров верхняя подсвита представлена глинами уплотнёнными, слабоалевритистыми с редкими прослоями глин опоковидных и опок. Нижняя подсвита сложена глинами уплотнёнными, монтмориллонитовыми, прослоями опоковидными и опоками, отложения свиты содержат комплексы фораминифер и радиолярий, интервал от 1050 до 1100 метров свита представлена глинами аргиллитоподобными с прослоями глауконитовых алевролитов. Встречаются остатки рыб и водорослей.

Интервал от 1100 до 1370 метров алевролиты, уплотнённые мелкозернистые пески, с прослоями глин алевроитовых и глинистых известняков. Редко встречается растительный детрит, пирит. В нижней части – сидерит, ожелезнение. Интервал от 1370 до 1670 метров верхняя подсвита в нижней части сложена алевролитами, реже уплотнёнными песчаниками с прослоями глин аргиллитоподобных. В верхней части подсвита представлена глинами аргиллитоподобными с прослоями алевролитов, реже песков с намывами растительного детрита. В отложениях подсвиты отмечаются остатки двустворок различной сохранности, растительный детрит, редко пирит,

пиритизированные водоросли. Нижняя подсвета сложена глинами аргиллитоподобными с редкими прослоями алевролитов, глинистых известняков и сидеритов. Встречается растительный детрит, пиритизированные водоросли, остатки рыб, двустворки, аммониты.

Интервал от 1670 до 1950 метров верхняя подсвета представлена песчаниками, алевролитами мелкозернистыми, с прослоями аргиллитов алевролитовых и глинистых известняков. Отмечается растительный детрит, сидерит. В кровле свиты породы слабо каолинизированы. Нижняя подсвета сложена алевролитами с прослоями алевролитовых аргиллитов, глинистых известняков. Характерно большое количество обугленного растительного детрита и редкие отпечатки растений. Интервал от 2000-2680 м аргиллиты от тонкоотмученных до слабоалевритистых, с прослоями алевролитов, песчаников, глинистых известняков. Встречаются конкреции сидерита, обугленный детрит, редкие остатки пиритизированных водорослей, рыбный детрит. Интервал от 2680 до 2720 м верхнетутлеймская подсвета сложена аргиллитами, прослоями слабо битуминозными, с остатками ихтиофауны. Интервал от 2720 до 2750 м нижнетутлеймская подсвета сложена аргиллитами тонко-отмученными, битуминозными с прослоями глинистых известняков. Отмечается пирит, фосфатные конкреции, остатки рыб, отпечатки двустворок и аммонитов. Интервал от 2750 до 2770 м аргиллиты, преимущественно тонкоотмученные, в разной степени глауконитовые.

Отмечаются многочисленные стяжения пирита, глинисто-карбонатные стяжения. В верхней части прослеживается горизонт манганокальцитовых конкреций, обогащенный глауконитом, рострами белемнитов. Часто породы биотурбированы. Встречаются многочисленные остатки двустворок, аммонитов, пиритизированные водоросли. Интервал 2770 до 2870 метров верхняя подсвета сложена аргиллитами, чередующимися с песчаниками и глинистыми алевролитами. Характерен обильный углистый детрит, корни растений, пирит. Средняя подсвета представлена чередованием аргиллитов, иногда углистых, с глинистыми песчаниками. Встречаются линзы и прослои

углей. Нижняя подсвита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов глинистых с аргиллитами. В верхней части подсвиты встречаются прослои углей (таблица 3).

Таблица 3 – Физико-механические свойства горных пород нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, 10 <sup>7</sup> Па	Твердость, ш, МПа	Абразивность	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга Е, 10 <sup>9</sup> Па
	от	до											
ЮК <sub>0-1</sub>	2720	2750	Аргиллит	2360-2800	8	0,0004	20-95	5-30	15-40	380	2	0,27	60,0-140
ЮК <sub>2-4</sub>	2770	2828	Песчаник	2300-2550	15	0,0006	10-47	1-5	60_160	380-	3-4	0,10-	26,0-40,5

Индекс стратиграфического подразделения J3-K1 (ЮК0-1) от 2720-2750, тип коллектора трещиноватый, плотность 754 кг/м<sup>3</sup>, подвижность 0,0004 мкм<sup>2</sup>/(мПа с), содержание серы 0,79 %, содержание парафина 2,97 %, дебит 3-40 м<sup>3</sup>/сутки, газовый фактор 103 м<sup>3</sup>/т, относительная плотность газа по воздуху 1,202 доли единиц, давление насыщения нефти газом, 11,60 (118,32) МПа (кгс/ см<sup>2</sup>), Вязкость нефти в пластовых условиях 0,96 мПа с, Пластовое давление, 36,50 (372,30) МПа (кгс/ см<sup>2</sup>), репрессия при вскрытии 2,94 (30) МПа (кгс/см<sup>2</sup>), депрессия при испытании 1, 5 (15,3) МПа (кгс/см<sup>2</sup>) на 1 м мощности перемишки нефть-вода.

Индекс стратиграфического подразделения J2 (ЮК2-4) от 2770-2820, тип коллектора поровый, плотность 762 кг/м<sup>3</sup>, подвижность 0,0005 мкм<sup>2</sup>/(мПа с), содержание серы 0,76 %, содержание парафина 3,03 %, дебит 50 м<sup>3</sup>/сутки,



газовый фактор  $70 \text{ м}^3/\text{т}$ , относительная плотность газа по воздуху 0,880 доли единиц, давление насыщения нефти газом, 12,80 (130,56) МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), Вязкость нефти в пластовых условиях 1,26 мПа с, Пластовое давление, 30,80 (314,16) МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), репрессия при вскрытии 2,87 (29,32) МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), депрессия при испытании 1, 5 (15,3) МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ) на 1 м мощности перемычки нефть-вода.

## 2.2 Осложнения при бурении скважин и первичном вскрытии продуктивного пласта на Сыньеганском месторождении

Черносланцевый комплекс представлен на Красноленинском своде отложениями трех свит – Абалакской, Тутлеймской (Баженовской) и Фроловской, отложения которых составляют единую генетическую последовательность. Наименее устойчивыми являются, нижняя часть Фроловской свиты и Абалакская свита. Полученный опыт бурения показывает, что породы в проблемных интервалах склонны к разрушению по двум типам.

- обрушение при низком противодавлении на пласты;
- нестабильность вследствие проникновения фильтрата бурового раствора вглубь породы – капиллярный эффект, фильтрация, диффузия и т.д.

Высокая кавернозность интервала доказывает вероятность интенсивного диспергирования породы при контакте с фильтратом бурового раствора и разрушение в результате переноса давления (возникновение высоких напряжений вокруг ствола скважины).

Проблема нестабильности аргиллитов актуальна на всей территории Красноленинского свода. Такие отложения, как правило, являются наиболее сложными для бурения с точки зрения обеспечения стабильности по ряду причин [5].

- Низкая механическая прочность породы и, как следствие, восприимчивость к механическому воздействию бурильного инструмента и гидродинамических колебаний в скважине.

- Высокая естественная трещиноватость и слоистость структуры. Это приводит к тому, что фильтрат бурового раствора/буровой раствор легко проникает вглубь породы и переносит забойное давление.

- Высокая инертность породы к химическому взаимодействию, что снижает эффективность химического ингибирования.

Осложнения в процессе бурения и вскрытия продуктивного пласта:

- Осложненные геологические условия с АВПД.

- При применении полимер глинистого раствора на основе естественно наработанного шлама приводит к загрязнению продуктивного пласта ЮК<sub>2-4</sub> фильтратом бурового раствора.

- При бурении на растворной системе «Мегабур» увеличивается время строительства скважин на 90 часов из-за низкой механической скорости.

- Из-за осложнений во Фроловской свите есть проблемы со спуском обсадной колонны диаметром 168 до проектной глубины.

- Большое количество утяжелителя, вводимого в буровой раствор что пагубно влияет на продуктивный пласт ЮК<sub>2-4</sub>.

Основными отрицательными факторами воздействия нефтегазового комплекса на экосистему ХМАО являются все этапы процесса нефте- и газодобычи от геологической разведки до собственно добычи и транспортировки углеводородов. При бурении скважин различного назначения образуются большие объемы буровых стоков, содержащих вредные вещества и представляющих угрозу загрязнения грунтовых, подземных и поверхностных вод. Основным источником загрязнения недр являются буровые растворы, обработанные химическими реагентами.

### **3 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

#### **3.1. Рекомендации по решению проблемы**

Самое нежелательное явление – это загрязнение пластов при вскрытии, которому следует уделять особое внимание в наше время, чтобы снизить затраты на освоение и увеличить добычу нефти из скважины, поэтому необходимо детально разобрать геологическое строение Сыньеганского месторождения и проблемам при вскрытии продуктивных пластов.

Следует отметить, что для кардинального решения вышеперечисленных проблем и эффективного бурения скважин и качественного вскрытия продуктивного пласта необходимо на Сыньеганском месторождении в первую очередь изолировать осложненный участок, спустить колонну до кровли продуктивного пласта затем пробурить хвостовик [6].

Конструкция скважины: направление – 0 – 51м; кондуктор Ø 245 мм 0– 1555 м; эксплуатационная колонна Ø168 мм – 1555 – 3144 м; хвостовик 114 мм – 3144 м до проекта.

#### **Бурение под кондуктор**

При бурении под кондуктор произвести плановые промежуточные промывки во время бурения на глубинах 400-450 м, 650-700 м, 950-1000 м с контролем давления и выхода выбуренной породы не менее 12 мин. По окончании бурения кондуктора необходимо: промыть ствол скважины с производительностью 56-64 л/с не менее двух циклов циркуляции раствора до полного выноса шлама с расхаживанием КНБК на длину 22-24 м;

Подготовка ствола скважины к спуску кондуктора:

Произвести подъем КНБК после бурения, собрать роторную КНБК, произвести спуск роторной КНБК до забоя с промежуточными промывками в интервалах 400-450 м, 950-1000 м. После спуска КНБК для шаблонирования на

забой необходимо произвести промывку, с контролем параметров, установленных в ГТН на бурение скважины до полного выноса шлама на виброситах не менее двух объемов скважины, с постоянным расхаживанием бурильной колонны на длину одной трубы. При шаблонировании (проработке) ствола скважины под кондуктор во время подъема в интервалах 400-450 м, 950-1000 м производится промежуточная промывка ствола скважины с расхаживанием бурильной колонны на длину свечи (ВБТ) до полного выноса шлама, но не менее двух циклов циркуляции.

Спуск и крепление кондуктора (таблица 4):

Таблица 4 – Компоновка для бурения ствола скважины кондуктора

№ п/п	Наименование элемента	Длина без учета резьбы ниппеля, м
Интервал 0 – 1560 м по стволу (Бурение)		
1	Долото БИТ 311,2 ВТ 616 СН.37-01	0.35
2	Двигатель ДРУ-240РС	9.14
3	Клапан обратный КОБК 178х35	0.41
4	Элемент телесистемы УБТН-С203	9,35
5	Элемент телесистемы Изолятор в сборе	2,30
6	Шламоуловитель ШУ-172.000	3.33
7	БТ 127х9,2	1355
Интервал 0 – 1560 м по стволу (Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию кондуктора)		
1	Долото ВР 215,9 МС.000ФО	0.34
2	Калибратор 1-УСР 311,1	0.40
3	БТ 127х9,2 1379	1379

Таблица 5 – Необходимое количество материалов

№п/п	Наименование	Расход, кг	Концентрация, %
1	Бентопорошок ПБМБ /мкр/	6544	$\leq 2.0$
2	КМЦ торговая марка "Камцел	360	$\leq 0.11$
3	Гипан	229	$\leq 0.07$
4	Ингибитор глини (БСР в сух. в)	425	$\leq 0.13$
5	Кальцинированная сода	65	$\leq 0.02$
6	Кислота НТФ	33	$\leq 0.01$
7	Каустическая сода	98	$\leq 0.03$

Таблица 6 – Состав обсадной колонны

Номер секции в порядке спуска	Условный наружный диаметр, мм	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип резьбы	Масса секции, т
1	244.5	1555	7.9	Д	БТСА	75,8

Таблица 7 – Технологическая оснастка обсадной колонны

Тип элемента	Наименование элемента
Центратор	ПЦ-245/295-02Ф
Башмак	БКМ-245-БТС
Клапан обратный	ЦКОДМ-Б-245 с пробкой ПВЦ-Б
Устройство экранирующее	УЭСЦ-245

### 3.2 Бурение под эксплуатационную колонну

Разбуривание продавочной пробки, обратного клапана и цементного стакана произвести с нагрузкой на долото 3 – 5 тонн, и частотой вращения верхнего силового привода не более 80-100 об/мин. В случае отсутствия углубления в течение 10 минут, произвести постепенное увеличение нагрузки с шагом 0,5 тонн, но не более 7 тонн. Разбуривание производить на технической

воде. При достижении глубины скважины на 15-20 метров выше кровли пласта ЮК<sub>2-4</sub> произвести промывку ствола скважины с расходом не менее 32 л/с, после выравнивания давления на стояке манифольда, не менее одного непрерывного цикла циркуляции до полного выноса шлама с контролем на виброситах, выравниванием параметров бурового раствора согласно значениям, указанным в рабочем проекте и индивидуальной программе промывки.

