

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА</b>

УДК 622.24-049.7(574)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Смайлов Агадис Жумагазыевич		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>	<b>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</b>
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтяных объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и нефтяных скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Смайлову Агадису Жумагазыевичу

Тема работы:

Усовершенствование процессов эксплуатации скважин на месторождениях Казахстана	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ геологических условий месторождений Казахстана; анализ технологических условий эксплуатации скважин на месторождениях Казахстана; осложнения при эксплуатации скважин на месторождениях Казахстана; описание и целевое назначение технологий “Sliding Sleeve”; основные преимущества технологии подвижной муфты “Sliding Sleeve”; основные элементы устройства “Sliding Sleeve”; последовательность операции по открытию/закрытию портов

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Особенности разработки месторождения Казахстана	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Технология по усовершенствованию эксплуатации нефтяных многопластовых месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Эффективность и перспектива применения технологического решения Sliding Sleeve	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Особенности разработки месторождения Казахстана	
Технология по усовершенствованию эксплуатации нефтяных многопластовых месторождений	
Эффективность и перспектива применения технологического решения Sliding Sleeve	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Смайлов Агадис Жумагазыевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Особенности разработки месторождений Казахстана	25
01.04.2020	Технология по усовершенствованию эксплуатации нефтяных многопластовых месторождений	25
15.04.2020	Эффективность и перспектива применения технологического решения Sliding Sleeve	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		02.03.2020

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

## Обозначения, определения и сокращения

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;

СКО – солянокислотная обработка;

ГРП – гидроразрыв пласта;

SS – sliding Sleeve;

ННСТ – hyper harrier shifting tool;

ТДУ – терминал дистанционного управления;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

СПО – спуско–подъемные операции;

КНК – компоновка низа колонны;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИЗ ОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТДУ – терминал дистанционного управления;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ВДА – воздушно-дыхательный аппарат;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

PLT – production logging tool.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, в том числе 13 рисунков, 14 таблицы. Список литературы включает 15 источников.

Ключевые слова: подвижная муфта, осложнения при добыче нефти, sliding Sleeve, солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта, технологическое решение, карбонатный коллектор.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных многопластовых месторождений и методы их борьбы с применением современных технологических решений.

Цель исследования – анализ эффективности внедряемого технологического решения в осложненных условиях эксплуатации на месторождениях Западного Казахстана.

В процессе исследования были подробно рассмотрены осложнения, возникающие при эксплуатации многопластовых месторождений на территории Западного Казахстана при стандартной схеме заканчивания скважин и предложена новейшая схема заканчивания с применением технологического решения Sliding Sleeve.

В результате исследования выявлен положительный эффект внедряемого оборудования. Так как такая схема заканчивания позволяет проводить качественную обработку призабойной зоны пласта с целью максимального увеличения показаний пропускной способности каждой зоны.

Область применения: осложненный фонд скважин карбонатных месторождений Западного Казахстана.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением дебита добывающих скважин, своевременное решение проблем возникающих при эксплуатации, защита внутрискважинного оборудования и увеличения сроков службы подземного оборудования.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЗАХСТАНА ...	11
1.1 Анализ геологических условий месторождения Казахстана .....	11
1.1.1 Геологическое строение месторождения X.....	12
1.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика .....	13
1.1.3 Коллекторские свойства пород.....	14
1.1.4 Состав и свойства пластовой воды.....	16
1.1.5 Состав и свойства нефти и газа .....	17
1.2 Анализ технологических условий эксплуатации скважин на месторождении Казахстана.....	17
1.2.1 Анализ выработки запасов нефти из пластов .....	17
1.2.2 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин .....	18
1.3 Осложнения при эксплуатации скважин на месторождениях Западного Казахстана .....	22
1.3.1 Осложнения связанные с добычей углеводорода из карбонатных коллекторов на месторождениях Западного Казахстана .....	23
1.3.2 Осложнения связанные с образованием конусов подошвенной воды и газа на месторождениях Западного Казахстана.....	25
1.3.3 Осложнения связанные с проведением работ ГРП и СКО на месторождениях Западного Казахстана.....	27
1.3.4 Осложнения связанные разрушением призабойной зоны и выноса песка на месторождениях Западного Казахстана .....	29
1.3.5 Осложнения связанные с разрушением НКТ и подземного оборудования на месторождениях Западного Казахстана.....	31
2 ТЕХНОЛОГИЯ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	33
2.1 Описание и целевое назначение технологии Sliding Sleeve .....	33
2.2 Основные преимущества технологии Sliding Sleeve.....	36
2.3 Основные элементы компоновки для установки Sliding Sleeve.....	40
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ SLIDING SLEEVE .....	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
4.1 Текущее состояние добычи. Основание для расчетов .....	54



4.2 Затраты на материалы при внедрении технологии SS .....	55
4.3 Затраты на использование специальной техники при солянокислотной обработке пласта .....	55
4.4 Затраты на оплату труда .....	56
4.5 Затраты на проведение мероприятий на ввод в эксплуатацию технологии SS.....	57
4.6 Общий расчет сметной стоимости .....	57
4.7 Расчет выручки от реализации дополнительно добытой нефти .....	58
4.8 Расчет экономической эффективности .....	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов .....	62
5.2 Производственная безопасность.....	66
5.3 Экологическая безопасность месторождения .....	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	79

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большое внимание уделяется применению технологических и технических решений, направленных на усовершенствование процессов эксплуатации в осложненных условиях нефтяных месторождений.

Одним из таких методов усовершенствования на этапе строительства и заканчивания скважины является применение технологического решения Sliding Sleeve – регулируемые порты. В настоящее время приобретает актуальность заканчивания и эксплуатации многопластовых месторождений данной компоновкой в целях эффективной эксплуатации.

Актуальность данной работы: улучшение процессов эксплуатации в осложненных условиях в результате применения технологии Sliding Sleeve.

Целью выпускной квалификационной работы является внедрение и обширное применения технологии Sliding Sleeve, а также анализ ее эффективности в будущем.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать особенности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Казахстана;
2. Обосновать применение технологии Sliding Sleeve в осложненных условиях на нефтяных месторождениях;
3. Обосновать широкий спектр применения технологического решения Sliding Sleeve на многопластовых месторождениях Казахстана.

# **1 ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЗАХСТАНА**

## **1.1 Анализ геологических условий месторождений Казахстана**

Казахстан обладает весьма обширными запасами углеводородных ресурсов и занимает одно из ведущих мест в мире и СНГ по запасам нефти. Согласно оценкам компании «Бритиш Петролеум» по состоянию на конец 2017 года по доказанным запасам нефти Казахстан находится на 12-ом месте, и его доля составляет 1,8 % мировых запасов нефти. Среди стран СНГ государство также является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь России.

География месторождений РК весьма обширна - нефтегазоносные районы занимают площадь более 60 % территории Казахстана. По состоянию на начало 2018 года контрактов на недропользование заключено по 221 месторождению (контрактные участки) со 149 недропользователями.

Основные запасы нефти в Казахстане сконцентрированы на 15 крупнейших месторождениях - Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Бузачи Северные, Алибекмола, Прорва Центральная и Восточная, Кенбай, Королевское; из них половина - на двух гигантских нефтяных месторождениях: Кашаган и Тенгиз.

Месторождения находятся на территории шести из четырнадцати областей Казахстана - Актюбинской, Атырауской, Западно-Казахстанской, Карагандинской, Кызылординской и Мангистауской. При этом примерно 70 % запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана [1].

Одним из таких месторождений, расположенных на территории Западного Казахстана является месторождение X. X месторождение представляет собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне - среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании.

В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи представлен отложениями от верхнедевонских до четвертичных образований.

В тектоническом плане X месторождение расположено в южной части Прикаспийской геологической провинции и приурочено к сейсмогеологической области.

Зарождение и формирование платформы генетически связано с тектоническими процессами, развивающимися в позднефранко – ранневизейское время в области современного Южно–Эмбинского прогиба.

Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто – карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надёжного латерального флюидоупора.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто–карбонатные отложения артинско – московского возраста и сульфатно – галогенные породы кунгурского яруса толщиной от 465 до 1655м.

### **1.1.1 Геологическое строение месторождения X**

Вскрытая толща осадочных пород на X месторождении представлена отложениями от четвертичных до верхнедевонских.

Карбонатная постройка месторождения X, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22 x 23км по изогипсе минус 5000м, этаж нефтеносности достигает 1400м.

В осадочном разрезе выделяются три крупных литологостратиграфических комплекса: подсолевой, включающий верхнедевонские артинские отложения, солевой-кунгурские, надсолевой - от верхнепермских до четвертичных.

Максимальная вскрытая глубина составляет 6455м.

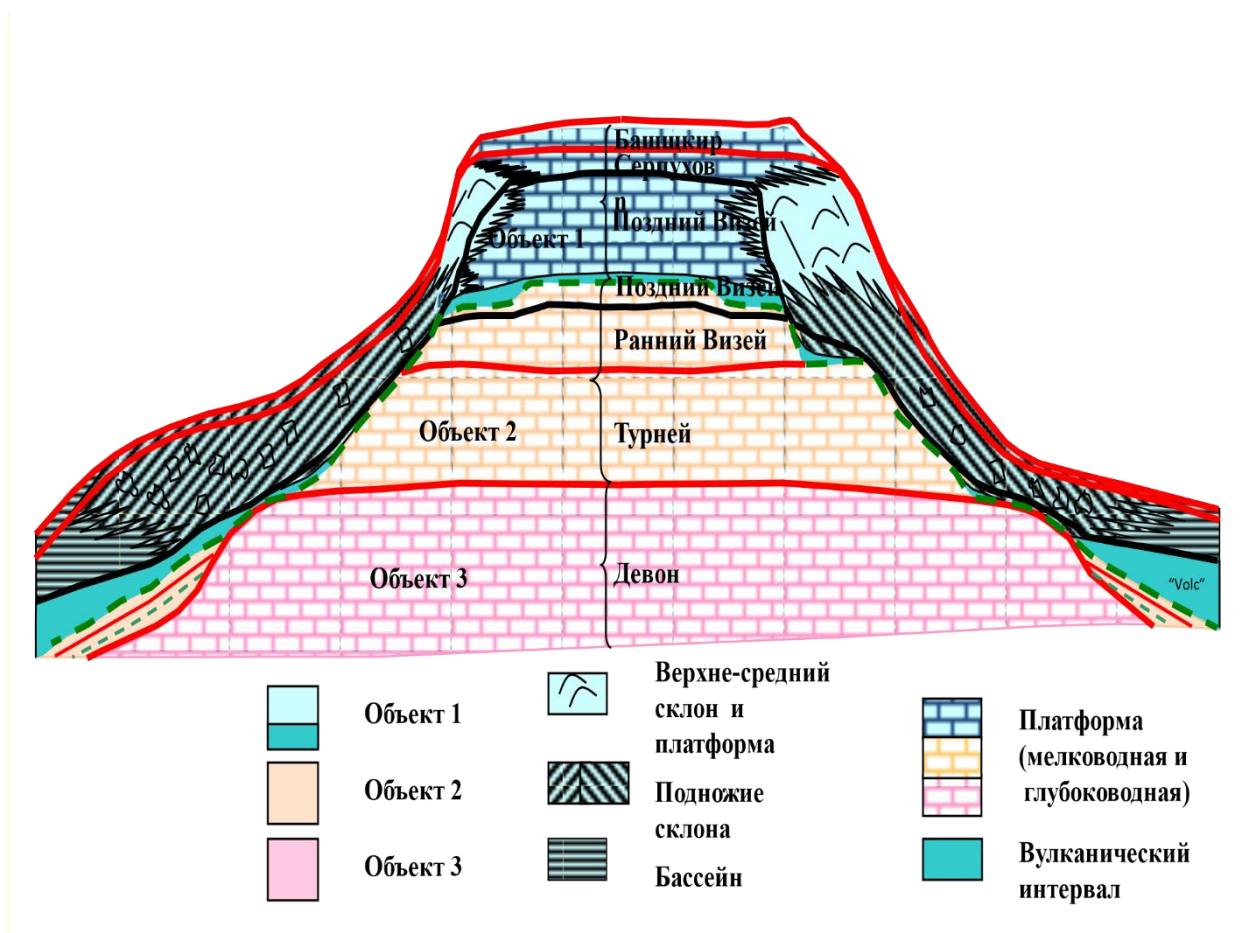


Рисунок 1 - Геологический профиль месторождения X

### 1.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Карбонатный массив месторождения X расположен в юго-восточной части Прикаспийской впадины и представляет собой часть крупной X - X карбонатной платформы, сформированной в позднем палеозое.