Промывку осуществлять с расхаживанием КНБК на 22-24 метра со скоростью 0,4 м/с с вращением ВСП 40-80 об/мин. [15]. По окончании промывки продолжить процесс углубления ствола скважины. При достижении проектного забоя произвести промывку ствола скважины на забое, после выравнивания давления на стояке манифольда, не менее 2-х непрерывных циклов с производительностью насосов не менее 32 л/с до полного выноса шлама с контролем выноса на виброситах, с выравниванием параметров бурового раствора до значений, указанных в рабочем проекте и индивидуальной программе промывки.

При промывке производить расхаживание бурильной колонны на 22-24 метра со скоростью не более 0,4 м/с с вращением ВСП 40-80 об/мин. В случае появления затяжек процесс подъема остановить, спустить КНБК на 2-3 метра ниже интервала затяжки, произвести вызов циркуляции последовательно 8-16-24-32 л/с, проработать осложненный участок методом обратной проработки вращением ВСП с частотой 40 об/мин. При проработке, не превышать величину крутящего момента более 0,5 тс\*м от величины момента вращения в холостом режиме, а также давление на манифольде более 2 МПа от давления в холостом режиме. Механическая скорость проработки не должна превышать 0,2 м/с. После проработки осложненного участка произвести спуск свечи, на которой была получена затяжка с дальнейшим подъемом без циркуляции для определения свободного прохождения.

Подготовка ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны:

При спуске КНБК для подготовки ствола к спуску колонны, в случае посадок свыше 10 % от собственного веса, поднять КНБК на 1-2 м выше места

посадки, произвести вызов циркуляции последовательно: 8-16-24-32 л/с после стабилизации давления на стояке манифольда произвести проработку интервала посадки с расходом буровых насосов не менее 32 л/с, с нагрузкой не более 2-4 т, вращением ВСП с частотой 40 об/мин. При проработке, не превышать величину крутящего момента более 0,5 тс\*м от величины момента вращения в холостом режиме, а так давление на манифольде более 2 МПа от давления в холостом режиме [7].

По окончании проработки осложненного участка произвести контрольный спуск свечи, на которой была получена затяжка с дальнейшим подъемом без циркуляции для определения свободного прохождения.

Не допускается спуск КНБК при посадках без проработки. ствола скважины на забое не менее 2-х непрерывных циклов после стабилизации давления на стояке манифольда с производительностью насосов 36-40 л/с (вызов циркуляции производить последовательно: 8-16-24-32-40 л/с), с расхаживанием бурильной колонны на 24 м с вращением ВСП 40-60 об/мин, промывку произвести до полного выноса шлама с контролем на виброситах, с выравниванием параметров бурового раствора до значений, указанных в рабочем проекте. В процессе промывки не допускать резкого увеличения давления на стояке манифольда с целью недопущения гидроразрыва пласта. В случае резкого повышения давления на стояке манифольда (свыше 2 МПа от нормального рабочего давления) в процессе расхаживания снизить расход промывочной жидкости до 16-20 л/с, произвести промывку со ступенчатым увеличением расхода 16-20-24-28-32-36 л/с до стабилизации давления, не приступать к подъему КНБК без стабилизации давления при расходе промывочной жидкости 32 л/с [27].

### 3.3 Подбор бурового раствора для вскрытия пласта ЮК<sub>2-4</sub>

Нами были рассмотрены 2 типа буровых растворов раствор УНМБР и раствор на углеводородной основе.

Разработанные растворы УНМБР-1 и УНМБР-2 предназначены для разбуривания глинистых пород и неустойчивых аргиллитов.

Растворы имеют начальную плотность 1030 – 1050 кг/м<sup>3</sup> далее утяжеляются баритом согласно ФНиП ПБ-2013 до плотности обеспечивающей безаварийное вскрытие пластов с АВПД с различным коэффициентом аномальности. Обладают ингибирующими свойствами, необходимыми реологическими параметрами, для очистки ствола скважины от выбуренной породы и оптимальными значениями водоотдачи (таблица 8) [2].

Таблица 8 – Минералы и химические реагенты

Хлорид калия	Хлорид калия	ГОСТ 4568-95
Гаммаксан	Биополимер	ТУ 2458-002-50635131-2003
Камцел	Карбоксиметилцеллюлоза	ТУ 2231-037-26289127-2001
Праестол	Полиакрилат натрия	ТУ 2216-001-40910172-98
Ca(OH) <sub>2</sub>	Известь строительная	ГОСТ 9179-77
Барит	Утяжелитель	ОСТ 39-128-87
КМ-10	Кольматан мраморный	ТУ 5716-00112574404-2006
КМ-40	Кольматан мраморный	ТУ 5716-00112574404-2006

Таблица 9 – Компонентный состав, порядок ввода УНМБР-1

УНМБР-1 (до утяжеления баритом)				
Наименование химического реагента	Класс опасности	Порядок ввода	%, вес	Кг на 1 м <sup>3</sup>
Ксантановый биополимер (Xanthan Gum, Гаммаксан)	4	1	0,28	3,27
КМЦ (Камцел)	3	2	0,48	5,5
Акриловый полимер (праестол, PolyKemD и др.)	4	3	0,07	0,8
Хлорид калия	3	4	4,78	55
КМ-40	4	5	6,78	78
КМ-10	4	6	3,65	42
Пеногаситель				5 на 40 м <sup>3</sup> раствора
Вода			83,47	960



Необходимо обеспечить наличие на буровой необходимого оборудования для определения параметров бурового раствора:

- ареометр АБР-1;
- рычажные весы;
- вискозиметр ВБР-1;
- вискозиметр (OFITE 900, OFITE 800, FANN);
- фильтр-пресс полуплощадной;
- рН-метр;
- цилиндр стабильности ЦС-2;
- прибор КТК-2.

Порядок проведения работ, по приготовлению утяжеленного низко минерализованного бурового раствора УНМБР:

Приготовление необходимого количества бурового раствора ведется в два этапа, во время ОЗЦ эксплуатационной колонны готовится первая порция раствора в объеме  $80 \text{ м}^3$ , в процессе бурения ведется пополнение раствора до необходимого объема.

Приготовление бурового раствора плотностью  $1420 \text{ кг/м}^3$  для бурения под хвостовик производится последовательно, в двух рабочих емкостях по  $40 \text{ м}^3$ . Для приготовления первой порции в подготовленную рабочую емкость  $40 \text{ м}^3$  необходимо набрать  $32 \text{ м}^3$  технической воды. Через гидроворонку ввести биополимер в объеме, необходимом для приготовления  $40 \text{ м}^3$  раствора. Полученный раствор обработать  $220 \text{ кг}$  полимера КМЦ (Камцел),  $32 \text{ кг}$  акрилового полимера (праестол, PolyKemD и др.) [17].

Полимеры необходимо вводить через гидроворонку, чтобы исключить образование комков. Раствор перемешивать не менее 6 часов или до полного растворения реагентов. В случае образования устойчивой пены при перемешивании, обработать раствор пеногасителем. После растворения полимеров ввести  $2200 \text{ кг}$  KCl,  $3120 \text{ кг}$  кольматанта КМ-40 и  $1680 \text{ кг}$  кольматанта КМ-10. Раствор перемешать не менее 6 часов. Провести замер технологических параметров.

Требуемые свойства бурового раствора до утяжеления:

- Плотность ( $\rho$ ), кг/м<sup>3</sup>-1100 – 1120
- Условная вязкость (Т), с- 30 – 40
- Водоотдача (В), см<sup>3</sup>/30 мин- 7,0 – 10,0
- Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа
- за 10 сек-35 – 55
- за 10 мин-50 – 70
- Рн-8 - 10,0
- Пластическая вязкость ( $\eta_{пл}$ ), мПа·с-27 – 35
- Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа-90 – 110
- Липкость фильтрационной корки, град-не более 2 – 3
- Стабильность, кг/м<sup>3</sup>-не более 10

Приготовленный раствор утяжелить 35 т барита, перемешать не менее 1 часа, затем провести повторный замер технологических параметров. В случае отклонения плотности от необходимой – доутяжелить раствор. Провести замер технологических параметров.

Требуемые свойства бурового раствора после утяжеления

- Плотность\* ( $\rho$ ), кг/м<sup>3</sup> - 1500 – 1560
- Условная вязкость (Т), с - 40 – 45
- Водоотдача (В), см<sup>3</sup>/30 мин- 8,0 – 10,0
- Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа
- за 10 сек - 40 – 45
- за 10 мин - 60 – 90
- рН- 8 - 10,0
- Пластическая вязкость ( $\eta_{пл}$ ), мПа·с - 27 – 35
- Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа - 80 – 110
- Липкость фильтрационной корки, град - не более 2 – 3
- Стабильность, кг/м<sup>3</sup> - не более 10
- Коэффициент трения - 0,04 – 0,06

Перевод скважины на вновь приготовленный раствор необходимо выполнять последовательно через 1, 2 емкости.

Старый раствор, вытесняемый из скважины, подлежит утилизации. Иметь на поверхности не более 50 м<sup>3</sup> утяжеленного раствора, осуществляя циркуляцию через одну рабочую емкость. Весь раствор УНМБР-1, оставшийся на поверхности, перекачать в одну емкость. После полного перевода скважины на УНМБР-1 произвести промывку в течение 2 циклов для выравнивания параметров раствора. Приступить к вскрытию пласта ЮК<sub>2-4</sub>.

### 3.4 Лабораторные исследования раствора УНМБР

#### Цель исследований

Исследование влияния бурового раствора на коэффициент восстановления проницаемости кернового материала по керосину.

#### Основные задачи

Определение коэффициента восстановления проницаемости после влияния бурового раствора на углеводородной основе на керновый материал.

#### Материалы и оборудование

Для проведения лабораторных исследований используется установка FDTES-100-140 фирмы «Core Lab», позволяющая моделировать процессы фильтрации технологических жидкостей через керновый материал, в условиях максимально приближенным к скважинным. Проведение экспериментов на установке позволяет исследовать влияния буровых растворов и спецжидкостей заканчивания скважин на фильтрационно-емкостные свойства кернового материала. Для определения проницаемости применяется индифферентная по отношению к образцам керна жидкость – керосин. Кроме того, керосин идентичен с нефтью по вязкости и поверхностному натяжению на границе с дистиллированной водой.

Исследования проводятся с использованием одного образца керна. Образцы представляют собой цилиндры диаметром 30 мм и высотой 30 мм.

### Сущность метода измерения

Суть метода заключается в сравнении проницаемостей кернового материала по керосину, до и после воздействия различных технологических жидкостей. В качестве модели призабойной зоны используется керновый материал с идентичными стратиграфическими и фильтрационно-емкостными параметрами. Образцы керна приготавливаются по стандартной методике (таблица 10) [18].

Таблица 10 – Описание бурового раствора УНМБР

Наименование химического реагента	Порядок ввода	%, вес	Кг на 1 м <sup>3</sup>
Вариант 1			
Ксантановый биополимер	1	0,28	3,27
КМЦ (Камцел)	2	0,48	5,5
Акриловый полимер (Праестол, Seurvey D1 и др.)	3	0,07	0,8
Хлорид калия	4	4,78	55
КМ-40 (КС-40)	5	6,78	78
КМ-10 (КС-10)	6	3,65	42
Утяжелитель (баритовый)		До необходимой плотности	
Пеногаситель (в случае необходимости)			5 на 40 м <sup>3</sup> раствора
Вариант 2			
Бентонитовый глинопорошок	1	3,5	35,5
КМЦ (Камцел)	2	0,4	4
Ксантановый биополимер	3	0,1	1
Акриловый полимер (Праестол, Seurvey D1 и др.)	4	0,2	2
Хлорид калия	5	2,8	28
Известь (СаОН) <sub>2</sub>	6	0,14	1,4
Утяжелитель (баритовый)		До необходимой плотности	
Пеногаситель (в случае необходимости)			5 на 40 м <sup>3</sup> раствора

### Порядок проведения исследований

Определение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия на образец керна ЮК<sub>2-4</sub> Сыньеганского месторождения бурового раствора, пресной воды.

В НИЛ буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей приготавливается буровой раствор. После приготовления производится измерение основных технологических параметров. Ответственный исполнитель: инженер НИО сопровождения строительства скважин.

В кернодержатель помещается один экстрагированный образец керна ЮК<sub>2-4</sub> Сыньеганского месторождения. Определяется проницаемость образца, путем прокачивания керосина с постоянным расходом через верхний торец кернового материала. Производится воздействие на образец кернового материала через нижний торец, бурового раствора, при постоянном перепаде давления. Определяется проницаемость образца после воздействия бурового раствора, путем прокачивания керосина с постоянным расходом через верхний торец образца. Рассчитывается коэффициент восстановления проницаемости. Определяется проницаемость образца, путем прокачивания пресной воды с постоянным расходом через верхний торец кернового материала.

### Оформление результатов

Результаты лабораторных исследований для образца кернового материала необходимо представить в виде актов по проведению экспериментов на установке FDTES-100-140.

Влияние жидкости на продуктивные пласты в лабораторных условиях определяется по изменению проницаемости образцов породы после воздействия на них испытываемых растворов.

Исследования осуществлялись на автоматизированной установке FDTES-100-140 в условиях, приближенных к пластовым.

Испытания проводились на естественных образцах горной породы правильной цилиндрической формы с выдержанным диаметром при

термобарических условиях, моделирующих условия залегания пласта, в условиях статической и динамической фильтрации раствора.

В качестве модели призабойной зоны использовалась колонка естественных кернов диаметром 30 мм с идентичными стратиграфическими и физико-емкостными свойствами. Образцы кернов приготавливались по стандартной методике. Керны, насыщенные керосином, моделировали нефтяной пласт, водой – ПЗП с насыщением водой перед определением приемистости в нагнетательной скважине. Определялась исходная проницаемость образцов керна по модели пластового флюида. Осуществлялось воздействие на образцы керна раствора в направлении, обратном течению пластового флюида. Вычислялись коэффициенты восстановления проницаемости по длине колонки кернов. Оценивалась степень влияния фильтрата раствора на коллектор, путем сравнения изменения проницаемости образцов керна.

Первоначально прокачивался керосин (водный раствор) в прямом направлении при постоянном перепаде давления. Прокачка производилась в трех режимах с разными значениями репрессии. После стабилизации давления измерялся перепад давления при определенном расходе жидкости в трех режимах. Регистрировался расход жидкости [19].

На втором этапе в обратном направлении прокачивалась жидкость при постоянной репрессии. Имитировалась депрессия на забое скважины при заданном максимальном перепаде давления (перепад давления в обратном направлении 10 МПа), определялась проницаемость в обратном и прямом направлениях. Время воздействия технологических жидкостей складывалось из времени фильтрации и периода ожидания реакции с породой после прокачки.

Результаты проведения эксперимента на установке FDTES 100-140:

Оценка влияния на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны продуктивного пласта.

Исходные данные:

Проницаемость по газу – 4,11 мД; 4,36 мД.

Образец насыщен керосином.

Порядок проведения эксперимента:

1. Прокачка керосина в прямом направлении при  $Q = 0,1$  мл/мин.
2. Прокачка УНМБР в обратном направлении при  $\Delta P = 20$  кг.с/см<sup>2</sup>.
3. Прокачка керосина в прямом направлении при  $Q = 0,1$  мл/мин.

Результаты проведения эксперимента представлены в таблице 11 и в виде графиков (таблица 11, рисунок 2-5).

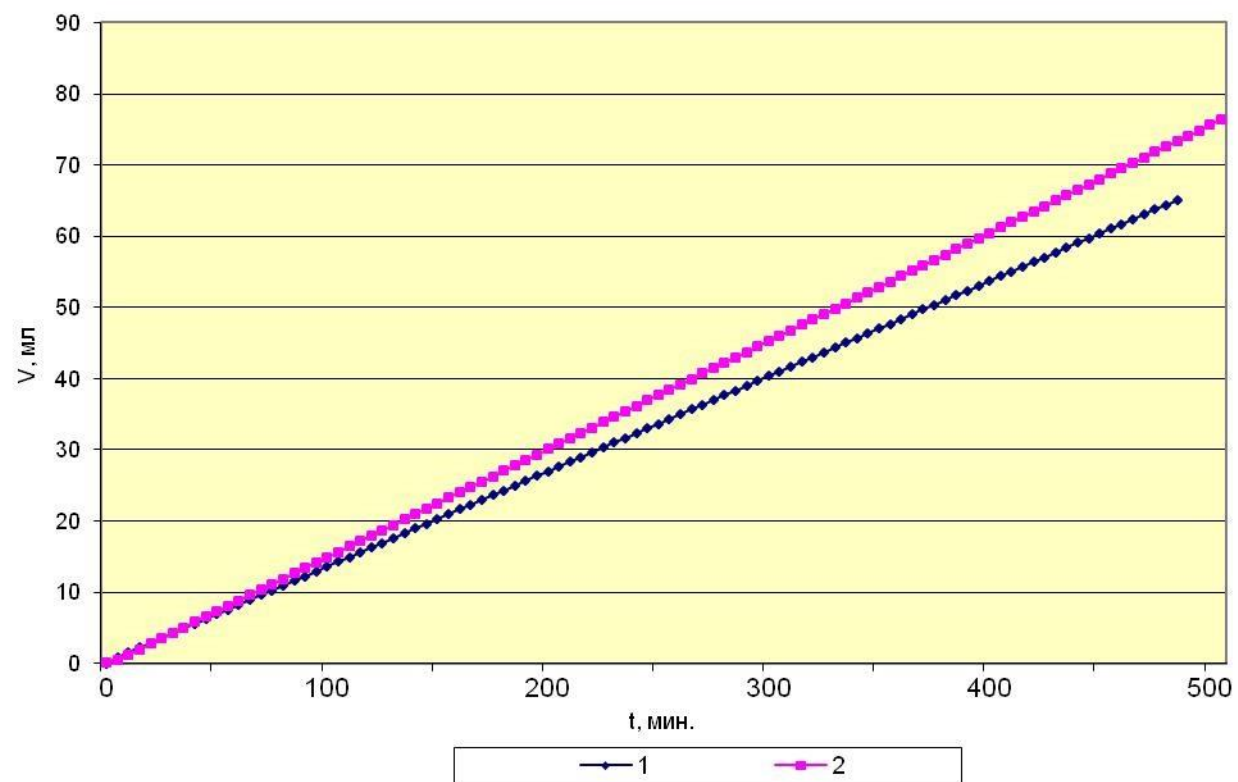
Таблица 11 – Результаты исследований на установке FDTES 100-140

№ п/п	Прокачиваемая жидкость	Параметры прокачиваемой жидкости						Данные прокачки				K, мД	n <sub>1</sub> %
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	T, c	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	CHC, дПа	$\tau_0$ , дПа	$\eta_{пл}$ , мПа с	Q, мл/мин	dP, psi	V, мл	T, ч		
1	Керосин	785	-	-	-	-	-	0,1	8,5	65,08	8-05	4,42	-
2	УНМБР	1120	40	1.4	35/44	59	-	0,3155	295,5	23,46	1-25	-	-
3	Керосин	785	-	-	-	-	-	0,1	32,8	76,38	8-25	1,55	35,79

n<sub>1</sub> - коэффициент восстановления проницаемости относительно первичной прокачки

n<sub>2</sub> - коэффициент восстановления проницаемости относительно предыдущей прокачки





1 – до воздействия УНМБР  
2- после воздействия УНМБР

Рисунок 2 – График изменения объема от времени при прокачке через керн керосина при  $Q = 0,1$  мл/мин

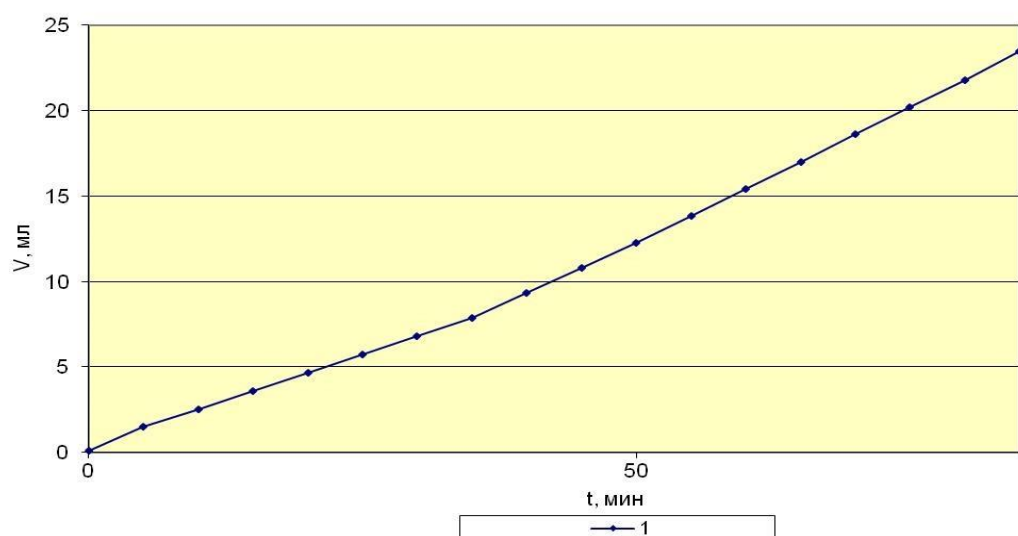
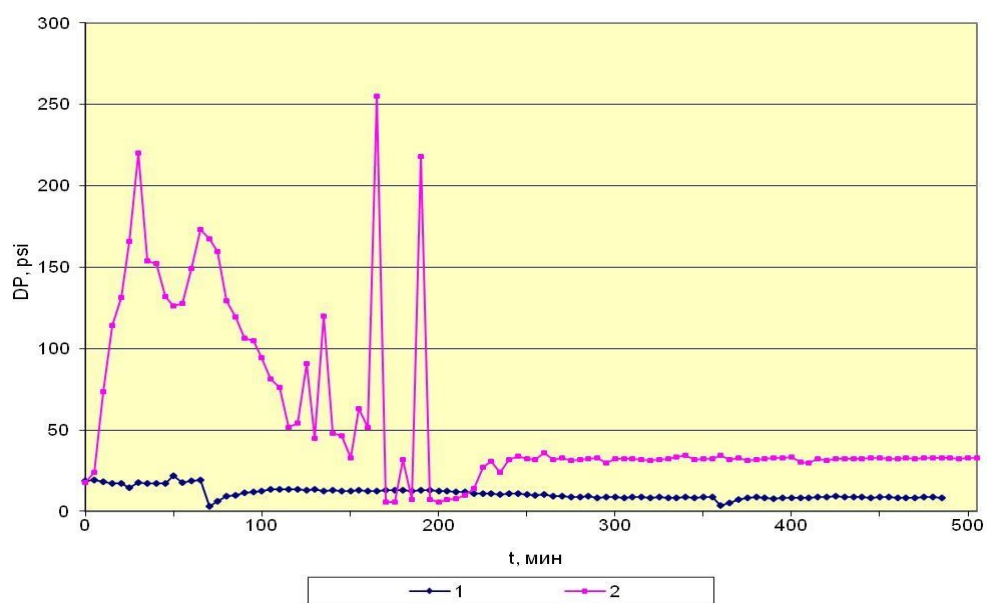


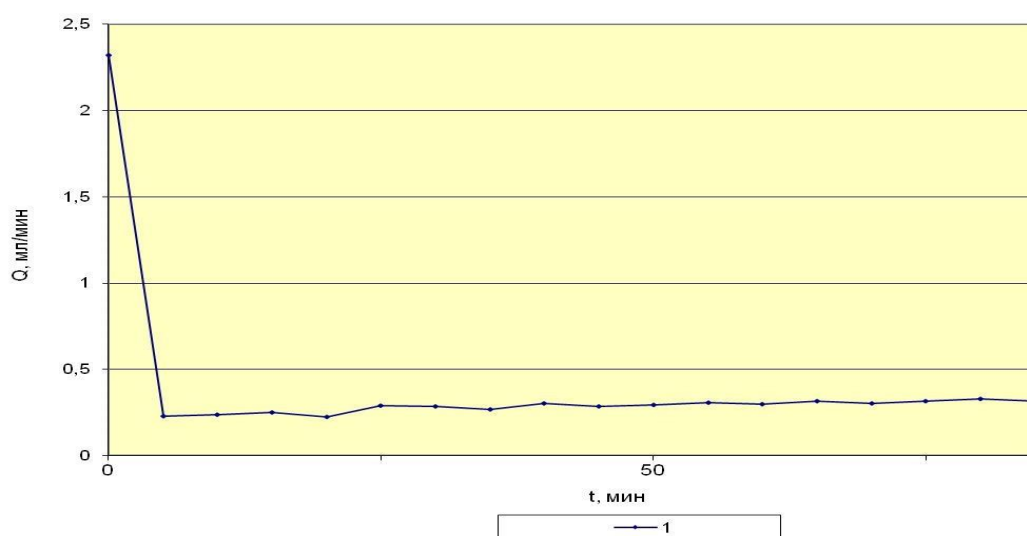
Рисунок 3 – График изменения объема от времени



1 – до воздействия УНМБР

2 – после воздействия УНМБР

Рисунок 4 – График изменения перепада давления от времени



1 – УНМБР

Рисунок 5 – График изменения расхода от времени

Вывод: восстановление проницаемости на установке FDTS-100-140 для предлагаемого раствора составило 35,79 %

### 3.5 Раствор на углеводородной основе для бурения под интервал эксплуатационной колонны ЮНИДРИЛ

Буровой раствор «ЮНИДРИЛ» является высокоингибированной эмульсионной системой раствора на основе минерального масла. Для данных горно-геологических условий было выбрано минеральное масло с температурой вспышки в закрытом тигле более 100°C. Система применяется в условиях, когда с использованием традиционных типов раствора не удастся в безаварийном режиме достичь геологических целей, указываемых геологической службой Заказчика. Особенно этот тип раствора актуален при вскрытии неустойчивых кровельных отложений склонных к обрушению [8]. Оптимально подходит для бурения всех глинистых интервалов на месторождениях Западной Сибири и ЯНАО, где особое внимание уделяется

высокой коммерческой скорости проходки и без аварийного строительства скважин (далее по тексту ЮНИДРИЛ).