Во вскрытом разрезе осадочной толщи принимают участие породы, начиная от девонского возраста и заканчивая четвертичными.

В пределах X месторождения отложения девонского возраста вскрыты ограниченным числом скважин. В центральной платформенной части массива породы представлены сгустково-сферовыми, сгустково - комковатыми, микрозернистыми и водорослевыми известняками, пеллетовыми пакстоунами. В склоновой части развиты водорослевые известняки, пеллетовые пакстоуны, с меньшим распространением пеллетовых пакстоунов, грейстоунов. Относительно глубоководные отложения слагают подножие карбонатного массива.

### 1.1.3 Коллекторские свойства пород

X месторождение нефти приурочено к глубокозалегающему подсолевому карбонатному комплексу пород, представленному преимущественно неглинистыми известняками с прослоями тонких рассеянных туфогенных аргиллитов и незначительными слоями доломитов.

Породы характеризуются сложной структурой порового пространства, что обусловлено первичными условиями осадконакопления, диагенетическими и эпигенетическими процессами. Большое влияние на формирование пористости оказали процессы выщелачивания, перекристаллизации и образования трещин. С другой стороны, заполнение пор битумом, вторичным кальцитом, доломитом, окремление приводили к ухудшению ёмкостных свойств.

Башкирские отложения с отбором керна пройдены 8 скважинами, серпуховские – 9 скважинами, окские – 4 скважинами, нижневизейские – 8 скважинами, турнейские – 4 скважинами и девонские – 7 скважинами.

По результатам исследования керна следует, что пористость пород изменяется от 0,1 до 24%. Проницаемость по керну изменяется от 0,001мд до 800мд.

Установлено, что пустотное пространство пород-коллекторов довольно сложное, и складывается из первичной межзерновой пористости, вторичных пор, каверн и трещин. На месторождении установлено три типа коллекторов:

- поровый;
- трещинно–каверново-поровый, каверново-поровый;
- трещинный.

Поровые, каверново-поровые и трещинно-каверново-поровые коллектора развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробиальные баундстоуновые постройки) получили трещинные коллектора.



фильтрационно - емкостными свойствами. Ниже 1-го объекта, под слоем непроницаемых туффитовых отложений, распространенных в пределах платформенной части, залегает 2-й объект, нижней границей которого является кровля девонских отложений. Этот объект обладает худшими коллекторскими свойствами, а главное, еще недостаточно изучен. Девонские отложения условно выделяются в 3-й объект, нижняя его граница пока неизвестна. Между 2-м и 3-м объектами не выявлено никаких непроницаемых границ.

В настоящее время в эксплуатации уже длительное время находится 1-й объект, из которого уже извлечено более 64 млн. т нефти. Добыча нефти из 2-го и 3-го объектов ведется некоторыми отдельными скважинами и очень мала.

По степени изученности только 1-й объект удовлетворяет требованиям, предъявляемым к объектам, по которым проектируется технология разработки нефтяных залежей.

1-й объект разделяется на платформенную часть, занимающую центр X структуры, а также бортовую и крыльевые части, окружающие платформу.

#### **1.1.4 Состав и свойства пластовой воды**

Притоки пластовой воды получены в скважине X - 47 из девонских отложений. Воды хлоркальциевого типа. Величина минерализации вод варьирует от 34,5 до 44,7 г/л, плотность – от 1,0299 до 1,031 г/см<sup>3</sup>.

Общая жесткость вод варьирует от 79 до 170 мг-экв/л. РН среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод – хлоркальциевый по классификации В.А.Сулина, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5%) и ионов натрия (49%). Воды сильно метаморфизованы, практически бессульфатны, о чем свидетельствуют коэффициенты  $r_{Na^+}/r_{Cl^-} = 0,57 - 0,79$ ; что характерно для вод подсолевого комплекса. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в составе вод лития (до 14 мг/л), который наряду с цезием, является индикатором данных вод.



Из микрокомпонентного состава, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний, и стронций. Их содержание в водах незначительно. Так, содержание брома - 62 мг/л, йода – 11 мг/л, бора – 84 мг/л, стронция - 176 мг/л, аммония - до 243 мг/л. Содержание сероводорода достигает 1,52 г/л.

### **1.1.5 Состав и свойства нефти и газа**

По классификации ГОСТ 9965-76, которая предназначена для составления паспорта и сертификата нефти “Основные показатели контроля качества нефтей для нефтеперерабатывающих предприятий”, нефть X месторождения определяются по заданным показателям и нормам следующим образом:

По содержанию серы, в основном, вся нефть относится ко второму классу с концентрацией от 0,6 до 1,8 масс. % и является сернистой. Среднее значение содержания серы в нефти находится на уровне 0,95 масс.%.

Содержание меркаптанов в нефти составляет от 0,066 до 0,089 масс.%, при среднем содержании 0,078 масс.%. По плотности нефть относится к первому типу (до 850 кг/м<sup>3</sup>) и классифицируется как легкая. По стандартной сепарации среднее значение плотности составляет 804,3 кг/м<sup>3</sup>.

По четырехступенчатому сепарационному тесту (по данным Core Laboratories) плотность нефти варьирует от 795,7 до 802,5 кг/м<sup>3</sup>, при среднем значении 798,0 кг/м<sup>3</sup>, с учетом компонентов группы C5+, содержащихся в газовой фазе, плотность нефти облегчается до уровня 787,1 - 797,6 кг/м<sup>3</sup>, при среднем значении 790,6 кг/м<sup>3</sup>.

По содержанию хлористых солей практически вся нефть относится к первой группе (не более 100 мг/л).

## **1.2 Анализ технологических условий эксплуатации скважин на месторождении Казахстана**

### **1.2.1 Анализ выработки запасов нефти из пластов**

Месторождение X в настоящее время разрабатывается за счёт истощения естественного упруго-замкнутого режима. При непрерывном

снижении пластового давления в массивной нефтяной залежи с аномально высоким начальным пластовым давлением, происходит отжатие пластового флюида из пористого коллектора за счет энергии упругости сжатой нефти, воды и горной породы. При этом режимом необходимым и достаточным условием эффективного дренирования нефтяной залежи является наличие гидродинамической связи между добывающими скважинами и любой точкой нефтяной залежи.

По состоянию на текущий период годовая добыча нефти на месторождении X составила 26 млн. т при темпе отбора от утвержденных ГКЗ РК начальных извлекаемых запасов 1.2 %. С начала разработки месторождения добыто 340 млн.т. нефти, при текущем коэффициенте извлечения нефти 0.061 д.ед.

### **1.2.2 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин**

Фонтанирование скважин на месторождении X обусловлено большим запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением этой жидкости.

В соответствии с технологической схемой разработку 1 объекта месторождения предусматривалось осуществлять на упруго-замкнутом режиме, режиме растворенного газа и водонапорном режиме. По 2 объекту расчет показателей был выполнен только при разработке на упруго-замкнутом режиме и режиме растворенного газа. Все скважины эксплуатируются фонтанным способом.

Рассмотрим оборудование при фонтанном способе добычи, которое в свою очередь подразделяется на устьевое и внутрискважинное:

#### **Устьевое оборудование**

На месторождении X должна быть применена фонтанная арматура крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 70 МПа с двумя центральными запорными устройствами на стволе елки и двумя задвижками

на каждом боковом отводе крестовика трубной головки. Диаметр проходного сечения ствола елки - 50 мм.

В связи с высоким содержанием в пластовом флюиде сероводорода, фонтанная арматура должна быть выполнена из стали с высокими антикоррозионными свойствами.

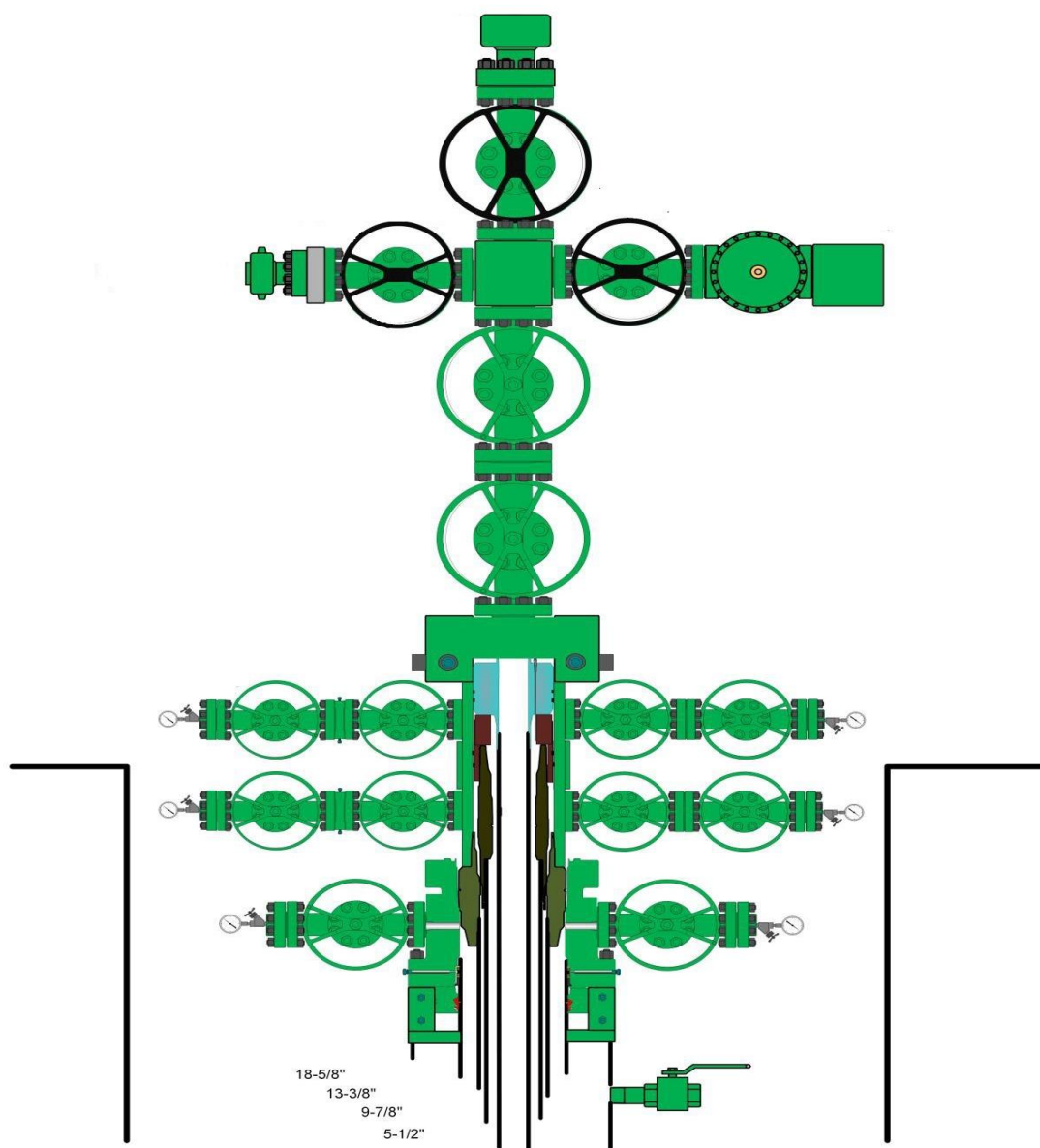


Рисунок 3 – Устьевая фонтанная арматура

По своим конструктивным особенностям фонтанная арматура подходит по требованиям API NACE MR0175 для монтажа и эксплуатации на месторождениях с сероводородом.