#### Общие рекомендации

Перед началом бурения скважины в обязательном порядке должен быть проведен АУДИТ бурового станка БУ 3900. Назначен комплекс мероприятий, направленный на подготовку вышеуказанного бурового станка к строительству скважин с использованием системы раствора на основе минерального масла со сдвинутой точкой воспламенения в закрытом тигле (более  $+100^{\circ}\text{C}$ ). Перед сливом готового бурового раствора на основе минерального масла в рабочие ёмкости, должен быть составлен акт о выполнении пунктов проведенного АУДИТа бурового станка БУ 3900.

#### Вибросита

Распределение подачи бурового раствора на вибросита происходит при помощи шиберных задвижек. Установленные ситовые панели не должны иметь повреждений на верхнем сепарирующем слое, а в случае появления повреждений должны быть отремонтированы. Сила «G» не должна иметь завышенных значений во избежание преждевременного разрушения деки вибросит и ситовых панелей. В зимнее время года, перед запуском вибросит необходимо убедиться в отсутствии наледи на ситовых панелях.

#### Гидроциклоны

Гидроциклоны представлены песко-илоотделителем. На линиях подачи бурового раствора должны быть установлены манометры с не истекшим сроком поверки. Рабочее давление на входе в гидроциклон должно соответствовать регламентируемому давлению завода изготовителя [10].

#### Центрифуга

Система очистки бурового раствора оснащена 2-мя высокоскоростными центрифугами с частотой вращения барабана не менее 2800 об/мин. или аналогами (таблицы 12-15).

Таблица 12 – Параметры бурового раствора

Параметры	Кондуктор	Эксплуатационная колонна		Хвостовик
		Тип раствора / Интервал бурения		
	Полимер-глинистый	РУО ЮНИДРИЛ	РУО ЮНИДРИЛ	РУО ЮНИДРИЛ
	30-1555	1555-2300	2300-3145	3145-3679
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,160-1,200	1,12-1,20* ( $\pm 0,03$ )	1,20-1,25 ( $\pm 0,03$ )	1,22-1,25 ( $\pm 0,03$ )
Температура замера реологии, °С	-	+50	+50(+60)	+50(+60)
Условная вязкость АР/ВВР ГОСТ, сек.	40-80	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется
ПВ, мПа*с	не более 30	15-48	15(13)-48	15-48
ДНС(З), дПа	не менее 50	25-160	25(20)-160	25-160
СНС 10 сек, дПа	30-75	15-120	15(10)-120	25-120
СНС 10 мин, дПа	75-160	25-154	25(20)-154	35-154
Фильтрация АР/В, см <sup>3</sup> /30мин	не более 12	<2/<3 (по полной площади ФП)	<2/<3 (по полной площади ФП)	<2/<3 (по полной площади ФП)
ЕС, В (не менее)		>350	>350	>350
рН	8-9,5	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется
МВТ, кг/м <sup>3</sup>	-	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется
Водонефтяное отношение, %	-	33/67-27/73	33/67- 25/75	33/67-25/75
Толщина корки, мм	-	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется
Содержание песка, %	не более 1,5	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется
Содержание карбонатного кольматанта, кг/м <sup>3</sup>	-	Не регламентируется	Не регламентируется	Не регламентируется

Таблица 13 – Рекомендуемые свойства раствора для данного интервала

Параметры	Интервал бурения	
	1555-2300	2300-3145
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12-1,20 (±0,03)	1,20-1,25(±0,03)
Температура замера реологии, °С	+50	+50/+60*)
ПВ, мПа*с	15-48	15(13)-48
ДНС(З), дПа	25-160	25(20)-160
СНС 10 сек, дПа	15-120	15(10)-120
СНС 10 мин, дПа	25-154	25(20)-154
Фильтрация (API), см <sup>3</sup> /30мин	<3	<3
ES, В	>350	>350
рН	Не регламентируется	Не регламентируется
МВТ (КОЕ), кг/мЗ	Не регламентируется	Не регламентируется
Содержание выбуренной породы/смазки, %	Не регламентируется	Не регламентируется
Водонефтяное отношение, %	33/67-27/73	33/67 — 25/75
Толщина корки, мм	Не регламентируется	Не регламентируется
Содержание песка, %	Не регламентируется	Не регламентируется
Содержание карбонатного кольматанта, кг/мЗ	Не регламентируется	Не регламентируется

Таблица 14 – Ориентировочная потребность в материалах

№	Наименование	Описание/ назначение	Упаковка		Количество		
					кг/м <sup>3</sup>	уп.	кг.
1	МЕХ-ВР31	Структурообразователь	25	кг/меш	4,0	30	750
2	МЕХ-CARB F	Кольматант	900	кг/меш	60,0	13	11700
3	МЕХ-CARB M	Кольматант	1000	кг/меш	90,0	17	17000
4	МЕХ-CARB C/VC	Кольматант	1000	кг/меш	30,0	6	6000
5	UNICOAT	Понизитель фильтрации	185	кг/боч.	8,0	8	1480
6	Барит	Утяжелитель	1000	кг/меш	50,0	10	10000
7	МЕХ-ОВ	Эмульгатор	185	кг/боч.	27,0	27	4995
8	UNIMOD	Модификатор	190	кг/боч.	2,0	2	380
9	UNITROL	Понизитель водоотдачи	25	кг/меш	20,0	148	3700
10	Известь	Регулятор pH и жесткости	25	кг/меш	35,0	259	6475
11	МАСЛО (Тайга 4 /Реасин)	Основа РУО	830	кг/боч.	556,0	124	102920
12	Хлорид Кальция	Ингибитор	850	кг/меш	85,0	19	16150
Дополнительные реагенты							
13	UNI-SOLV	Отмывающий реагент	170	кг/боч.	-	6	1020
14	UNI-LUBE	Смазывающая добавка	190	кг/боч.		2	380
15	МЕХ-PLUG (ALL)	Набухающий наполнитель	5	кг/меш		40	200
16	UNIDRIL	Готовый раствор	1000	кг/емк.	1160,0	150	174000

### Приготовление раствора:

Произвести слив готового раствора ЮНИДРИЛ, доставленного в кубовых емкостях на кустовую площадку в ориентировочном объеме 200 м<sup>3</sup> (максимальный объем рабочих емкостей с учетом емкости приготовления составляет 160м<sup>3</sup>. (3 рабочие емкости 120м<sup>3</sup>, ЦСГО 30м<sup>3</sup>, гидромес 10 м<sup>3</sup>) Обеспечить постоянное механическое его перемешивание в емкостях и гидромесе. Произвести замер параметров полученного, усредненного раствора. При необходимости произвести приготовление свежеприготовленного объема ЮНИДРИЛ в расчетном количестве. Произвести замещение обсаженного ствола скважины на буровой раствор ЮНИДРИЛ. Разбурить башмак 245 мм колонны на буровом растворе ЮНИДРИЛ на объеме 80 м<sup>3</sup> (ЦСГО + рабочая емкость).

Оставшийся после бурения интервала буровой раствор ЮНИДРИЛ, после максимальной очистки от твердой фазы сохранить, для бурения следующей скважины.

### Обработка раствора при бурении:

Ежедневное обслуживание и дообработка раствора заключается в контроле параметров и пополнении концентрации карбоната кальция и эмульгаторов. Ожидаемый объем ежедневной обработки раствора определяется оперативно инженером по буровым растворам в зависимости от параметров бурового раствора и существующих условий бурения интервала. Следует до минимума сократить наработку раствора и повышение его плотности путём оптимизации очистки раствора на имеющемся оборудовании.

Для этого необходимо на виброситах первой ступени очистки подобрать наиболее мелкие сетки (желательно 140 – в начале бурения первых 100-150 метров из-под башмака кондуктора, 210/260 меш). На ситогидроциклонной установке должны стоять сетки 260-320 меш. Необходимо постоянно следить за их целостью.

Необходимые размерности сеток определяет инженер по растворам в зависимости от производительности вибросит и реологических параметров

бурового раствора. На данном интервале рекомендуется использовать только те элементы механической системы очистки, которое будет рекомендовано инженером технологом. Это позволит поддерживать плотность рабочего раствора, а значит в процессе обработок поддерживать необходимую концентрацию карбоната кальция.

При бурении проницаемых пластов с очень высокой механической скоростью (выше 25-50 м/час) перед наращиванием производить более длительные промывки (до 15-20мин) с постоянным расхаживанием и вращением инструмента для удаления выбуренного шлама из кольцевого пространства и снижения репрессии на проницаемый пласт. Также необходимо по циклу циркуляции производить обработку мраморной крошкой MEX-CARB C или VC. В целях улучшения очистки ствола от выбуренной породы, по согласованию с Заказчиком рекомендуется перед проведением СПО после очередного долбления предусмотреть дополнительную промывку ствола скважины [25].

#### Технологические мероприятия:

Если в ходе бурения при отрыве от забоя начинают наблюдаться затяжки, делается контрольный подъём свежи пробуренного участка с проработкой и промывкой интервалов затяжек. Для предотвращения поглощений раствора, связанных с гидроразрывом пород, после наращивания и СПО необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска согласно гидравлическим расчетам, на СПО. Контролировать вытеснение раствора во время спуска с записью на диаграмме ГТИ. Время простоя бурильного инструмента без движения не должно превышать 4 мин, каждые 4 минуты инструмент проворачивать ротором на 8-10 оборотов. Отделение твердой фазы из раствора центрифугой производить в резервной емкости, с последующей обработкой и пополнением содержания карбоната кальция.

Дополнительно для сохранения устойчивости ствола скважины рекомендуется; подъем производить при расчетной скорости с использованием



программного обеспечения, обеспечить постоянный долив с регистрацией на диаграмме, исключить промывки в проницаемых интервалах (производить промывку за 50 м до и после них, с учетом фактической инклинометрии) [20].

При бурении интервала под техническую колонну в зоне работы вибросита и емкостного блока на постоянной основе обеспечить работу принудительной вентиляции, а также обеспечить беспрепятственный доступ воздуха с наружной части буровой установки.

Рекомендации по оборудованию системы очистки:

- Устьевые вибросита 3 шт. – 140 – 260 меш.
- Пескоотделители – постоянно в работе.
- Илоотделители – в работе при необходимости.
- Центрифуги 2 шт. – в работе для оперативного контроля плотности.

Перед началом бурения все оборудование очистки должно быть проверено и отрегулировано. Кроме того, на буровой должен быть необходимый ЗИП к оборудованию ОСОБР<sub>Т</sub> а также комплект насадок и сеток для вибросита. Рекомендуемая минимальная эффективность системы очистки не менее 90-95%. Циркуляция раствора в обход вибросита не допускается [21].

Необходимые размерности сеток определяет инженер по растворам в зависимости от производительности вибросита и реологических параметров бурового раствора, который обеспечит заполнение рабочей поверхности вибросита на 70-75% (таблица 15).

Таблица 15 – Ориентировочная потребность в буровом растворе

№	Участок	Гл. по стволу, м		Длина участка, м	Внутр	К кав.,	Объем, м <sup>3</sup>
		От	До				
1	Экс. Колонна	0	3145	3145	151	1,0	57
2	Открытый ствол	3145	3679	500	146	1,15	10
Переведено с предыдущего интервала:						147	м <sup>3</sup>
Объем раствора на поверхности по окончанию бурения:						147	м <sup>3</sup>
Коэффициент эффективности оборудования очистки:						95	%
Допустимое содержание выбуренной породы:						12	%
Плотность раствора:						1,25	г/см <sup>3</sup>
Расчетный объем утилизации шлама при бурении:						21	м <sup>3</sup>
Тотовый раствор UNIDRIL:						76	м <sup>3</sup>

Таблица 16 – Рекомендуемые свойства раствора для данного интервала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,22-1,25(±0,03)
Температура замера реологии, °С	+50(+60*)
ПВ, мПа*с	15(13)-48
ДНС(3), дПа	25(20)-160
СНС 10 сек, дПа	25-120
СНС 10 мин, дПа	35-154
Фильтрация (API), см <sup>3</sup> /30мин	<3
ES, В	>350
Водонефтяное отношение, %	33/67 -25/75

Таблица 17 – Ориентировочная потребность в материалах

№	Наименование	Описание/ назначение	Упаковка		Количество		
					кг/м <sup>3</sup>	уп.	кг.
1	MEX-BP31	Структурообразователь	25	кг/меш	3,0	10	250
2	MEX-CARB F	Кольматант	900	кг/меш	90,0	8	7200
3	MEX-CARB M	Кольматант	1000	кг/меш	70,0	6	6000
4	MEX-CARB C/VC	Кольматант	1000	кг/меш	20,0	2	2000
5	UNICOAT	Понизитель фильтрации	185	кг/боч.	10,0	5	925
6	Барит	Утяжелитель	1000	кг/меш	70,0	6	6000
7	MEX-OB	Эмульгатор	185	кг/боч.	27,0	12	2220
8	UNIMOD	Модификатор	190	кг/боч.	2,0	1	190
9	UNITROL	Понизитель водоотдачи	25	кг/меш	0,0	0	0
10	Известь	Регулятор pH и	25	кг/меш	42,0	129	3225
11	МАСЛО Реасин/ТАЙГА-	Основа РУО	830	кг/боч.	580,0	54	44820
12	Хлорид Кальция	Ингибитор	850	кг/меш	75,0	7	5950
Дополнительные реагенты							
13	UNI-LUBE	Смазывающая добавка	190	кг/боч.		1	190
14	MEX-PLUG (ALL)	Набухающий	5	кг/меш		40	200
15	UNIDRIL	Готовый раствор	1000	кг/емк.	1160,0	20	23200

Рекомендации по режиму промывок перед наращиванием, подъемом или проведением ГИС при строительстве скважины являются основополагающим для предупреждения и минимизации непродуктивного времени, связанного со следующими рисками:

- дифференциальный прихват инструмента в связи с большими значениями репрессии из-за загрузки кольцевого пространства выбуренным

шламом и/или недостаточным формированием фильтрационной корки при увеличении скорости проходки в высокопроницаемых песчаниках;

- механическая заклинка инструмента в связи с зашламовыванием КНБК из-за недостаточной эффективности очистки ствола скважины, либо осыпями неустойчивых аргиллитов;

- затратами времени на дополнительные проработки и промывки ствола скважины при неудовлетворительной очистке ствола скважины.

Общие рекомендации по режиму промывок при строительстве скважины:

Перед каждым очередным наращиванием промывку производить при постоянном движении инструмента (расхаживании и вращении). Промывка без движения и вращения инструмента для очистки ствола скважины не рекомендуется. Перед подъёмом инструмента промывка производится также с обеспечением постоянного вращения и движения инструмента. Время промывки – не менее 2-х полных циклов циркуляции, до полного прекращения (или минимального) выноса шлама с вращением верхним приводом и расхаживанием и вращением на длину свечи. При бурении проницаемых пластов с высокой механической скоростью (выше 25-50 м /час) перед наращиванием производить по согласованию с Заказчиком, более длительные промывки (до 20 - 30 мин) с постоянным расхаживанием и вращением инструмента до полного вымыва выбуренного шлама и снижения репрессии на проницаемый пласт. Промывку скважины после бурения, перед подъёмом, а также утяжеление бурового раствора, следует производить с расхаживанием и вращением бурильной колонны в интервале движения ВСП, когда долото находится на расстоянии не менее 5 метров от забоя. При подъёме инструмента в местах затяжек более 5тн. ССВ в соответствии с регламентом, проработать до свободного хождения инструмента. Проработки следует начинать с малых производительностей насоса с постепенным (после стабилизации давления) повышением подачи жидкости и доведением её до рабочей. При спуске места посадок также прорабатываются с вымывом шлама с постепенным повышением производительности насоса.

Если в ходе бурения при отрыве от забоя начинают наблюдаться затяжки, делается подъём долота в зоне головы забойной компоновки, то это место прорабатывается и промывается на длину 50-75 м (в зависимости от наличия затяжек и посадок). При увеличении механической скорости бурения, время промывки перед наращиванием увеличивается пропорционально и будет определяться оперативно инженером по буровым растворам при согласовании с представителем. Заказчика (супервайзером) до обеспечения максимальной возможной очистки ствола скважины от шлама. При достаточно низкой скорости проходки, время промывки перед наращиванием согласовывается с представителем Заказчика при постоянном контроле за выходом шлама на выбросах. В процессе бурения скважин, одной из самых больших проблем может встать поглощение раствора в пласт. Это может быть вызвано большим перечнем причин. Но в любом случае к поглощению необходимо быть готовым. Для правильной подобранной рецептуры кольматационной пачки, необходимо, прежде всего, понять причины, масштабы поглощения, место поглощения (продуктивный пласт и т.д.) и уже на основании этого принимать решение о рецептуре.

Основные правила приготовления и установки кольматационной пачки:

Плотность кольматационной пачки должна быть равна, либо больше на  $0,02 \text{ г/см}^3$  проектной плотности рабочего бурового раствора. Приготовление пачки ведется на рабочем буровом растворе с добавлением наполнителя. МЕХ-CARB должно быть в растворе не менее  $150 \text{ кг/м}^3$ . Объем пачки должен составлять минимум  $5 \text{ м}^3$ . Кольматационная пачка закачивается в открытый ствол (в зону поглощения). Закрывается ПУГ и создается превышающее давление на стояке 15-20 атм. Контролируется давление на «стояке» если давление не падает, то выдерживаем в течении 1 часа. Восстанавливаем циркуляцию на минимальной производительности насоса. Затем пытаемся выйти на рабочую производительность и в случае получения положительного результата продолжаем бурение скважины. Подбор фракционного состава для

вскрытия высокопроницаемых участков в интервале бурения транспортного ствола скважины.

### 3.6 Спуск хвостовика

Мероприятия по спуску хвостовика диаметром 102 мм.

Направление: диаметр 324х9,5 мм, глубина спуска: факт 51 м.

Кондуктор диаметр 245х7,9 мм, глубина спуска: факт 1555 м.

Эксплуатационная колонна: 0 - 2775 м 168х7,3; 2775 – 3144 м 168х8,9;

Башмак 3144 ЦКОД 3132 м.

Скважина под хвостовик пробурена долотом диаметром: 146 мм.

Категория опасности: вторая.

Давление опрессовки Э/К: 11,5Мпа.

Ожидаемое пластовое давление: пласт ЮК<sub>2-4</sub> 30,8 Мпа.

Газовый фактор 70 м<sup>3</sup>/тн.

Максимальный наружный диаметр хвостовика: 144,4 мм.

Внутренний диаметр Э/К в интервале установки подвески хвостовика

Geo Trend 150,2 мм.

Внутренний диаметр хвостовика 101,6х6,65: 88,3 мм.

Внутренний диаметр ТБПН 89х9,4: 70,2 мм.

Муфты Э/К в интервале установки подвески хвостовика 2773- 2785м.

Глубина установки элементов технологической оснастки:

Подвеска хвостовика (воронка адаптера) 2823 м.

Цементирующая муфта (стоп-кольцо) 3220 м.

Циркуляционная муфта 3228 м.

Пакер верхний 3231,1. ШМУ 3243 м.

Длина хвостовика 101,6х6,65мм	634 м.
Скважина заполнена буровым раствором «ЮНИДРИЛ» :	
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	1,22-1,25.
вязкость(с)	35.

#### Подготовительные работы:

За трое суток до спуска колонны завезти на скважину обсадные трубы и патрубки НКТ-101,6 х 6,65 мм подготовленные на ЦТБ с ведомостью и актами подтверждающими качество их изготовления, и уложить на стеллажи в порядке спуска в скважину. Количество труб 101,6 х 6,65 НКТ марки Р110.PSL1.NU.TMK 63,4 шт 634 м

Система МСГРП «MFS» (5 стадий) 102/168 - 1 шт, элеваторы: КМ – 102 грузоподъемностью 140 т - 2 шт, шаблон Ø 64мм (для инструмента ТБПН-89х9,4мм) - 2 шт, ключ цепной - 2 шт., обиркованный строп -2 шт., герметизирующая смазка Рус-Олимп или ВАЛЬМА-APINorm - 15 кг. ленту ФУМ -1 шт., патрубки подгоночные НКТ-101,6 х 6,65 мм (1 м- 5 шт., 1,5 м- 5 шт., 2 м- 5 шт., 3 м- 5 шт.) - 6 шт., шаблон Ø 86мм (для НКТ 101,6 х 6,65 мм ) - 1 шт., патрубки подгоночные ТБПН «Л» длиной 2-5 м - 3 шт., патрубков переходный БРС-2 дюйма/3-102. - 1 шт., опрессовочное устройство ТИОТ (или аналог) (переводники для сборки устройства) - 1 шт., спецголовку цементирующую ГЦУ 30-102/114-320-МГ1 - 1 шт., переводник 3-86/3-102 с внутренним диаметром не менее 54 мм - шт., пружинные центраторы 102 мм.

Для герметизации резьб труб применять смазку Рус-Олимп или ВАЛЬМА-APINorm. Резьбы патрубков герметизировать лентой ФУМ. Произвести сборку и спуск компоновки «хвостовика» согласно схеме. Перед спуском «хвостовика», все спускаемое оборудование в скважину (элементы компоновки, трубы, подгоночные патрубки, переходные переводники и т.д.) должны быть прошаблонированы шаблоном соответствующего диаметра. Все элементы оснастки «хвостовика» должны быть выполнены из трубы аналогичной спускаемой в скважину. Перед сбросом

активационных шаров замерить их номинальные диаметры с видеофиксацией в присутствии представителя «Geo Trend».

Категорически запрещается брать ключами за уплотнительный элемент пакера, плашки якоря и гидроприводы, а также подвижную часть узла разъединения, шаблонировать внутренний канал подвески, вращать колонну вправо, устанавливать подвеску в клинья ПКР.

Обсадные трубы 101,6 х 6,65 НКТ свинчивать вначале в ручную (2-3 оборота) и докреплять гидравлическим трубным ключом с исправно работающим моментом (ГКШ-4000М) до полного захода резьбы ниппеля в муфту, с соблюдением необходимого крутящего момента для соединений НКТ 101,6 х 6,65 мм – 3500 Нм.

При спуске «хвостовика» трубы должны заполняться промывочной жидкостью через каждые 100 м с применением проточного фильтра. Категорически запрещается наворачивать верхний привод при доливе инструмента и «хвостовика». Вести контроль за количеством свечей, спускаемых в скважину. Спуск «хвостовика» производить плавно без резких рывков и торможений. При спуске не допускать вращения колонны. После сборки хвостовика перед переходом на ТБПН-89 произвести фиксирование веса в состоянии покоя, при подъеме на 5 м, при спуске на 5 м. Результаты показаний (три значения веса) по станции ГТИ «СНГС-100» записать в блокнот.

В составе лифта колонны хвостовика использовать бурильный инструмент и подгоночные бурильные патрубки прошаблонированные при спуске КНБК на шаблонировку и прошедшие испытание на герметичность с применением ТИОТ-73 (89).

Не допускать падение шаблона и других предметов в колонну. Постоянно контролировать вытеснение из скважины, в процессе спуска доливать колонну бурильных труб через каждые 300 м с обязательной установкой фильтра. Категорически запрещается наворачивать верхний привод при доливе инструмента и «хвостовика».

Скорость спуска хвостовика в обсаженном стволе скважины не более 1 м/с, в открытом стволе – не более 0,5 м/с. Запрещается оставлять компоновку «хвостовика» в открытом (необсаженном) стволе скважины без движения более 3 минут.

При посадке компоновки «хвостовика» (допустимая разгрузка не более 3 т в эксплуатационной колонне, в открытом стволе не более 9 т собственного веса), произвести расхаживание, после чего повторить спуск. При невозможности дальнейшего спуска (посадка, подклинивание и т.п.) выполнить подъем оборудования «хвостовика» из скважины. При достижении башмаком колонны-хвостовика глубины башмака эксплуатационной колонны произвести долив до устья. Зафиксировать веса колонны в состоянии покоя, при подъеме на 5 м, при спуске на 5 м. Результаты показаний (три значения веса) по станции ГТИ «СНГС-100» записать в блокнот. Перед проведением промывки предохранительный клапан на насосах УНБТ-950 №1 И №2 установить на 4,0 МПа. Вызвать кратковременную циркуляцию с установкой трубного фильтра при минимальной производительности бурового насоса.

Давление при промывке не должно превышать 4 МПа. Извлечь трубный фильтр. Продолжить спуск. Долив в открытом стволе производить при каждом наращивании с использованием фильтра. После спуска хвостовика до проектной глубины, долить трубное пространство. Промыть скважину не менее 2,5 циклов. Наблюдать за давлением циркуляции и фиксировать его. Промывку производить с применением трубного фильтра. Перед проведением промывки предохранительный клапан на насосах УНБТ-950 №1 И №2 установить на 7,0 МПа. Давление при промывке не должно превышать 7 МПа. По окончании промывки, извлечь трубный фильтр. Установить и выполнить обвязку техники для активации оснастки «хвостовика» и цементирование. Провести инструктаж с машинистами агрегатов и членами буровой бригады по взаимодействию и сигналам оповещения при выполнении работ по активации оснастки «хвостовика». Опрессовать нагнетательную линию на 24 МПа в течении 2-х минут. Убедиться в отсутствии утечек. Под руководством ответственного



специалиста «Geo Trend» в СБТ 89 бросить шар диаметром 31,75 мм (перед сбросом шара произвести замер диаметра шара с фото фиксацией). Начать прокачку шара солевым раствором до посадки шара в седло циркуляционного клапана, не превышая давление 7,0 МПа. После получения сигнала СТОП, повышением давления до 13,0 МПа активировать: циркуляционный клапан, пакеры заколонные, гидравлическую подвеску хвостовика. Выдержать 10 минут. Проверить срабатывание гидравлической подвески разгрузкой инструмента на 20 т.