Для обеспечения безопасных условий эксплуатации, устьевое оборудование (10 000 PSI) оснащено двумя системами защиты: панель ТДУ (терминал дистанционного управления) и щит управления фирмы Камерон.

Обе системы предусматривают:

- установку производственного дроссельного клапана;
- закрытие боковых клапанов;
- аварийное отключение скважины.

Внутрискважинное оборудование

Подъем жидкости на поверхность должен вестись по насоснокомпрессорному лифту, составленному из стальных труб. В большинстве скважин будут применяться 89 - 114 миллиметровые насосно-компрессорные трубы.

В компоновку внутрискважинного оборудования кроме НКТ входит:

- управляемый клапан-отсекатель, устанавливаемый ниже трубной головки фонтанной арматуры;
- посадочный ниппель;
- пакер;
- скользящая муфта.

Управляемый клапан-отсекатель соединен со щитом устьевого оборудования и является средством защиты при аварийных ситуациях в процессе эксплуатации скважин.

Таблица 1 - Конструкция скважины X-110

Наименование колонны	Диаметр, мм (в дюймах)	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		От	До	От	До
Направление	762 (30")	0	38	0	38
Кондуктор	340 (13-8")	0	605	0	605
I-промежуточная колонна	250.8 (9-7/8")	0	3116	0	3116
Эксплуатационная колонна (хвостовик)	184 (7-1/4")	3009	4049	3009	4156
Открытый ствол (sliding Sleeve) рис. 4	152 (6")	3941	4536	4074	4760

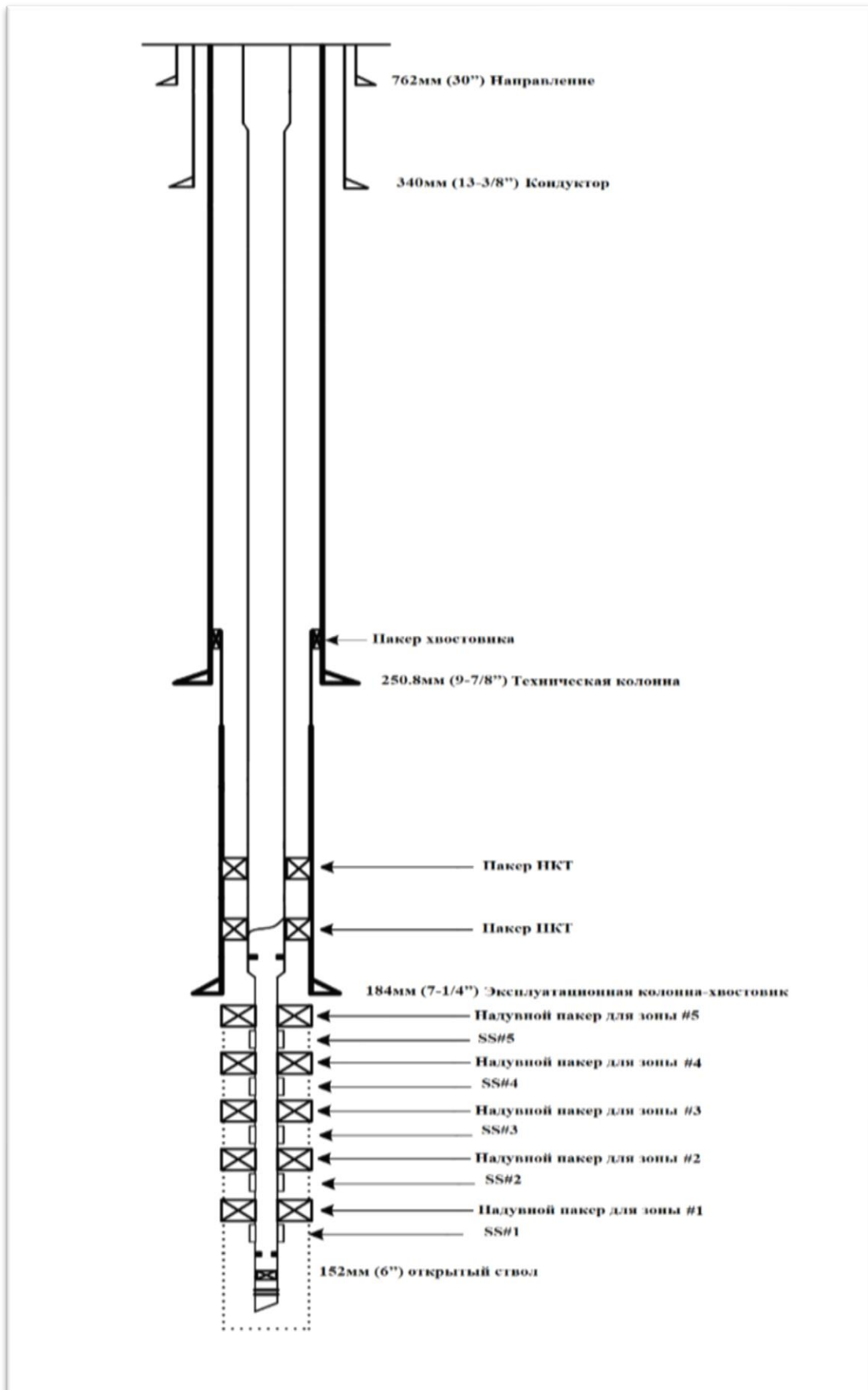


Рисунок 4 – Конструкция скважины X - 110

### **1.3 Осложнения при эксплуатации скважин на месторождениях Западного Казахстана**

Постоянное усложнение горно - геологических условий разработки нефтяных месторождений, моральное и физическое старение основных производственных фондов, низкий потенциал имеющихся технологий увеличения нефтеизвлечения создают существенные проблемы для развития нефтяных компаний. Прогрессирующее технико - технологическое отставание отечественного нефтедобывающего комплекса при увеличении добычи трудноизвлекаемых запасов нефти сопровождается снижением рентабельности и конкурентоспособности нефтяных компаний.

Основными задачами нефтегазодобывающей промышленности Казахстана на современном этапе ее развития являются повышение эффективности разработки месторождений и достижение стабильности уровня добычи нефти, газа и конденсата. Успешность их решения во многом определяется эксплуатационной надежностью технологического оборудования.

Поэтому исключительно важное значение, наряду с поиском новых путей ускорения разведки и введения в разработку новых месторождений, имеют работы, направленные на выявление и исследование факторов, осложняющих процесс эксплуатации месторождений, изучение их влияния на работоспособность нефтепромыслового оборудования и создание перспективных технологий, технических средств и реагентов для его защиты.

В Прикаспии открыты и введены в разработку уникальные по запасам месторождения - X нефтяное, Карачаганакское НГКМ, флюиды которых представлены смесью углеводородных и не углеводородных компонентов.

Продуктивные горизонты залегают на значительных глубинах от 3000 до 5000 м и более, пласты характеризуются неравномерным распределением различных типов коллекторов, значительными пластовыми температурами до 120°C и аномально высокими пластовыми давлениями 81.90 МПа и газовым фактором более 600 м<sup>3</sup>/т.

Высокие, в сотни раз превышающие допустимые нормы концентрации сероводорода (до 25%) и углекислого газа (до 5%), и возникающие в элементах конструкции большие растягивающие нагрузки обуславливают возможность появления интенсивной общей и локальной коррозии, сероводородного коррозионного растрескивания под нагрузкой и водородом индуцированного растрескивания сталей.

На сегодняшний день большинство оставшихся запасов углеводородного сырья относятся к трудноизвлекаемым, которые приурочены к залежам со сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, наличием разломов, газовых шапок, зон малых нефтенасыщенных толщин, вблизи населенных пунктов, заповедников, водных источников и их санитарно-защитных зон, а также к арктическому шельфу [2].

### **1.3.1 Осложнения связанные с добычей углеводорода из карбонатных коллекторов на месторождениях Западного Казахстана**

Низкая выработка запасов нефти из карбонатных коллекторов (коэффициент нефтеизвлечения составляет в среднем не более 0,18–0,25 доли ед.) объясняется, прежде всего, сложным, а порой и уникальным, геологостратиграфическим строением объектов разработки, наличием двойной пористости, кавернозности, микро и макронеоднородностью основных параметров. Нефть в карбонатных коллекторах, как правило, с высоким содержанием сернистых соединений, с аномальными реологическими характеристиками как на примере Хского месторождения, и других месторождений расположенных на территории Западного Казахстана.

Продуктивность старых скважин восстанавливается и может повышаться путем системного применения методов увеличения степени нефтеизвлечения и технологий физико - химической стимуляции и селективного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. Чаще всего это объясняется тем, что в коллекторах такого типа, прежде всего повреждается призабойная зона, называемая критической матрицей. Данная

матрица представляет собой радиус околозабойной зоны равной от 1 до 2 метров. Именно в этой зоне идет перепад давления и наибольший коэффициент загрязнения.

Научно - методической основой комплекса технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является принцип поэтапного, последовательного, рационального включения в разработку и эксплуатация всей продуктивной толщи пласта, а только затем – последовательная, поэтапная реализация физико-химического воздействия по глубине и протяженности пластов - коллекторов. Данные технологии являются базовыми геолого-техническими мероприятиями по поддержанию темпов добычи нефти из порово–трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов и повышению коэффициента извлечения нефти за счет глубинного кислотного воздействия на матричные блоки пласта [3].

Поэтапное воздействие представляет собой кислотную обработку каждого интервала многопластовой залежи. В свою очередь возникает необходимость спуска в скважину таких устройств как многоразовые пакера для стимуляции каждого интервала снизу вверх. Но такой процесс порой трудоемкий, привлекающий большое количество операции и спусков. Длительность обработки пластов таким методом может затягиваться на недели.

Так же существует множество сопутствующих факторов загрязнения призабойной зоны пласта. Один из таких является проникновение фильтрата бурового раствора при вскрытии продуктивной толщи в результате бурения на депрессии. В настоящее время в связи с относительно низким пластовым давлением, при вскрытии продуктивных зон происходят обильные поглощения бурового раствора. С целью минимизации вредного воздействия раствора, бурят на растворах нефтяной основы.



Но несмотря на это, плотная корка бурового раствора, и обильное поглощение раствора в пласт, создают необходимость обязательной обработки призабойной зоны пласта, и важным пунктом является обработка пласта постепенно и равномерно по всей толщ.