Медленно, ступенчато поднять давление до 15,0 МПа – 18,0 МПа для открытия окон циркуляционной муфты. Проверить наличие циркуляции. Зафиксировать значения давления и производительность в процессе промывки. Все работы по активации элементов оснастки «хвостовика» производить с использованием СКЦ. Работы по прокачке шара, активации элементов оснастки производить с помощью насосного агрегата УНБ2-250х50К". Произвести сброс шара диаметром 38.1 мм (перед сбросом шара произвести замер диаметра шара с фото фиксацией) прокачать до циркуляционной муфты, после сигнала «стоп» поднять его до 15,0 МПа выдержать 5 минут. Стравить до нуля и повторно поднять до 15,0 МПа, медленно поднять давление до 24,0 МПа открыть цементирующую муфту, вызвать циркуляцию с фиксацией давления и расхода.

Выбрать нейтральный вес согласно произведенных замеров. Сделать три-пять оборота вправо и медленно сбросить пружину. При наличии высокого крутящего момента (не должен превышать значение деформации резьбовых соединений труб в скважине 1500 кгс\*м) выбрать другой вес. При отсутствии момента продолжать вращать инструмент в количестве 14 оборотов вправо. Сделать на верхней трубе отметку. Приподнять инструмент не более 1 м и убедиться в отсоединение посадочного инструмента. Спустить инструмент до метки. Вызвать циркуляцию. Зафиксировать давление и расход.

Подготовить тампонажную технику, оборудование, материалы и прибыть на скважину за 2 часа до окончания спуска колонны-хвостовика:

УНБ2-250х50К – 3 шт; УС-6-30 – 1 шт.; СКЦ – 1 шт; осреднительная установка УОП-20 - 1шт. Цементирующую головку ГЦУ 30-102/114-320-МГ-1 - 1шт. (для установки требуется переводник 3-86/3-102 с внутренним диаметром не менее 54 мм). Проверить вращение шара в удерживающем блоке ГЦУ с помощью маховика.

Цементирование колонны-хвостовика. Цементирование колонны-хвостовика производить с фиксацией процесса СКЦ. Навернуть цементирующую головку с установленными в ней шарами. Выполнить опрессовку нагнетательных линий на давление 24 МПа в течении 2-х мин.

После закачки расчетного объема цементного раствора, промыть линию до чистой воды, перевести удерживающее устройство ГЦУ в положение «ОТКРЫТО» (резко, в одно движение) для сброса пыжа, шара-губки (для очистки внутренней полости бурильной колонны от остатков цементного раствора) и шар диаметром 1.625"(41,28мм), закрывающий цементирующую муфту. После чего закачать 1 м<sup>3</sup> разделительной буферной жидкости (с увеличенной вязкостью (FL – 20 кг), 1,4 м<sup>3</sup> технической воды и дополнительно 0,5 м<sup>3</sup> (0,2 % НТФ) (для срезки цементного раствора выше воронки адаптера).

Произвести продавку цементного раствора расчетным количеством продавочной жидкости (солевой раствор). Снизить расход до 5 л/сек перед тем, как пыж, шар-губка и шар 1.625" (41,28 мм) достигнут установочного инструмента, продолжить продавку до получения момента «СТОП» ростом давления на 10МПа выше рабочего (для закрытия цементирующей муфты). Если момент «СТОП» не получен, то необходимо стравить избыточное давление в ГЦУ, проверить отсутствие шаров в ГЦУ. Если шары остались в ГЦУ, процесс продавки прекратить, приподнять инструмент на длину бурильной трубы и произвести, вымыв цемента поднятого выше воронки адаптера промывкой скважины в объеме не менее 2-х циклов. Сбросить давление в трубах до нуля. Отсутствие обратного перетока промывочной жидкости свидетельствует о герметичности цементирующей муфты и элементов «хвостовика». Демонтировать цементирующую головку.

При отсутствии осложнений во время цементировании в виде частичной либо полной потери циркуляции выполнить подъем бурильного инструмента на 3,5 м, убедиться в отсутствии веса «хвостовика». Разгрузкой веса бурильной колонны на 25 т на воронку адаптера, привести в действие верхний пакер (пакер перекроет затрубное пространство). При этом происходит срез штифтов на пакере, активируется пакерный элемент, и закрываются удерживающие плашки захвата (верхние). Если при цементировании хвостовика возникают осложнения (потеря циркуляции, преждевременный момент «стоп»), перекрытие верхним пакером затрубного пространства не производить.

«Срезку» излишек цементного раствора над воронкой адаптера производить прямой (в трубное пространство) промывкой до полного выноса цементного раствора на поверхность. Перед «срезкой» излишек цементного раствора создать давление 5,0 МПа, поднять инструмент на 4,5 м, убедиться в отсутствии веса хвостовика, а также в резком падении давления. Зафиксировать плотность и объем полученного во время срезки цементного раствора. «Срезку» излишек цементного раствора выполнять с расхаживанием инструмента на 10 – 15 метров с оптимальной производительностью бурового насоса, не превышая максимального давления опрессовки Э/К 11,5 МПа. Общее время цементировании не должно превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора по анализу [22].

Остаток продавочной жидкости с агрегатов, после цементировании колонн перекачивать в желобную систему или емкость. Произвести подъем транспортной колонны в безопасную зону (20 св). Выдержать ОЗЦ согласно анализу тампонажных материалов (по факту схватывания проб цементного раствора), но не менее 5ч. Выполнить полный подъем транспортировочной колонны. Ответственный руководитель по спуску колонны инженер ТОЗР обязан немедленно сообщить главному инженеру об отступлениях и нарушениях во время спуска колонны.

### 3.7 Исследования галенитового утяжелителя

В настоящее время при бурении скважин утяжеление буровых растворов осуществляют тремя способами. Первый способ заключается в применении водорастворимых солей хлориды, карбонаты, формиаты, бромиды тяжелых металлов. Его недостатком являются необходимость применения солевых полимерных реагентов. Второй способ заключается в комбинированном применении водорастворимых утяжеляющих добавок и мелкодисперсных материалов. Для утяжеления бурового раствора чаще используют сочетание соли хлорида калия, и кислоторастворимого порошка карбоната кальция. Недостатком этого способа является, повышенная агрессия дисперсионной среды к высокомолекулярным компонентам, что затрудняет управление свойствами бурового раствора. Третьим распространенным способом является в применении утяжеляющих материалов природного происхождения. В практике широко применяется сульфид бария плотность  $4300 \text{ кг/м}^3$  (барит) [9].

При использовании утяжеляющих материалов, в том числе барита, происходит ухудшение структурно-механических и реологических параметров бурового раствора. Это является следствием повышения объёмного содержания утяжелителя до критических значений, при которых происходит «концентрационное загустевание» дисперсной системы. Установлено предельная объёмная концентрация утяжелителя в буровом растворе составляет 38%. С увеличением объёмного содержания барита с 15 – 20% до 35-40% технологические параметры 3% - ной глинистой суспензии возрастают соответственно: условная вязкость в 10 – 12 раз; пластическая вязкость 8-10; динамическое напряжение сдвига в несколько сотен раз. Исследованиями Резниченко И.Н., Пенькова А.И, Рябоконя С.А., и др., что наиболее эффективным способом оптимизации структурно-механических и реологических свойств утяжелённого раствора является применение утяжелителей высокой плотности. Это сульфид свинца – галенитовый утяжелитель плотность  $6680 \text{ кг/м}^3$  (галенит). В нашей практике нет опыта

применения галенитового утяжелителя для буровых работ. В связи с этим интерес представляет оценка эффективности галенитового утяжелителя для оптимизации технологических свойств буровых растворов более высокой плотности. В экспериментальных исследованиях использован галенитовый утяжелитель Российского производства. Он представляет собой мелкодисперсный порошок черного цвета и является продуктом измельчения свинцовых концентратов. Плотность галенитового утяжелителя в 1,6 раза выше нормируемой плотности барита. Содержание водорастворимых солей не превышает норму для барита, которая составляет 0,35 мас %. Отмечена очень низкая влажность галенита – 0,04 мас %. Магнитная восприимчивость имеет низкое значение (0,008 ед. СИ), но остается выше нормы для барита (0,001 ед. СИ). Для сравнения магнитная восприимчивость гематита составляет 4600 ед. СИ. По активности водородных ионов галенит и барит не отличаются между собой. В исследованиях экспериментальных для оценки был исследован хакасский барит. Ситовым анализом установлено, что образцы барита и галенит по фракционному составу отличаются друг от друга. Было отмечено отсутствие в галените частиц размером 100 мкм и достаточно высокое содержание 70 % в барите частиц размером менее 40 мкм. В галените содержание таких частиц составило 62 %.

Анализ показывает что при использовании галенитового утяжелителя его расход по сравнению с баритовым утяжелителем снижается в 1,3 раза, а доутяжеление минерализованных растворов на основе поташа улучшает их вязкостные свойства, при увеличении температуры до 120 градусов реологические показатели утяжеленного галенитовым утяжелителем практически не изменяются. Таким образом применение галенитового утяжелителя является перспективным для оптимизации технологических свойств растворов высокой плотности. Начал более глубокий анализ в лабораторных условиях, применение галенитового утяжелителя вместо баритового утяжелителя, на Сыньеганском месторождении для вскрытия продуктивного пласта ЮК<sub>2-4</sub>.

### Мероприятия по предотвращению осложнений и аварий

Все работы, связанные со строительством скважины осуществлять в строгом соответствии с проектной документацией на скважину, нормативно-технологическими документами и технологическими регламентами, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». До начала бурения произвести ревизию циркуляционной системы, оборудования очистки и приготовления бурового раствора. До начала бурения провести инвентаризацию хим. реагентов. Сверить фактическое количество хим. реагентов с ожидаемой потребностью, указанной в «Программе промывки». При необходимости дать заявку на завоз недостающих материалов до начала работ. До начала бурения провести инвентаризацию ситовых панелей вибросит. Сверить фактическое количество и типоразмеров кассет вибросит с ожидаемой потребностью, указанной в «Программе промывки» для данного интервала бурения. При бурении производить промывку с расхаживанием 2-3 раза на полную длину квадрата перед наращиванием каждой свечи, до полного отсутствия шлама на в/ситах. Перед подъемом инструмента произвести промывку не менее 1,5-2-х циклов, до отсутствия шлама на в/ситах или по отдельной рекомендации инженера технолога с предоставлением гидравлического расчета. В случае появления признаков некачественной промывки (нестабильное давления на манифольде, дефицит шлама на ситах, посадки и затяжки инструмента при СПО) произвести внеплановую промывку скважины до полного выхода шлама. В начале бурения интервала под ЭЖ и хвостовик (200-250м) произвести профилактическую промывку в течение 15-20 минут с расхаживанием на полную длину интервала движения верхнего привода с обязательным вращением инструмента для очистки ствола скважины, до полного выхода шлама. Выполнение данной рекомендации необходимо для того, чтобы оценить качество очистки ствола скважины в зависимости от структурно-реологических характеристик раствора и механической скорости бурения.

В случае появления признаков некачественной промывки (нестабильное давления на стояке, дефицит шлама на ситах, посадки и затяжки инструмента.

Постоянно вести принудительный долив скважины в процессе подъема инструмента. В случае поршневания, подъем прекратить, промыть скважину с расхаживанием и вращением инструмента (в течение 1,5-2 циклов или до полного выхода шлама). Циркуляцию восстанавливать с минимально возможной подачи бурового насоса. При спуске инструмента вести постоянный контроль вытеснения бурового раствора из скважины. В случае прекращения вытеснения спуск инструмента прекратить, поднять инструмент на 2-3 свечи и провести промывку скважины с расхаживанием и вращением инструмента в течение 1,5-2 циклов или до полного выхода шлама. При бурении по продуктивному горизонту вывод циркуляции на режимы производить по рекомендациям технических специалистов компании. При проведении спускоподъемных операций, согласовывать интервалы промывок исходя из геологических данных и данных по инклинометрии (фактического профиля скважины) совместно со всеми участниками проведения работ во избежание потери подвижности бурильного инструмента или размыва стенок скважины в интервале бурения под ЭК и Хвостовик.

Перед спуском хвостовика произвести шаблонировку пробуренного ствола скважины для очистки ствола скважины от шлама. При вынужденных перерывах (простоях) поднять инструмент из интервала проницаемого пласта в безопасную зону и производить не интенсивное расхаживание инструмента. При бурении по продуктивному пласту внимательно отслеживать все параметры закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора. В случае появления «пачек» газированного раствора, согласно схеме системы очистки. Начать ввод утяжелителя (величину конечных параметров бурового раствора уточнить по согласованию с геологической и технологической службами Заказчика). В случае поступления пластового флюида (вода) в буровой раствор и увеличение объёма в активной системе, углубление

скважины прекратить, поднять инструмент на 50м выше кровли проявляющего пласта и провести утяжеление раствора.

### 3.8 Осложнения при бурении

Потеря устойчивости ствола скважины – поддержание плотности бурового раствора, предусмотренной проектом. В случае неустойчивости ствола скважины плотность бурового раствора необходимо поддерживать на максимально допустимом уровне согласованную с заказчиком.

Рост коллоидной твёрдой фазы – разбавление свежеприготовленной эмульсией с низкими структурно-реологическими характеристиками, контроль плотности, ограничение скорости проходки, восстановление производительности буровых насосов. Возможна дополнительная промывка ствола скважины от выбуренной породы (активных глин) [12].

Изменение реологических параметров – при первых признаках необоснованного роста структурно реологических характеристик, произвести дополнительный лабораторный анализ на определение водонефтяного соотношения. В случае фиксации факта увеличение водной составляющей в растворе произвести увеличение рабочей плотности раствора на 0,03г/см<sup>3</sup>.

Дифференциальный прихват, несмотря на тот факт, что в качестве промывочной жидкости используется раствор на основе минерального масла, оставлять инструмент без движения на длительный период времени (более 4-х мин) не рекомендуется. В случае появления признаков прихвата бурильного инструмента произвести, дополнительную промывку, прокачку кольматационной пачки в объеме не менее 5 м<sup>3</sup> приготовленной на рабочем буровом растворе с использованием мраморной крошки трех фракций (F/M/C), обработка раствора смазывающей добавкой UNI-LUBE промывочной жидкости ЮНИДРИЛ в концентрации 0,5 % объемных.

Поглощения раствора, сужение ствола скважины – при повышенной фильтрации и частичных поглощениях бурового раствора произвести, прокачку



кольматирующих «пачек» на основе раствора из циркуляции с добавкой карбоната кальция различных фракций, ограничивать скорость проходки и подачу буровых насосов снизив ЭЦП, обработать раствор по циклу набухающим наполнителем MEX- PLUG, циркуляцию начинать на расстоянии не менее 10 м от забоя, при min производительности буровых насосов, с поэтапным повышением производительности до рабочего режима, контроль минимально необходимой плотности бурового раствора, которая обеспечивает стабильность ствола скважины. При появлении признаков сужения ствола скважины необходимо поднять плотность бурового раствора на  $0,03 \text{ г/см}^3$ .

Охрана окружающей среды и подземных недр при вскрытии продуктивных пластов

Охрана окружающей среды при вскрытии продуктивных пластов направлена на предотвращение нефтегазопроявлений, минимальное воздействие химреагентов, применяемых при вскрытии продуктивных пластов, на окружающую среду. В области охраны окружающей природной среды при вскрытии продуктивных горизонтов основным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоемы различного назначения, растительность и животный мир путем реализации прогрессивных экологически малоопасных технологий и технических средств. Особенно это касается буровых растворов на углеводородной основе, газожидкостных смесей и пенных систем. Применяемые химреагенты должны иметь предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасный уровень воздействия.

Вскрытие продуктивных пластов в условиях несбалансированного пластового давления осложняет условия охраны окружающей среды. Поэтому при вскрытии продуктивных пластов в условиях равновесия пластового и забойного давлений и при депрессии на пласт должны быть приняты соответствующие меры, установлено соответствующее подземное и наземное

оборудование. Опасность также представляют нефтегазопроявления, особенно при аварийных ситуациях (выбросах нефти и газа).

Возникновение и развитие нефтегазопроявлений может явиться следствием следующих причин: несоответствие текущего пластового давления проектному, тектонические нарушения в районе буровых работ, вызываемые, непредусмотренных по геологическому разрезу продуктивной залежи зон с аномально высоким пластовым давлением, разбуривание при вскрытии продуктивного пласта несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение, вызываемые снижением гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный пласт), несоответствие фактической глубины залегания продуктивных отложений проектной, снижение гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб, снижение забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме буровой колонны, разгазирование раствора в призабойной части, вследствие длительных простоев скважины без промывок, некачественное крепление обсадных колонн, перекрывающих нефтегазонасыщенные пласты.

В случае выброса нефти и газа неконтролируемое фонтанирование может привести к экологической катастрофе. В процессе вскрытия продуктивных пластов с АВПД без обеспечения герметичности вышележащих пластов возможен переток нефти и газа в вышележащие проницаемые пласты (водоносные, нефтегазонасыщенные). Таким образом, будет нарушена охрана недр. При вскрытии в условиях АНПД, в случае несоответствия необходимого соотношения забойного давления с пластовым, могут произойти поглощения, приводящие к потере запасов пластового флюида. К мероприятиям по предупреждению нефтегазопроявлений относятся: выполнение правил техники безопасности; правильное планирование вскрытия продуктивных пластов; наличие соответствующего противовыбросового оборудования; обученность технического персонала; постоянная работа станции ГТИ в процессе вскрытия продуктивного горизонта. Мерами по ликвидации нефтегазопроявлений

является глушение проявляющего нефтегазоносного горизонта. Если произошел открытый фонтан с пожаром, то необходимо применение специальной техники для сбивания арматуры и глушения скважины. В особых случаях, при необходимости, должно осуществляться бурение дополнительной скважины для глушения проявляющего горизонта. В начальный период проявления необходимо закрытие превенторов и глушение скважины утяжеленным буровым раствором. При этом возможна работа проявляющей скважины на факел через превенторные отводы. Для охраны окружающей среды приготовление и обработку бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта следует производить в специальном блоке, исключая попадание его компонентов в почву и водные объекты. Хранение химических реагентов производить только в специально отведенных местах. Жидкие химреагенты и специальные жидкости должны храниться в закрытой герметичной таре с четкой маркировкой. По мере освобождения тары из-под химических реагентов и материалов, она либо вывозится для повторного использования (бочки, емкости), либо на полигон для бытовых отходов (мешки, одноразовые мягкие контейнеры). В случае разлива или рассыпания химических реагентов на территории куста буровой установки, грунт в месте загрязнения тщательно собирается и ссыпается во временную земляную емкость для жидких отходов бурения. При необходимости после очистки и сбора загрязненного грунта, куст буровой установки подсыпается свежим грунтом. Кроме того, должно контролироваться: выполнение природоохранных мероприятий; состояние качества окружающей среды; выполнение требований природоохранного законодательства; оценка экологичности применяемых технологических решений и технических средств при вскрытии продуктивных пластов.

По данным экологического мониторинга осуществляется корректировка требований к проведению буровых работ с целью повышения качества охраны окружающей среды. Мероприятия по охране недр при вскрытии продуктивных пластов должны свести к минимуму отрицательное воздействие, как на

разрабатываемые продуктивные залежи, так и на непродуктивные пласты или залежи, не вовлеченные в разработку месторождения, а также обеспечить чистоту водосодержащих пресной воды горизонтов. Для выполнения этого должны быть соблюдены следующие основные условия, применение технологии вскрытия, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций, вскрытие продуктивных залежей с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта, выбор конструкции скважин, обеспечивающей безаварийное и эффективное вскрытие продуктивного пласта, обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов геологического разреза скважины и герметизации заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов, проведение полного комплекса исследований (геолого-технических, геофизических, гидродинамических) для качественной и безаварийной проводки скважины и получения полного и достоверного объема информации о геологическом разрезе скважины и свойствах эксплуатационного объекта разработки месторождения.

По данным экологического мониторинга осуществляется корректировка требований к проведению буровых работ с целью повышения качества охраны окружающей среды.

Мероприятия по охране недр при вскрытии продуктивных пластов должны свести к минимуму отрицательное воздействие, как на разрабатываемые продуктивные залежи, так и на непродуктивные пласты или залежи, не вовлеченные в разработку месторождения, а также обеспечить чистоту водосодержащих пресной воды горизонтов. Для выполнения этого должны быть соблюдены следующие основные условия: применение технологии вскрытия, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций; вскрытие продуктивных залежей с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих

минимально возможное загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта; выбор конструкции скважин, обеспечивающей безаварийное и эффективное вскрытие продуктивного пласта, обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов геологического разреза скважины и герметизации заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов, проведение полного комплекса исследований (геолого-технических, геофизических, гидродинамических) для качественной и безаварийной проводки скважины и получения полного и достоверного объема информации о геологическом разрезе скважины и свойствах эксплуатационного объекта разработки месторождения.

Перед вскрытием продуктивного пласта или нескольких пластов с возможными нефтегазопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению нефтегазопроявлений при вскрытии и, в соответствии с этим, провести, инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации нефтегазопроявлений и предельно допустимым параметрам технологических мероприятий (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость спуско-подъемных операций, порядок долива и т.д.), проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования (ПВО), инструмента и приспособлений; учебную тревогу, оценку готовности скважины к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую. Объем и номенклатура профессиональных услуг по профилактике нефтегазопроявлений и открытых фонтанов устанавливается договором, заключенным между предприятием и профессиональной противofонтанной службой. На каждую скважину с возможностью нефтегазопроявлений или открытого фонтана при вскрытии продуктивного пласта должен быть составлен план ликвидации аварии содержащий, виды возможных аварий на буровой при вскрытии продуктивного пласта, мероприятия по ликвидации возникших аварий и спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий и

конкретных исполнителей, места нахождения средств для ликвидации аварий и их последствий, распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации нефтегазопроявлений, список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии, список инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик, способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков, режим работы вентиляции при возникновении нефтегазопроявлений; необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ, первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков нефтегазопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

Список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии, список инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик, способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков, режим работы вентиляции при возникновении нефтегазопроявлений, необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ, первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков нефтегазопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

Защита буровых площадок при вскрытии продуктивных пластов от загрязнения и дальнейшего проникновения загрязняющих компонентов в подземные горизонты обеспечивается следующими конструктивными решениями, исполнением основных задач технологического оборудования (емкостей, циркуляционных коммуникаций), уплотнительных узлов шламовых насосов и штоков буровых насосов, предотвращающих переливы, утечки и

проливы технологических жидкостей, организованным сбором и очисткой всех видов отходов бурения до нормативного уровня с использованием центрифуги и блока химического усиления центрифуги, вывозом твердых отходов бурения (шлам, глинистая фаза бурового раствора) для размещения на полигон бытовых и промышленных отходов, повторным использованием очищенных сточных вод в системе оборотного водоснабжения и для технологических нужд, исключением попадания отходов бурения продуктивного пласта на поверхность за счет замкнутой системы очистки.

При строительстве скважин в зонах водоохраных, приоритетного природопользования запрещается применение для обработки бурового раствора нефтепродуктов и химических реагентов имеющих I, II, III класс опасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении магистерской диссертационной работы был проанализирован материал по первичному вскрытию продуктивного пласта и различные осложнения, которые возникают при бурении скважин на Сыньеганском месторождении. Также был проведен выбор бурового раствора, который позволит предотвратить осложнения при бурении скважины и качественно вскрыть продуктивный пласт, были рассмотрены 2 типа буровых растворов утяжеленный низкоминерализованный буровой раствор и раствор на углеводородной основе.

Были проведены лабораторные исследования по оценке качества применяемых буровых растворов при первичном вскрытии продуктивного пласта, где утяжелённый низкоминерализованный раствор показал после исследований низкий коэффициент восстановления проницаемости [9].

На основании фактического и теоретического материала можно сделать вывод, что бурение скважины и первичное вскрытие продуктивного пласта необходимо производить на растворе углеводородной основе, так как при бурении скважины на месторождении с аналогичными геологическими условиями получилось снизить осложнения в процессе бурения, использование раствора на углеводородной основе при первичном вскрытии продуктивного пласта позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны скважины. Несущей средой этих растворов является углеводородная, по физико-химическим свойствам родственная углеводородному флюиду, насыщающими продуктивный пласт, и, следовательно, не образуя при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины.

Для оптимизации технологических свойств буровых растворов начал исследование галенитового утяжелителя в лабораторных условиях чтобы его использовать вместо баритового утяжелителя на Сыньеганском месторождении.