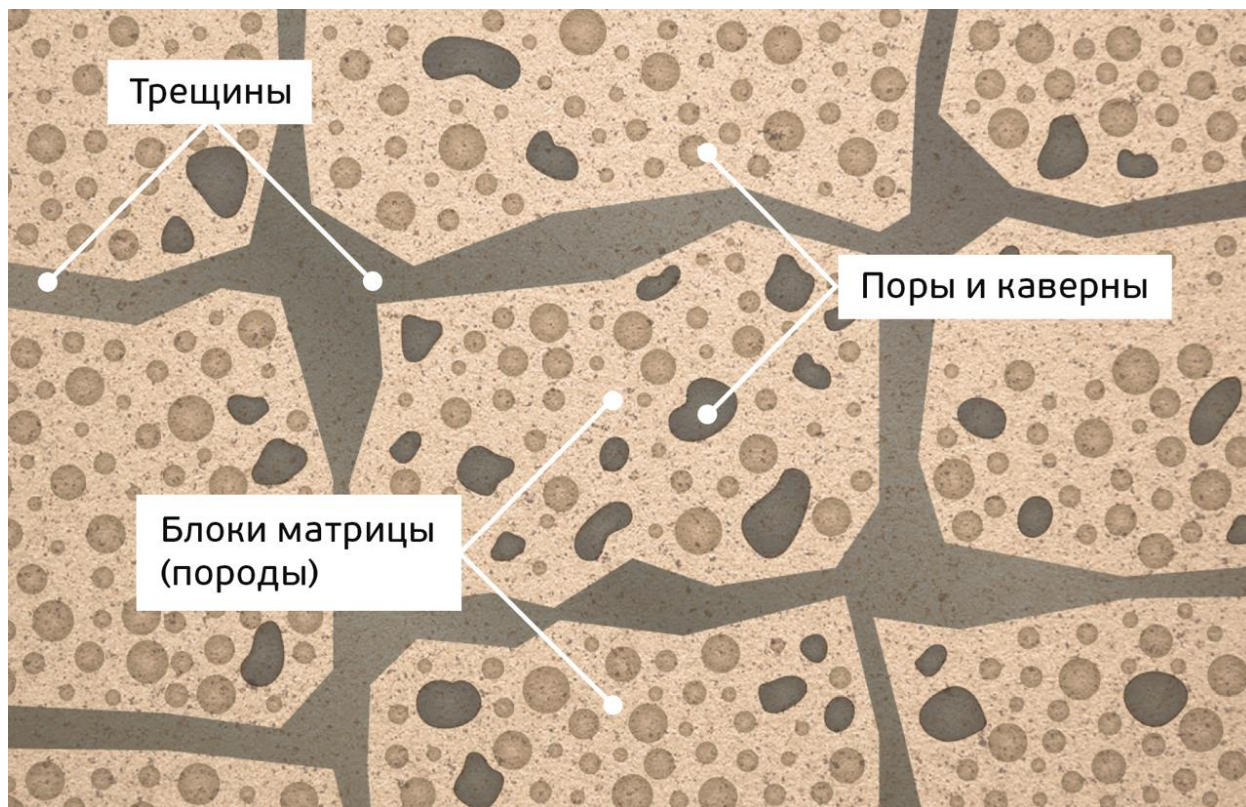


Рисунок 5 – Карбонатный трещиноватый коллектор

Все эти сложности вовлекают большой спектр услуг и технологии для улучшения показателей добычи.

### **1.3.2 Осложнения связанные с образованием конусов подошвенной воды и газа на месторождениях Западного Казахстана**

В условиях статического равновесия, т.е. до начала процесса вытеснения, газ, нефть и вода в пластах распределены в соответствии с их плотностями. В случае наличия свободного газа он располагается в верхней части структуры, образуя так называемую газовую шапку, за которой следует нефтенасыщенная часть пласта или нефтяная зона, подстилаемая подошвенной водой.

В процессе добычи, это равновесие нарушается из - за создания градиентов давления, принимающих особенно высокие значения в

призабойной зоне добывающих скважин. Наличие высоких градиентов давления приводит к изменению формы условных границ разделов фаз (т.е. водо - нефтяного и газо - нефтяного контактов), заставляя их изгибаться в сторону перфорационных отверстий скважины, через которые осуществляется добыча. При превышении градиентами давления (или перепадом давления между скважиной и пластом) определенного уровня может наступить прорыв воды и/или газа в скважину, в результате которого дебит нефти может резко сократиться, а добыча газа и/или воды стать неоправданно большой. Рис. 6 может служить в качестве иллюстрации подобного процесса образования водяного конуса.

Из-за более высокой подвижности газа и воды по сравнению с нефтью конусообразование может привести к дальнейшему сокращению охвата пласта процессом вытеснения и ухудшению условий добычи нефти (высокий газовый фактор, высокая обводненность добываемой продукции, низкий дебит по нефти и т.п.).

Образование конусов подошвенной воды или преждевременный прорыв краевой воды в скважину может снизить проницаемость призабойной зоны и даже прекратить поступление нефти в скважину. Существуют некоторый оптимальный режим и определенная степень вскрытия пласта, позволяющие обеспечить предельный безводный дебит скважины.

Однако прорвавшийся на забой конус подошвенной воды можно осадить путем закрытия скважины на определенное время и затем вести эксплуатацию скважины при дебитах, не допускающих образования конусов. Прорыв контурных вод не может быть устранен простым закрытием скважины, обычно в скважине проводят специальные работы по изоляции обводнившихся пропластков путем закачки плотных гелей – отклонителей, либо установкой механических – отклонителей [4].

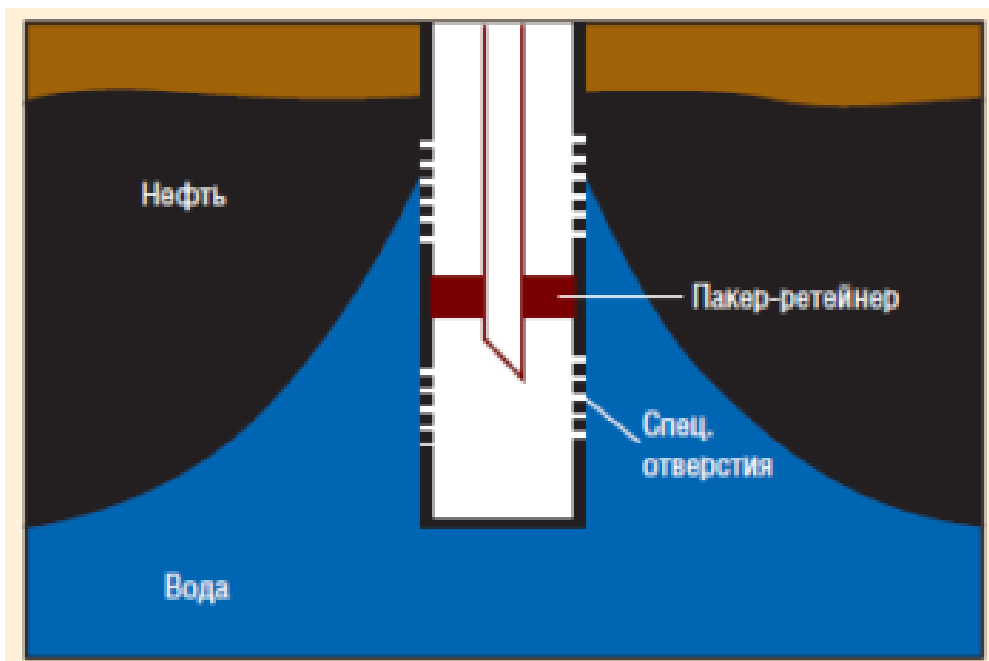


Рисунок 6 – Конусы обводнения подошвенной водой

За последние 3 года на месторождении Западного Казахстана проводились около 5 000 работ по изоляции водоносных горизонтов и работ по изоляции выхода свободного газа. Такие мероприятия зачастую требуют тщательного анализа, а также PLT работ по выявлению интервалов где происходит выход воды или газа.

Одним из методов борьбы с проявлением подошвенных вод, является установка надувного пакера над водоносной зоной, закачка под пакер специальных гелей отклоняющих и перекрывающих пластовую воду. Дополнительно устанавливают цементную пробку над пакером для полной изоляции водоносной зоны.

Такие же мероприятия принимаются в случае выхода газа. Производят закачку ПАВ, либо газоотклоняющих гелей, таким образом понижая выход газа.

Все эти мероприятия зачастую занимают много времени, как для определения проблемных участков, так и непосредственно для проведения самих операции по изоляции.

### **1.3.3 Осложнения связанные с проведением работ гидроразрыва пласта и солянокислотной обработки на месторождениях Западного Казахстана**

В пластах с низкой проницаемостью, для улучшения показателей добычи и/или приемистости созданием каналов с высокой продуктивностью и улучшение движения флюидов рекомендуется проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП) либо солянокислотную обработку призабойной зоны пласта (СКО).

В период с 2005 - 2017 гг. на месторождении Западная Прорва проведено 12 мероприятий по ГРП на добывающих скважинах. Сущность (ГРП) заключается в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано - жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

Целесообразность проведения ГРП в первую очередь зависит от общего состояния и эффективности системы разработки на залежи. Условиям достижения максимального эффекта от ГРП является обоснованный подбор конкретной скважины. В настоящее время имеется множество методов/критериев выбора потенциальных скважин - кандидатов для проведения ГРП, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Использовать лишь один метод/критерий при планировании мероприятия было бы неправильно, поскольку каждый из них является опорным инструментом в отборе скважин из большого массива данных и требует в дальнейшем детального по скважинного просмотра.

Проведения ГРП может дать максимальный положительный эффект только при условии обоснованного подбора конкретной скважины. Поэтому вопрос подбора скважин является принципиальным.

Процесс ГРП состоит из двух частей: проектирования (дизайна) и непосредственного выполнения операции. Поиск оптимальной технологии и подготовка оптимального дизайна на основе многовариантного моделирования является, несомненно, важной задачей. Эффект от операции

ГРП, выполненной по оптимальной технологии с оптимальным дизайном может быть заметно снижен или даже сведен к нулю из-за некачественного выполнения операции. Самые передовые технологии и подходы могут быть неэффективны из-за нарушений в процессе выполнения операции [5].

На многопластовых месторождениях данный вопрос существенно усложняется тем, что характер распространения трещин, образованных во время ГРП может быть не таким эффективным и корректным, то есть распределен неравномерно по площади продуктивной зоны.

Но данную проблему можно избежать путем установки пакеров для многостадийного ГРП, использование многоразовых пакеров спускаемых на ГНКТ. Но такие решения не всегда применимы в определенных условиях и порой занимают время на дополнительную оценку рисков, на подготовку и подбор оборудования. Успешность проводимой работы тоже не может быть гарантирована так как наличие, например, сероводорода, может привести к срыву операции и дополнительным неожиданным расходам на протяжении всей работы.

С такой же проблемой можно столкнуться при обработке призабойной зоны соляной кислотой. При закачке кислоты в голову с большим расходом, кислота, дойдя до открытого ствола может начать активно взаимодействовать с верхними слоями и тем самым произвести больший эффект на верхние интервалы по сравнению с нижними интервалами многопластовых залежей.

Данные проблемы решаемы, путем спуска многоразовых пакеров изолирующие интервалы обработки пласта. Но такие мероприятия позволяют проводить работы по селективной обработке только на одно применение, и для проведения повторных работ требуют аналогичных операции по спуску тех же дорогостоящих пакеров, что может быть экономически не эффективным в настоящее время.

#### **1.3.4 Осложнения связанные разрушением призабойной зоны и выноса песка на месторождениях Западного Казахстана**

Разрушение коллекторов может происходить вследствие растворения и выноса цементирующего материала и проявления капиллярных сил в результате большого притока пластовой воды. Прочность глинистого цемента – следствие геологических процессов, приводящих к обезвоживанию глинистых осадков. Вмешательство человека нарушает физико - химический баланс, существующий между глинистыми частицами и их окружением, при обводнении пласта состав жидкости в порах между песчинками меняется, глинистые частицы могут набухать, и как следствие, прочность глинистого цемента снижается.