**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 А. с. 1321740 СССР, МКИ С 09 К 7/02. Состав для вскрытия продуктивного пласта / И. Ю. Хариев. – № 3913442/23-03 ; заявлено 14.06.1985; опубл. 07.07.1987, бюл. № 25. – Текст : непосредственный.
- 2 А. с. 969710 СССР, МКИ С 09 К 7/02. Промывочная жидкость для вскрытия пласта / А. А. Мартаков, О. П. Дианова, Г. П. Бранд, Р. Ф. Баджурак, М. К. Сартбаев. – № 3266985/23-03 ; заявлено 31.03.81; опубл. 30.10.82, бюл. № 40. – Текст : непосредственный.
- 3 А. с. 642352 СССР, МКИ2 С 09 К 7/00. Промывочная жидкость для вскрытия пласта // В. М. Беляков, Е. К. Коптелова, В. К. Роговой, Р. Ф. Баджурак, Н. Г. Сапожников. – № 2165709/22-03 ; заявлено 22.07.75 ; опубл. 15.01.79, бюл. № 2. – Текст : непосредственный.
- 4 Амиян, А. В. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / А. В. Амиян, Н.П. Васильева. – Москва: Недра, 2010. – 355 с. – Текст : непосредственный.
- 5 Бабалян, Г. А. Физико-химические процессы в добыче нефти / Г. А. Бабалян. – Москва : Недра, 2004. – 155 с. – Текст : непосредственный.
- 6 Байков, Н. М. Новые буровые растворы для проходки скважин / М. Н. Байков. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2002. – № 11. – С. 55-65.
- 7 Басарыгин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 2000 – 250 с. – Текст : непосредственный.
- 8 Басарыгин, Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 453 с. – Текст : непосредственный.

- 9 Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т. Г. Бердин. – Москва : НЕДРА. – 2001. – 115 с. – Текст : непосредственный.
- 10 Вскрытие продуктивного пласта с промывкой пеной на истощенных газовых месторождениях в условиях замкнутой герметизированной системы циркуляции / К. М. Тагиров, А. Н. Лобкин, В. И. Нифантов и др. – Текст : непосредственный // Э.И Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – Москва : ВНИИГаз-пром, 1980. – вып. 16. – С. 6 – 10.
- 11 Гетлин, К. Бурение и заканчивание скважин / К. Гетлин. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 519 с. – Текст : непосредственный.
- 12 ГОСТ 7759-73. Магний хлористый технический (бишофит). Технические условия. – Москва : Изд-во стандартов, 1988. – 11 с. – Текст : непосредственный.
- 13 Групповой проект на строительство эксплуатационных скважин Сыньеганского нефтяного месторождения СургутНИПИнефть, Сургут 2016 – Текст : непосредственный.
- 14 Информация о Сыньеганском месторождении : сайт. – URL : [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/khanty\\_mansijskij\\_ao/syneganskoe/6-1-0-896](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/syneganskoe/6-1-0-896) (дата обращения 25.05.2019) – Текст : электронный.
- 15 Исследования галенита для оптимизации свойств буровых растворов высокой плотности : сайт. – URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2009-02/6> (дата обращения 15.06.2019) – Текст : электронный.
- 16 Кагарманов, Н. Ф. Механизм разрушения пород при горизонтальном бурении//Сборник научно-технической конференции «Разрушение горных пород при бурении скважин» / Н. Ф. Кагарманов. – Уфа. – 2000. – 170 с. – Текст : непосредственный.
- 17 Котяхов, Ф.И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта / Ф. И. Котяхов. – Москва : Гостоптехиздат, 1949. – 75 с. – Текст : непосредственный.

- 18 Крылов, В. И. Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 5. – С. 36-41. – Текст : непосредственный.
- 19 Кузнецов, В. Г., Методические указания по научно-исследовательской работе для магистров всех форм обучения направления подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело по программе «Морское бурение» / В. Г. Кузнецов, Ю. В. Ваганов. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 15 с. – Текст : непосредственный.
- 20 Кузнецов, Р. Ю. Известия ВУЗов. Нефть и газ / Р. Ю Кузнецов. — 2000. — № 5. — С.65-75. Текст : непосредственный.
- 21 Кульчицкий, В. Истоки технологий бурения пологих и горизонтальных скважин в Западной Сибири // Бурение и нефть. – январь, 2010. – С. 125 – Текст : непосредственный.
- 22 Львова, И. Комплексная технология заканчивания скважин / И. Львова, Н. Рылов, Р. Вафин, А. Гимаев, А. Егоров. –// Бурение и нефть. – 2005. – № 4. – С. 24-26. Текст : непосредственный
- 23 Мавлютов, М. Р. Технология бурения глубоких скважин / М. Р. Мавлютов, Л. А. Алексеев, К. И. Вдовин. – Москва : Издательский центр Академия, 2003. – 155 с. – Текст : непосредственный.
- 24 Методические рекомендации по применению УНМБР. Тюменского отделения «СургутНИПИнефть». – Тюмень. – 2013. – 26 с. – Текст : непосредственный.
- 25 Нагарев, О. В. Разработка и исследование полимерсолевых растворов для вскрытия ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений: Автореф.дис канд.техн.наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 35 с. – Текст : непосредственный.
- 26 НТД на строительство эксплуатационных скважин на Сыньеганском месторождении. С 55-95 – Текст : непосредственный.

- 27 Нифантов, В. И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях / В. И. Нифантов. Дисс.докт. техн. наук – Ставрополь, 2001. – 400 с. – Текст : непосредственный.
- 28 Овнатанов, Г. Т. Вскрытие и обработка пластов / Г. Т. Овнатанов. – Москва : Недра, 1970. – 309 с. – Текст : непосредственный.
- 29 Овчинников, В. П. Теория и практика вскрытия и разобщения продуктивных пластов со сложными термобарическими условиями: Автореф.дис. д- ра техн.наук / В. П. Овчинников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 65 с. – Текст : непосредственный.
- 30 Овчинников, П. В. Промывочные жидкости для вскрытия терригенных коллекторов Уренгойской группы месторождений: Монография / П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, О. В. Нагарев. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2006. – 195 с. – Текст : непосредственный.
- 31 Овчинников, П. В. Буровые растворы для вскрытия ачимовских отложений Восточно-Уренгойского месторождения / П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, О. В. Нагарев // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2006. – № 6. – С. 25-30. – Текст : непосредственный.
- 32 Овчинников, В. П. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С.31-35. – Текст : непосредственный.
- 33 Овчинников, П. В. Технологические жидкости для вскрытия терригенных пород-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями / П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, И. Г. Яковлев, Т. А. Ованесянц // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С.45-55 – Текст : непосредственный.
- 34 Овчинников, В. П. К решению проблемы качественного вскрытия и разобщения пластов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, А. В. Кузнецов // Бурение. – 2000. – № 3. – С. 5-10. – Текст : непосредственный.

- 35 Овчинников, В. П. К вопросу вскрытия продуктивных пластов / В. П. Овчинников, В. В. Салтыков, П. В. Овчинников, Н. А. Аксенова // Там же. – С. 260-261. – Текст : непосредственный.
- 36 Овчинников, В. П. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, В. Ф. Сорокин, В. В. Подшибякин, О. В. Гаршина, А. М. Нацепинская, В. Г. Татауров // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2000. – № 4. – С. 31-35. – Текст : непосредственный.
- 37 Организация планирование и управление предприятиями в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов / А. Д. Бренц, Е. А. Тищенко, Ю. М. Малышев и др. – Москва : Недра, 2012. – 195 с. – Текст : непосредственный.
- 38 Пат. 2019552 Российская Федерация, С 09 К 7/02. Безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов / М. С. Окунев, Л. П. Сергиенко, А. У. Шарипов, В. А. Иванова. – № 5051781/03 ; заявлено 10.07.1992 ; опубл. 15.09.1994, бюл. № 17. – Текст : непосредственный.
- 39 Пат. 2012584 Российская Федерация, С 09 К 7/02. Буровой раствор / А.Я. Третьяк. – № 4933201/03 ; заявлено 11.03.1991 ; опубл. 15.05.1994., бюл. № 9. – Текст : непосредственный.
- 40 Пат. 2038362 Российская Федерация, С 09 К 7/02. Буровой раствор / А. Я. Третьяк. – № 93014619/03 ; заявлено 22.03.1993 ; опубл. 27.06.1995, бюл. № 18. – Текст : непосредственный.
- 41 Пат. 2038362 Российская Федерация, С 09 К 7/02. Буровой раствор / А. Я. Третьяк. - № 93014620/03 ; заявлено 22.03.1993 ; опубл. 27.06.1995, бюл. № 18. – Текст : непосредственный.
- 42 Пат.2203919 Российская Федерация, С2 7 С 09 К 7/02, Е 21 В 43/12. Жидкость для глушения скважин / В. П. Овчинников, В. И. Вяхирев, В. Ф. Сорокин, А. А. Фролов, П. В. Овчинников, Н. А. Аксенова, В.В. Салтыков, С. А. Уросов, В. В. Подшибякин, В. Г. Татауров (Россия). – №

- 2000133203/03 ; заявлено 29.12.2000 ; опуб. 10.05.2003, бюл. № 13. – Текст : непосредственный.
- 43 Пат. 2277570 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/04. Солестойкий буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. Фролов, А. В. Будько, С. В. Пролубщиков (Россия). – № 2004134648/03 ; заявлено 26.11.2004 ; опубл. 10.06.2006, бюл. № 16. – Текст : непосредственный.
- 44 Пат. 2277571 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/08. Буровой раствор / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. Фролов, А. В. Будько, С. В. Пролубщиков (Россия). - № 2004135683/03 ; заявлено 06.12.2004 ; опубл. 10.06.2006, бюл. № 17. – Текст : непосредственный.
- 45 Пат. 2277570 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/04. Солестойкий буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. Фролов, А. В. Будько, С. В. Пролубщиков (Россия). – № 2004134648/03 ; заявлено 26.11.2004 ; опубл. 10.06.2006, бюл. № 16. – Текст : непосредственный.
- 46 Пат. 2277569 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/02. Буровой раствор / В.П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. Фролов, А. В. Будько, С. В. Пролубщиков (Россия). – № 2004134762/03 ; заявлено 29.11.2004 ; опубл. 10.06.2006, бюл. № 5 – Текст : непосредственный.
- 47 Пат. 2277571 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/08. Безглинистый буровой раствор / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. Фролов, А. В. Будько, С. В. Пролубщиков (Россия). – № 2004135682/03 ; заявлено 06.12.2004 ; опубл. 10.06.2006, бюл. № 16. – Текст : непосредственный.
- 48 Пат. 2277572 Российская Федерация, С1 С 09 К 8/08. Высокоминерализованный безглинистый буровой раствор / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. А. С. 45. – Текст : непосредственный.
- 49 Проектная документация на строительство эксплуатационных скважин на Жумажановском месторождении месторождении. – Москва : Нерпа, 2000. С. 15-18. – Текст : непосредственный.

- 50 Рубинштейн, Е. И. Управление затратами / учебное пособие. – Сургут : СурГУ, 2004. – 128 с. – Текст : непосредственный.
- 51 Рубинштейн, Е. И. Управление затратами / учебное пособие. – Сургут : СурГУ, 2004. – 125 с. – Текст : непосредственный.
- 52 Рябоконь, С. А. Новая технологическая жидкость для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконь, Б. А. Мартынов, А. А. Бояркин, И. Е. Александров, Я. Г. Дударов // Интервал. – 2003. – № 12. – С. 25-70. – Текст : непосредственный.
- 53 Салтыков, В.В. Промывочные жидкости для вскрытия ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений / В. В. Салтыков, В. П. Овчинников, А. А. Фролов, Н. М. Добрынин, В. Ф. Сорокин, П. В. Овчинников // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ: Тез. докл. Конф. 8-10 февраля, 2000 г. – Пермь : Кам.НИИКИГС, 2000. – С.255. – Текст : непосредственный.
- 54 Салтыков, В. В. Биополимерсолевые промывочные жидкости: Монография / В. В. Салтыков, В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова. – Тюмень : Нефтегазовый университет, 2007. – 215 с. – Текст : непосредственный.
- 55 Федосов, Р. И. Новые системы безглинистых полимерно-гидрогелевых буровых растворов / Федосов Р. И., Пеньков А. И., Никитин Б. А. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 2 – С. 20-22. – Текст : непосредственный.
- 56 Юсупов, Т. К. Осложнения при бурении на Сыньеганском месторождении// Студенческий: электрон. научн. журн. 2019. № 21(65). URL: <https://sibac.info/journal/student/65/145404> (дата обращения: 10.02.2020). – Текст : электронный.
- 57 Юсупов, Т. К. Выбор технологии первичного вскрытия поддуктивного пласта АС 10 на Жумажановском месторождении Сайт издательства:

<http://nauka-prioritet.ru/> № 8 / 2019 (дата обращения: 20.12.2019г.) – Текст : электронный.

- 58 Юсупов, Т. К. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта ЮК2–4 на Сыньеганском месторождении // Молодой ученый / Т. К. Юсупов, А. А. Балугев. — 2019. — №47. — С. 155-160. — URL <https://moluch.ru/archive/285/64153/> (дата обращения: 09.02.2020). – Текст : электронный.
- 59 Юсупов, Т. К. Подбор бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта ЮК2–4 на Сыньеганском месторождении // Журнал «Молодой ученый» (№6 (296), февраль 2020 г.). – Текст : электронный.
- 60 Яковлев, И. Г. Разработка технологии и технических средств для вскрытия пород-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями / И. Г. Яковлев: Автореф.дис.канд.техн.наук. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2006. – 35 с. – Текст : непосредственный.