Разрушение призабойной зоны происходит вследствие выноса частиц песка и цементирующего материала породы вследствие чрезмерно больших градиентов давления на забое скважины при ее эксплуатации. Если градиент давления превышает некоторую максимально допустимую величину, разрушается призабойная зона скважины и твердые частицы выносятся на ее забой. Если скорости восходящего потока пластового флюида в стволе скважины достаточно высоки, частицы выносятся на поверхность. Вынос твердых частиц из пласта может привести к разрушению забоя, к образованию песчаных пробок, а также к истиранию подъемной колонны труб и поверхностного оборудования [4].

При больших значениях дебитов растягивающие усилия приводят к разрушению забоя и выносу частичек породы из скважины (или скоплению их на забое). Очевидно, чем выше дебит скважины, тем больше перепад давления на забое скважины и радиус возмущенной зоны и выше напряжения в нефтеносных горизонтах. При достижении критических растягивающих напряжений, превышающих пределы упругости пород, возможно разрушение пород с последующим выносом песка в ствол скважины

Предотвращение образования песчаных пробок путем ограничения дебита может привести к снижению потенциальных возможностей пласта. В этих условиях необходимо применять различные фильтры, предупреждающие поступление песка в скважину.

Проблемы с выносом песка и частиц породы значительно снижают пропускную способность НКТ и тем самым приводит к спаду добычи. Такие отложения в НКТ так же создают проблемы с доступом инструментов для проведения геофизических работ в скважине в исследовательских целях. Движения песка по НКТ приводит к эрозии металлических конструкции внутри скважины и поверхностного оборудования.

Вынос песка можно решить путем цементирования продуктивной зоны с последующей перфорацией, установки скринов, фильтров либо полным перекрытием проблемного участка и бурением новой ветки. Но такие работы требуют остановки скважины. Далее происходит глушение скважины и монтируется буровая установка для проведения КРС либо бурения нового ствола.

Такие методы борьбы так же привлекают большие вложения в финансовом плане и порой могут быть нецелесообразны.

### **1.3.5 Осложнения связанные с разрушением НКТ и подземного оборудования на месторождениях Западного Казахстана**

Опасность смятия эксплуатационной колонны при создании малых противодавлений на пласт, особенно на месторождениях, где пласты неустойчивые, слабосцементированные, а также тогда, когда при эксплуатации скважин выносилось большое количество песка, ослабившего колонну. Однако на месторождениях, где ведется нормальная эксплуатация скважин, даже при очень больших депрессиях смятие колонны не происходит.

На примере X месторождения было выявлено, что каждая зона отличается по значениям порового давления. В каких-то зонах давление больше, в каких-то меньше. В результате мы можем наблюдать не только депрессию на конкретные участки забойной зоны, но и перетоки в процессе эксплуатации. Таким образом исчезает возможность проявление потенциала каждой зоны пласта, возможность оценки дебитов каждой зоны [10].

Опасность разрушения эксплуатационной колонны, фонтанных труб и наземного оборудования из-за коррозии или эрозии очередная опасность,

снижающая или полностью прекращающая добычу. При наличии в продукции углекислого газа  $\text{CO}_2$ , сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$  и других возбудителей коррозии при определенных значениях влажности, температуры и скоростей потока возможно интенсивное разрушение труб. На некоторых месторождениях, особенно при высоких дебитах скважин, может происходить эрозионное разрушение труб, штуцеров, оборудования, так как сероводород становится более агрессивным в водной среде. На примере Узеньского месторождения, при добыче нефти зачастую происходит выход подземного оборудования в связи с агрессивным воздействием сероводорода [5].



Рисунок 7 – Коррозионное воздействие сероводорода



## **2 ТЕХНОЛОГИЯ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1 Описание и целевое назначение технологии Sliding Sleeve**

Открываемые/закрываемые порты технологии Sliding Sleeve, это компоновка с полнопроходным сечением, которая управляется с помощью гибкой насосно - компрессорной трубы (ГНКТ) либо НКТ, позволяющая проводить селективные солянокислотные обработки, ГРП и другие типы работ по интенсификации притока и обработки забойной зоны интересующего интервала как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, осваивать и выводить на приток каждый отдельный продуктивный интервал в скважине оборудованной данной системой.

Основное их применение – является перекрытие потока из одной или нескольких продуктивных зон и регулирование пластового давления между ними. Обычно при эксплуатации нефтяных многопластовых залежей сталкиваются с проблемами обводнения (образование конусов обводнения) с нижних зон, и так же выходом свободного газа с верхних зон (высокий газовый фактор верхних толщ). Зачастую данные проблемы, возникающие при эксплуатации, приводят к преждевременной остановке добычи, необходимости технических решения для проведения работ по изоляции проблемных горизонтов, возникают дополнительные финансовые затраты для решения сложившихся ситуации, а это в свою очередь делает добычу нерентабельной и проблематичной как в техническом плане, так и в финансовом.

Муфта Sliding Sleeve была спроектирована специально для осуществления различных видов стимулирования продуктивных горизонтов с возможностью повторного и неограниченного количества операций по открытию/закрытию порта. Сочетание карбид - вольфрамовых портов (отверстий) с большой площадью их проходного сечения технический позволяет закачивать через порт жидкость для стимуляции с высокими

расходами (до 5м<sup>3</sup>/мин) так и производить добычу без ограничения в потоке. Муфта состоит из стального корпуса со сквозными отверстиями и внутренней подвижной втулки, которая в свою очередь выполняет функцию так называемого окна [6].

Такой тип втулок предназначен для перекрытия потока из зоны с обводненным участком, зоны с выносом песка или для перекрытия зоны, которая истощает или производит слишком много воды и газа. В многопластовых скважинах данные порты используются для регулирования последовательности, из каких зон производить добычу, а какие временно на неопределенный срок изолировать.

Втулка перемещается вверх/вниз внутри стального корпуса таким образом, что верхнее крайнее положение открывает отверстия корпуса (рисунок 8), а другое нижнее крайнее положение закрывает отверстия корпуса (рисунок 9). Кроме того, данные муфты технически оснащены набором специальных уплотнений, которые по дизайну были установлены между внутренней подвижной втулкой и стальным корпусом. Данный тип уплотнения устойчивы к агрессивной забойной среде и высоким температурам, а также сопутствующим химическим реагентам и непосредственно сероводороду. Для перемещения втулки в положение открыто/закрыто разработанным ключом-толкателем, создали специальные фаски - углубления с двух краев втулки. Соответственно после активации ключа (выпираания раздвижных элементов ключа - толкателя) происходит зацепление за данные фаски и ключ - толкатель тянет либо толкает втулку вверх, либо вниз.

Данная технология SS дает возможность проводить селективные (по отдельности на каждый интервал) СКО, ГПП, промывку растворителем как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также при необходимости по результатам PLT (production logging test) выборочно закрывать порты при водо - и газопроявлениях. Технология предусматривает сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, исключает

необходимость разбуривания посадочных седел/разбуриваемых шаров, позволяет проводить промывку скважины без дополнительных СПО ГНКТ. Отсутствуют какие-либо ограничения по количеству и продолжительности стадий СКО, ГРП в скважине при условии своевременного применения реагентов защиты от коррозии и ингибиторов от воздействия сероводорода. Причем порядок проведения стимуляции может быть выполнен по схеме 3-2-1 (верхний – средний – нижний). Необходимость такой последовательности операции может быть обусловлена практичностью при заканчивании, либо потребностью минимизировать оседание и нахождение жидкости в нижней части колонный под действием силы тяжести, а также после проведения работ по заканчиванию сверху вниз, начать открытие портов снизу-вверх для дальнейшей добычи [7].

Технология позволяет обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов с каждого пласта по отдельности, при этом выявляя своевременно проблемы, возникающие при эксплуатации каждой зоны по отдельности. Так же во время добычи есть возможность оперирования портов при помощи канатных установок таких как Slickline и сервисов Wireline использующие лубрикаторы для изоляции устья скважины и спуска инструмента (ключа - толкателя) в скважину на тросе. В случае проведения работ по открытию и закрытию портов во время добычи, инструмент толкатель оперируется за счет подаваемого электрического напряжения через кабель - трос используемые в сервисах Wireline. Так же в компоновку включают механический ясс, для обеспечения необходимой мощности и силы чтобы закрыть или открыть порт, так как при потоке жидкости из скважины, чтобы открыть или закрыть порт необходимо достаточно приложенной силы, которую может дать механический ясс работающий по принципу 1:10. То есть приложив 1000lbf (500кг/силы) силы механический ясс выдаст 10 000lbf (5000 кг/сил) что вполне достаточно для открытия или закрытия порта в скважине.

Непосредственно перед спуском порта в скважину, данный тест производят на поверхности.

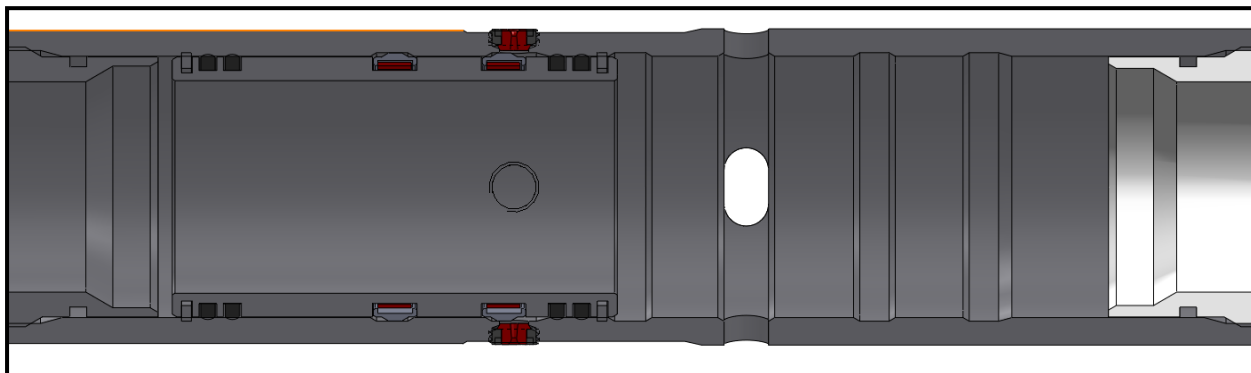


Рисунок 8 – порт в открытом положении

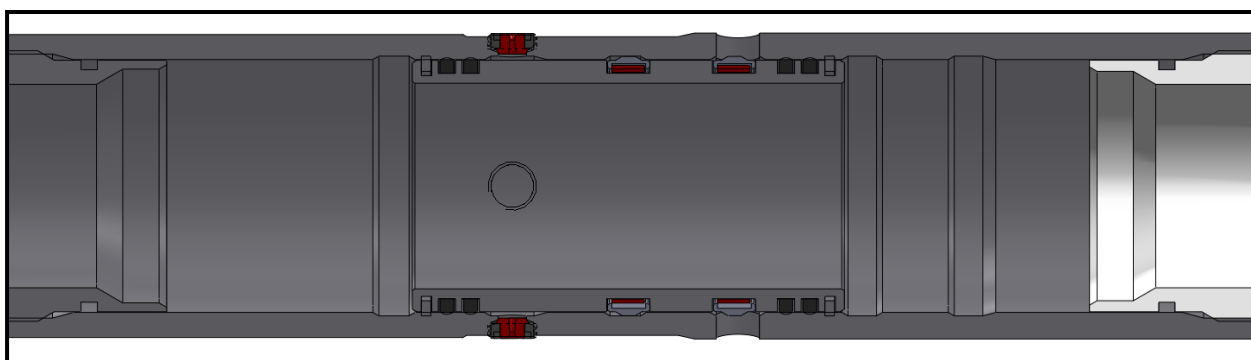


Рисунок 9 – порт в закрытом положении

Череда последовательных стадий обработки призабойной зоны каждого интервала может осуществляться путем перекрытия предыдущей муфты. Особенной отличительностью данной технологии SS является ее модульность и возможность закрытия и открытия муфты одним и тем же инструментом - толкателем HHST (hyper harrier shifting tool) в компоновке ГНКТ. Таким образом, закрытие или открытие может проводиться практически неограниченное количество раз в один спуск и без подъема ГНКТ на поверхность.

## **2.2 Основные преимущества технологии подвижной муфты Sliding Sleeve**

### **Преимущества, связанные с добычей УВ из карбонатных коллекторов**

Перекрытие проблемных участков на стадии добычи по результатам PLT;

Возможность запланированного проведения селективного и повторной СКО, ГРП и других работ по увеличению нефтеотдачи пласта. Рефрак в ранее планированных и не стимулированных зонах;

Обширный мировой опыт осуществления операции по интенсификации и улучшения коллекторских свойств пласта по данной технологии и успешный опыт в Казахстане на месторождениях Западного региона;

Технологическое решение позволяет проводить неограниченное количество стадий стимуляции и операции в один спуск, при условии применения реагентов по защите трубы ГНКТ от коррозии и применение ингибитора от воздействия сероводорода;

Возможность разобщения пластов и обработки каждого индивидуально с максимальной эффективностью.

#### **Преимущества, связанные с образованием конусов подошвенной воды и газы**

Возможность и обсуждение детального выбора интервалов инициации трещин при проведении ГРП, а также мониторинг и определение пластового давления при открытии интересующей зоны;

Возможность перекрытия проблемных интервалов путем спуска инструмента, без преждевременной остановки добычи;

Сохранение целостности забойной зоны и внутрискважинного оборудования путем перекрытия зон с выходом свободного газа;

Проведение внутрискважинных операций по водо-газоотключающим технологиям только проблемных участков;

Возможность одновременной герметизации ствола скважины и проведение изоляционных работ только с проблемным горизонтом не нарушая целостность других;

#### **Преимущества, связанные с проведением работ ГРП и СКО**

Комплекс и наличие устьевого оборудования для герметизации позволяющего производить СКО и ГРП как основные типы работ по заканчиванию скважин без подъема ГНКТ из скважины;

Возможность установки в конструкции скважины забойных датчиков давления и температуры для записи забойных давлений при открытии и закрытии портов, а также во время проведения операции с ГНКТ для фиксирования и мониторинга поведения забойного давления;

Возможность комплексной оценки рисков и общий подход к выполнению совместного плана работ (Заканчивание + СКО + Вызов притока + итд), как основной желаемый результат – минимизация рисков при проведении работ;

Совместимость оборудования, применяемого для совместных работ по заканчиванию и стимуляции (пример: возможность применения забойного и устьевого оборудования удовлетворяющих по всем трем сервисам; достижение необходимых параметров с НКТ, ГНКТ в СКО, ГРП и тд);

Возможность быстрого и целесообразного согласования изменений в процессе выполняемых работ между различными представляемыми услугами сервиса (как результат: уменьшение и экономия времени выполнения работ без необходимости подъема ГНКТ или НКТ);

Оптимизация возможность использования вспомогательного оборудования для выполнения всего комплекса работ на площадке скважины (ГНКТ юнит, насосы большого и малого расхода, линии отжига и прочее);

Возможность проведения работ по замещению жидкости в скважине исключая контакт с околзабойной зоны и предотвращением попадания в пласт рабочей жидкости предназначенной для очистки ствола;

Рациональная добыча по объектам, с целью научных исследований, и для проведения ГДИС;

Возможность временной изоляции всех пластов для проведения ремонта устьевого оборудования.

## **Преимущества, связанные с разрушением призабойной зоны и выноса песка во время добычи**

Возможность установки Sliding Sleeve с встроенным фильтром;

Возможность перекрытия проблемного участка;

Возможность отсечения зоны с интенсивным выходом газа, для уменьшения скорости потока газожидкостной смеси и уменьшения интенсивности эрозии;

Наличие трех позиционных Sliding Sleeve, открываемы вниз и вверх. Такие порты при открытии вверх позволяют проводить стимуляцию, а при открытии вниз имеют фильтр для добычи;

Возможность закачки цемента в зоны выноса песка;

Экономия времени и ресурсов;

Планирование работ на поздние этапы, когда это экономический выгодно.

## **Преимущества, связанные с разрушением НКТ и подземного оборудования**

В следствие продолжительной добычи сернистой нефти, существует возможность временной изоляции пластов путем закрытия портов, и возможности циркуляции ингибиторов с целью покрытия внутренней поверхности НКТ ингибированным раствором для защиты от агрессивного воздействия сероводорода. Такой метод будет наиболее эффективным. Так же существует возможность проработки скважины инструментами и циркуляции химических реагентов растворяющих органические отложения, песок, частицы породы и прочие барьеры из НКТ, при этом не повреждая и не засоряя призабойную зону пласта;

По завершению очитски забоя, применяют различные жидкости для покрытия внутренней стенки НКТ такие жидкости как «Викор», растворы «УНИ» и прочие новинки;

Внешнее состояние НКТ при использовании технологии Sliding Sleeve в составе НКТ подвергается меньшему износу, так как материал из которого

изготавливают данные компоновки представляют собой стали типа Inconel, а также хромированные НКТ;

### **2.3 Основные элементы компоновки для установки Sliding Sleeve**

Конструкция скважин с применением технологии Sliding Sleeve подразумевает открытый ствол продуктивного пласта с последующим перекрытием НКТ включающая компоновку Sliding Sleeve с пакерами разбухаемые после 36 часового контакта с раствором на нефтяной основе. На рисунке 10 изображен Sliding Sleeve, используемый в данной конструкции. Порядок установки НКТ и конструкция скважины, построенная по схеме “Fit For Purpose”.

Данная схема телеметрического типа, позволяет уменьшить металлоемкость конструкции за счет установки эксплуатационной колонны хвостовика.



Рисунок 10 – Sliding Sleeve

В конструкции использовался Sliding Sleeve компании Premium Port по своим характеристикам и техническим параметрам схожим с технологическим решением компании Weatherford, на рынке товаров известный как OptiSleeve изображенный на рисунке 11.

Регулируемый порт OptiSleeve компании Weatherford - это устройство, смонтированное на трубе НКТ, используемое для регулирования потока из



отдельно добывающих зон или для контроля связи между насосно - компрессорной трубой и затрубным пространством, то есть кольцевым пространством вне трубы НКТ.

Инструмент имеет одно соединение, которое минимизирует возможные пути утечки. Неэластомерное уплотнение химически инертно от агрессивных сред, включая воздействие на растворы с нефтяной основой и на различные химические реагенты, включая и кислоты. Инструмент OptiSleeve можно открывать или закрывать с помощью стандартных инструментов как ключ – толкатель (HHST) используемые на трубах ГНКТ, на канатных установках Wireline и Slickline.



Рисунок 11 – Weatherford OptiSleeve

Инструмент OptiSleeve доступен в двух версиях:

Версия OptiSleeve содержит встроенный профиль посадочного ниппеля и указывается как инструмент OptiSleeve U (открывается вверх) или инструмент OptiSleeve D (открывается вниз);

У обратимой версии OptiSleeve I нет ниппельного профиля, и ее можно использовать как универсальный порт. То есть втулка может быть сдвинута как вверх, так и вниз, конверсия не требуется. Эта версия максимизирует гибкость заканчивания и не требует особого технического плана размещения.

Преимущества заканчивания скважин с данным типом порта:

Неэластомерное уплотнение химически инертно для агрессивных сред, обеспечивая надежное уплотнение при температурах до 375° F (190° C) и 10000 фунтов на квадратный дюйм (68 948 кПа);

Стандартный инструмент используемый на установках Wireline открывает и закрывает муфту, обеспечивая гибкость при заканчивании скважины без сложных преобразований и применении больших нагрузок;

Прочная конструкция с одним соединением в конструкции сводит к минимуму возможные пути утечек;

Возможность открывать и закрывать отдельные порты позволяет контролировать связь между зонами, так что зоны могут быть активированы выборочно;

Устройства контроля потока, такие как заглушки и разделительные втулки, могут быть установлены в nipple профиля Sliding Sleeve, экономя деньги и упрощая конструкцию скважины;

В настоящее время разработаны и выпускаются нефтенабухающие пакера, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с нефтью и выдерживающий в стволе номинального диаметра перепад давления 700 атмосфер.

Кроме того, корпус этих пакеров выполняется из стали типа Inconel с улучшенными прочностными характеристиками.

НКТ на которых монтируются порты сделаны из хрома, для надежной прочности в сероводородной среде.

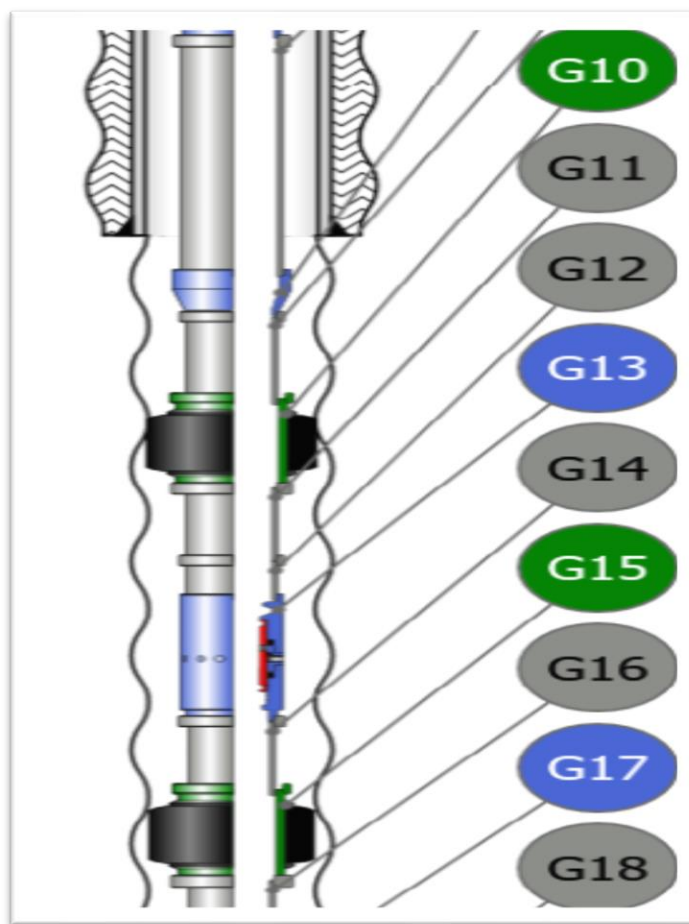


Рисунок 12 – Компоновка НКТ с технологией Sliding Sleeve

## **2.4 Последовательность операции по открытию/закрытию портов**

Работы ГНКТ с использованием технологии «Premium Port» можно описать в несколько технологических этапов:

Спуск № 1 – Шаблонирование/Проверка на целостность конструкции НКТ;

Спуск № 2 – Очитска/Замещение скважины на нефть;

Спуск № 3 – Оперирование портами, стимуляция;

### **Процедура оперирования портами:**

После очистки и замещения скважины на нефть необходимо провести тест на герметичность, убедиться в исправности оборудования и проверить целостность конструкции НКТ.

Спуск № 3> корреляция по глубине> активация ключа и открытие порта> тест на приемистость> закрытие порта> тест на герметичность> открытие следующего порта;

Спуск № 4> освоение скважины, запуск скважины азотом.

Компоновка низа колонны ГНКТ при оперировании портов «Premium Port» представляет собой модульную систему, и включает в себя основные компоненты и те, которые могут быть использованы в составе КНК ГНКТ опционально (пример КНК для колонны ГНКТ 44.45 мм). Основными компонентами КНК ГНКТ являются:

Соединитель наружный;

Разъединитель/Аварийный циркуляционный порт;

Ключ - толкатель Harrier;

Централайзер;

Промывочная насадка;

Опциональные компоненты:

Центратор;

Ясс/акселератор.

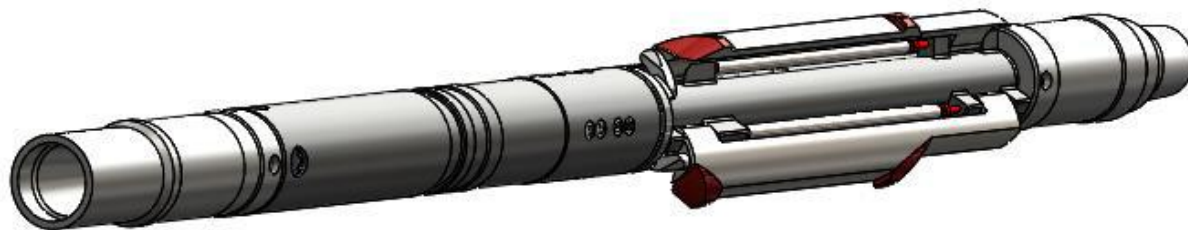


Рисунок 13 – ключ толкатель (NHST) для оперирования SS

Ключ - толкатель, представленный на рис. 13, активируется дифференциальным давлением создаваемым потоком жидкости, которая, при протекании через форсунку - штуцер, создает силу за счет давления приложенную на участок площади форсунки и приводит в активное положение специальные спаренные раздвижные ключи, расположенные с фазировкой в 120 градусов. Принцип заключается в следующем: ключ-толкатель спускается на 10 метров ниже управляемого порта. С поверхности производится закачка рабочей жидкости насосом высокого давления через колонну ГНКТ на ключ - толкатель за счет циркуляции, тем самым создается давление что позволяет активировать специальные ключи, выдвигающиеся из тела инструмента. Далее производится перемещение ключа - толкателя за счет движения ГНКТ снизу - вверх, и при прохождении активированного ключа через втулку порта происходит зацепление ключа, и муфта порта к которой приложено от 2000 (1000 кг) до 10 000 (5000 кг) lbf сдвигается в положение «открыто» если конструкция порта подразумевает крайнее верхнее положение «открыто», после открытия муфты и дальнейшего движения ГНКТ вверх ключи выходят из зацепления и движение ГНКТ продолжается до 10 метров выше. При повторном прохождении через порт с активированным ключом в данном направлении зацепление не происходит. Аналогичная операция происходит при закрытии порта, только в этом случае меняется направление движения сверху вниз.

Диаметр насадки - форсунки необходимый для активации инструмента определяется перед работой на стадии дизайна. Проверяется правильность выбора насадки на поверхности перед проведением спуска компоновки. Для

этого производится тестовая закачка жидкости в ГНКТ насосом высокого давления на различных расходах начиная с минимального с целью записи и определения циркуляционного давления; определяется минимальный оптимальный расход/давление на потери и рабочий диапазон давления необходимый для активации ключа - толкателя. Во время операции по открытию/закрытию портов значимым и основным индикатором зацепления выдвижных штифтов ключа-толкателя является изменения датчика веса нагрузки на поверхности. То есть перед активацией ключа необходимо проверить нейтральный вес ГНКТ, чтобы увидеть разницу во время зацепления ключей. Например, во время подъема ГНКТ с прокачкой вес 32 000lbf, а в момент зацепления ключа – толкателя с втулкой порта наблюдается затяжка веса, которая продолжается на протяжении нескольких секунд. Это объясняется тем, что ключ зацепившись с втулкой тянет ее вверх на крайнее положение открыто, что в свою очередь это приблизительно 40 см. После открытия необходимо провести повторный контрольный проход с активированным ключом для подтверждения открытия порта, это в свою очередь будет доказано тем что отсутствует зацепление при прохождении ключа сквозь порт. После подтверждения, проводят тест на приемистость (в случае если интересуемый порт открытый) или тест на герметичность (в случае если все порты закрыты) [6].

Перед проведением работ данного типа особую роль играют подготовительные работы и логистическое обеспечение.

Первостепенной и главной задачей на стадии дизайна является выбор оптимального диаметра ГНКТ. Для этих целей используется симулятор действующих сил на ГНКТ, такие силы как на растяжение и сжатие в совокупности с давлениями в трубах во время работы ключа. Данный модуль позволяет подобрать тип трубы и необходимую твердость ГНКТ, с которой можно осуществлять спуск на максимальную глубину. При проектировании ГНКТ учитываются следующие факторы, такие как:

Жесткость трубы на изгиб, которая позволяет предупреждать преждевременное спиральное загибание. Данная проблема решается за счет применения стальной трубы диаметром 1-3/4 дюйма и максимальной толщиной стенки 5,18 мм в верхней секции.

ГНКТ с пределом текучести в 620МПа соответствует рабочим параметрам и критериям во время операции по открытию и закрытию портов, а также при закачке жидкости в кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ.

Оптимальные толщины стенок ГНКТ и ее размеры от 44.45 мм x 2.125 мм до 44.45 мм x 5,18 мм с большими по толщине секциями на участках с наибольшим износом во время манипуляции с ГНКТ.

Выбор ГНКТ 44.45 мм был так же учтен анализ скорости потока в кольцевом пространстве ГНКТ/НКТ, который бы удовлетворял во время очистки скважины для эффективного поднятия частиц с забоя, а также для получения стабильных и приемлимых скоростей потока в кольцевом пространстве с целью предотвращения эрозии поверхности ГНКТ. Результаты расчетов в программе показали, что оптимальная скорость потока в кольцевом пространстве для вымыва фракции диаметром частиц 16/30 и меньшей фракции 87,2м/мин (286 ft/min) при использовании ГНКТ 1.75” 44,45мм достигается при расходе жидкости 206.7л/мин (1.3bpm).

Безопасный спуск и вероятность дохождения компоновки до забоя первоочередная задача на этапе дизайна планируемой работы. Существует модуль по прогнозированию спуска и подъема ГНКТ в скважины клиента. Для этого требуются максимально точные данные от клиента по таким данным как азимут, угол наклона, места сужения скважины, тип НКТ, плотность жидкости, оставленная в скважине после окончания бурения и строительства скважины, историю предыдущих работ и так далее.

На основании этих данных программа стимулирует спуск и подъем трубы. Прогнозирует веса трубы при СПО и во время закачек жидкости в затрубное пространство. Так же подсчитывается усталость трубы в результате спуска и подъема, а самое главное отображается жизнь трубы на часто

проходимых участках, претерпевающие изгиб в таких местах как катушка трубы ГНКТ и направляющая дуга ГНКТ.

В случае если спуск производится в горизонтальной скважине, то в компоновку ГНКТ добавляются такие устройства как агитатор, центратор, гибкая труба и тд. Данные технические устройства помогают проходить участки с максимальным углом наклона где происходит интенсивный контакт металл – металл, создающий в свою очередь сопротивление движению трубы и ее дальнейшее спиральное загибание.

Немаловажна оценка износа трубы после проделанных работ и на этапе самих работ по заканчиванию скважины. НКТ типа хром, наносят значительный износ по телу трубы ГНКТ, что в свою очередь приводит к преждевременному выходу из строя трубы в участке максимального контакта. В основном это происходит на конце трубы. Такое явление уменьшает дифференциальное давление на данном участке, что значительно снижает долговечность трубы и возникает дополнительный подъем для удаления таких участков с целью предотвращения потери инструмента, либо потери контроля конца колонны ГНКТ.

Все эти факторы дают возможность объективно и верно оценивать риски, связанные с успешным окончанием работы, и возможность стимуляции всех зон в один спуск.

Решение актуальной проблемы повышения эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных пластах-коллекторах приобретает в последние годы приоритетное направление в научно-практической деятельности.

Технологии селективного (направленного) кислотного воздействия на пласты основаны на применении принципиально новых разработок, которые позволяют последовательно стимулировать приток нефти при «щадящем» режиме закачки химических составов и избирательном кислотном воздействии на нефтенасыщенные интервалы пластов разной глубины проникновения.

На примере подсчитаем объем кислоты необходимого для солянокислотной обработки скважины одного объекта. Для этого необходимо изначально определить объем и концентрацию кислоты.

Концентрация кислоты, применяемая на скважинах Западного Казахстана равна 15%. Такая концентрация позволяет пропорционально использовать реагенты-ингибиторы для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии. Соляная кислота преимущественно используется в качестве раствора по обработке призабойной зоны вследствие геологического строения продуктивных толщ, а именно наличия коллекторов карбонатного типа.

Интервал 1 объекта из 5 имеющихся составляет 42 метра. Данный интервал сверху и снизу перекрыт пакерами и плотно изолирован от других объектов.

Рассчитаем необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке карбонатного продуктивного горизонта, вскрытая толщина которого  $h = 42\text{м}$ . Техническая соляная кислота имеет концентрацию 28%, температура приготовления кислоты  $15^{\circ}\text{C}$ . Плотность соляной кислоты при  $25^{\circ}\text{C} = 1134\text{кг/м}^3$ . Кислотный раствор должен иметь концентрацию 15%.

1. Рассчитываем объем кислотного раствора

$$V_p = 1 \times 42 = 42\text{м}^3 \quad (1)$$

Норма расхода кислотного раствора  $v_p$  составляет 1-1,2  $\text{м}^3$  на один метр обрабатываемой толщины пласта.

2. Т.к. температура приготовления кислоты  $t = 15^{\circ}\text{C}$  отличается от  $25^{\circ}\text{C}$ , то произведем расчет следующим образом:

3. Рассчитываем плотность кислоты при  $t = 15^{\circ}\text{C}$ :

$$\rho_{к15} = 1134 + (2,67 \times 10^{-3} \times 1134 - 2,5) \times (25 - 15) = 1139,3\text{кг/м}^3 \quad (2)$$

При данной температуре объем товарной кислоты:

$$V_k = 42 \times 5,09 \times 15(5,09 \times 15 + 999) / 1139,3 \times (1139,3 - 999) = 21,57\text{м}^3 \quad (3)$$

4. Рассчитываем количество хлористого бария по формуле:



$$X_k=28\%, X_p=15\%$$

$$G_{x6} = 21.3 * 21.57 (0,4 * 15 / 28 - 0,02) = 89.26\text{кг} \quad (4)$$

Отсюда его объем:

$$V_{x6} = 89.26 / 4000 = 2 * 10^{-2} \text{ м}^3 \quad (5)$$

5. Объем стабилизатора (уксусной кислоты) рассчитываем по формуле:

$$V_{ук} = 3 * 42 / 80 = 1.575\text{м}^3. \quad (6)$$

6. Затем рассчитываем соответственно объем ингибитора и интенсификатора:

$$V_{ин} = 0,2 * 42 / 100 = 8,4 * 10^{-2}\text{м}^3. \quad (7)$$

$$V_{инн} = 0,3 * 42 / 100 = 1,26 * 10^{-2}\text{м}^3. \quad (8)$$

7. Рассчитываем объем воды

$$V_B = 42 - 21.57 - (0,02 + 1.575 + 0,084 + 0,026) = 18.72\text{м}^3 \quad (9)$$

Далее необходимо определить расход закачки через поверхностные линии.

Линия высокого давления, подведенная к скважине, состоит из стандартного 3" (76.2 мм) труб стального типа рассчитанные на давления до 15 000psi (103 МПа). Расход закачки будет ограничен скоростью течения жидкости через поперечное сечение труб данной линии, которое заводом изготовителем ограничивается на уровне 45ft/sec (147.6 м/сек). Исходя из этого оптимальным расходом во время закачки будет 17bbl/min = 2.7м<sup>3</sup>/мин.

$$V = 0.3208 * \text{Расход (галлон в минуту)} / \text{Площадь сечения}^2 \quad (10)$$

$$V = 0.3208 * 840 \text{ gpm} / 2.875^2 \text{ inch} = 33 \text{ ft/sec} = 106 \text{ м/сек.}$$

Данный показатель будет условно ограничивать наш расход на поверхности.

Ожидаемое давление во время закачки будет ограничено коэффициентом гидроразрыва пород пласта, который для каждой зоны индивидуален.

### **3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ SLIDING SLEEVE**

Повышение эффективности проводимых работ с использованием технологии Sliding Sleeve является очевидной, проверенной и наиболее простой в измерении выгодой от использования традиционных способов.

Экономия времени на этапе заканчивания скважины играет огромную роль как в экономическом, так и в технологическом планах.

Отсутствует необходимость перфорирования НКТ и пласта в целом. Повышается эффективность обработки каждого объекта в короткое время, без необходимости многократных спусков в скважину инструментов и возможность увеличения жизни скважины на десятки лет.

Данное решение уже опробовано на многих месторождениях мира, и показала высокую эффективность как на уровне ремонтных затрат, так и в процессе добычи нефти.

Пропускная способность портов не ограничивает дебиты скважин, и так же не ограничивает возможность проведения быстрой закачки с большим расходом закачиваемой жидкости.

Новый вызов был так же рассмотрен в результате развития данной технологии. Были сомнения в целостности и надежности пакеров, которые играют важную роль в данной технологии. Именно пакера разобщают пласты и присекают перетоки из одной зоны в другую.

На данный момент существует такая технология как Температурное Профилирование, позволяющая совместно использовать сервисы ГНКТ для подтверждения отсутствия перетоков между зонами.

Такая функция позволяет наблюдать изменение температуры по стволу скважины во время закачки, а после закачки отображать ее восстановление на графике. В случае перетока или не целостности пакера или конструкции скважины, на графике будет отображаться изменение температуры на определенном участке.

Возможность долгой безаварийной эксплуатации месторождения без вмешательства и проведения ремонтных работ в пробуренных действующих скважинах задача любой компании, как и возможность максимального извлечения углеводорода из пласта.

Селективные обработки позволяют максимально подготовить каждую зону и эксплуатировать ее с максимальной выгодой.

Как например на месторождениях Казахстана, за один год внедрения и использования данной технологии и возможности стимулирования каждой зоны, был получен суточный приток на месторождений X:

a. При открытом штуцере, диаметром 12,7 мм: давление 34 МПа и дебит 632 т/сут. Образец содержит 25% воды при  $RH=4,5$ .

b. Диаметр штуцера увеличен до 19,5 мм: давление 32,3 МПа и дебит 1283 т/сут. Образец содержит 25% воды при  $RH=4,5$ .

c. Поток через нерегулируемый штуцер, диаметром 17 мм. Давление 28 МПа, дебит 900 т/сут. Образец содержит 0,8% воды при  $RH=4,5$ .

d. Поток, при открытом штуцере диаметром 25,4 мм. Давление 29 МПа и дебит 1136 т/сут.

Сравнивая результаты притоков после селективных солянокислотных обработок можно сделать вывод что такая, обработка позволяет эксплуатировать зоны эффективно, так как дебит вырос на 21% при том же открытом штуцере диаметром 12,7 мм.

Перспективы применения данной технологии весьма высоки. Месторождения Казахстана подвержены постоянным осложнениям, связанными в первую очередь с геологической составляющей и характером поведения пласта. С другой стороны, низкие цены на углеводороды заставляют задуматься над эффективностью эксплуатации с минимальными вложениями.

В сводной таблице представлены стандартные методы борьбы с осложнениями и методы борьбы с применением технологии SS.

Таблица 2 – Сводная таблица осложнении и методов борьбы

Виды осложнении	Традиционные методы борьбы	Метод борьбы с технологией SS
Вынос песка/разрушение призабойной зоны	Остановка скважины / Спуск НКТ/ Вымыв песка / Глушение скважины / Цементирование проблемного участка / Перфорирование / Установка фильтра / Запуск скважины	Добыча через порт с фильтром
Конусы подошвенной воды и газа	Остановка скважины / Подготовка работ по закачке водо-газоотклоняющих жидкостей / Подбор оборудования / Спуск пакера / Закачка гелей, ПАВ / Цементирование / Запуск скважины	Перекрытие проблемного участка
ГРП и СКО в многопластовых залежах / Селективная обработка	Подготовка оборудования / Спуск ГНКТ с многоразовым пакером / Проверка пакера на целостность / ГРП или СКО / Необходимость подъема на поверхность / Смена инструмента / Повторный спуск / Повторные операции / Запуск скважины	ГРП или СКО только с открытой зоной
Агрессивное воздействие H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub>	Остановка скважины / Спуск ГНКТ / Циркуляция растворов для защиты НКТ / Повреждение забойной зоны / Повторный СКО или ГРП / Не эффективное покрытие так как часть либо будет уходить в пласт либо концентрация будет слабой из за притока со скважины / Повторный запуск скважины	Изоляция всех зон / Циркуляция в «закрытой системе» с максимальным эффектом
Целостность НКТ	Перфорация / Повреждение НКТ и забойной зоны / Дополнительные работы по установке фильтра	Встроенный фильтр / Отсутствие перфорации / Хромированные НКТ

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5В	Смайлову Агадису Жумагазыевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов внедряемых в процесс эксплуатации	Стоимость товарной нефти, себестоимость, арендная стоимость оборудования, стоимость технологий внедряемой для усовершенствования добычи
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Платежи и налоги: налог на прибыль, налог на экспорт, индивидуальный подоходный налог, пенсионное отчисление и налог на выручку

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Текущее состояние добычи. Оценка ресурсов
3. Составление бюджета	Затраты на проведение мероприятия по усовершенствованию процессов эксплуатации
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт чистой прибыли от дополнительной выручки

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
-------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5В	Смайлов Агадис Жумагазыевич		02.03.2020

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Текущее состояние добычи. Основание для расчетов**

Как было упомянуто ранее, добыча нефти на месторождении Западного Казахстана производится фонтанным путем. Отсутствуют затраты на установку оборудования для подъема углеводорода на поверхность. Фонд добывающих скважин 73 действующих скважин. Категория нефти - легкая.

Но при нынешней схеме эксплуатации, после окончания строительства скважины и ее заканчивании, пласт обрабатывается одним общим методом путем закачки кислоты на весь интервал в общем. Такой метод обработки пласта дает свои положительные результаты в виде добычи нефти на первых этапах до 132 т/сут. Но такой метод обработки пласта не эффективен тем, что многопластовые залежи требуют селективной обработки каждой зоны. Такая обработка позволит максимально подготовить каждую зону к эксплуатации, и выведет на потенциальные дебиты в совокупности.

В ходе выполнения данной работы, был произведен сравнительный расчет после усовершенствования технологической конструкции скважины, позволяющая обрабатывать каждый интервал по отдельности и существенно увеличить дебит скважины, тем самым увеличить чистую прибыль.

Сравнительный анализ отображает разницу в прибыли при эксплуатации добывающих скважин стандартной схемой заканчивания скважин, и прибыль при эксплуатации новой технологическим решением по улучшению условий работы пластов.

Таблица 3 – Исходные данные:

<b>Показатель</b>	<b>Значение</b>
Ежегодная добыча, т/год	3 487 356
Ежегодная дополнительная добыча, т/год	13 121 604
Себестоимость добычи нефти, руб/т	6862
Товарная цена на нефть, руб/т	22 922
Ставка налога на прибыль свыше 10 млн т/год, %	18
Налог на недра, %	12
Налог на экспорт, %	5

#### **4.2 Затраты на материалы при внедрении технологии SS**

Подсчитаем расчет стоимости материалов необходимые для усовершенствования технологических показателей скважин.

Таблица 4 – Расчет стоимости материалов на поведение работ

<b>Наименование материала</b>	<b>Количество, шт</b>	<b>Цена за единицу, рублей</b>	<b>Общая стоимость, рублей</b>
Sliding sleeve	219	4 745 000	1 039 155 000

#### **4.3. Затраты на использование специальной техники при солянокислотной обработке пласта**

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum(T_{\text{исп.т}} \times C_{\text{ст.м}}) \quad (11)$$

Где:

$T_{\text{исп.т}}$  – время использования спецтехники, час;

$C_{\text{ст.м}}$  – стоимость одного часа работы специальной техники, руб/час.

Таблица 5 - Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

<b>Оборудование</b>	<b>Время эксплуатации, час</b>	<b>Стоимость одного часа работы, руб./час</b>
Установка ГНКТ	168	24 820
Линии высокого давления	192	8030
Насос SPM-600	174	20 440
Насос GD-2250	192	21 900
Емкости под кислоту	120	18 250
Генератор	240	25 550
Дополнительное оборудование	192	13 870
<b>ИТОГО на одну скважину</b>	-	<b>335 040</b>
<b>Итого на все добывающие скважины</b>	<b>73</b>	<b>1 785 428 160</b>

$$Z_{\text{спец.тех}} = 168 * 24\,820 + 192 * 8\,030 + 174 * 20\,440 + 192 * 21\,900 + 120 * 18\,250 + 240 * 25\,550 + 192 * 13\,870 = 24\,457\,920 \text{ рублей} \quad (12)$$

Подсчитаем расчет стоимости соляной кислоты для обработки каждой зоны добывающих скважин.

Таблица 6 – Расчет стоимости кислоты на проведение работ

<b>Наименование материала</b>	<b>Количество, м<sup>3</sup></b>	<b>Цена за м<sup>3</sup>, рублей</b>	<b>Общая стоимость, рублей</b>
Кислота соляная 15%	10 000	11 680	116 800 000
Дополнительные реагенты	5000	8 760	43 800 000

#### 4.4 Затраты на оплату труда

Таблица 7 – Средняя выплата оплаты работникам по разрядам

<b>Разряд сотрудника</b>	<b>Среднемесячная заработная плата, рублей</b>	<b>Количество сотрудников</b>
2	43 435	6
3	55 553	6



4	67 744	5
5	73 000	5
6	83 366	4
7	93 805	4
8	109 500	3

Определим среднемесячную оплату работников:

$$ЗСР = (43\,435 * 6) + (55\,553 * 6) + (67\,744 * 5) + (73\,000 * 5) + (83\,366 * 4) + (93\,805 * 4) + (109\,500 * 3) / 33 = 70\,752 \text{ рублей} \quad (13)$$

Таким образом ФЗП составит:

$$\text{ФЗП} = 70\,752 * 33 * 2.2 * 12 = 61\,407\,074 \text{ рублей} \quad (14)$$

В соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, 21% ФЗП передается в социальные фонды Республики. Таким образом, с ФЗП взносы в социальные фонды составят:

$$(\text{ФОТ}) = 61\,407\,074 * 0.21 * 61\,407\,074 = 74\,241\,000 \text{ рублей} \quad (15)$$

#### **4.5 Затраты на проведение мероприятия на ввод в эксплуатацию технологии SS**

Подсчитаем затраты необходимые для проведения мероприятия по установке данной технологии и СКО.

Затраты на проведение мероприятия представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты на проведение мероприятия

<b>Наименование Затрат</b>	<b>Сумма всех затрат, рублей</b>
1. Материальные затраты	1 199 755 000
2. Затраты на оплату труда	74 241 000
4. Затраты на аренду оборудования	1 785 428 160
<b>Итого основных расходов</b>	<b>3 059 424 160</b>

#### **4.6 Общий расчет сметной стоимости**

Общий расчет сметной стоимости представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Общий расчет сметной стоимости

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Полная сметная стоимость, рублей
		Ед.изм	Количество	
Основные расходы (ОР):				3 059 424 160
II	Накладные расходы	% от ОР	10	305 942 416
Итого: основные и накладные расходы (ОР+НР)				3 365 366 576
III	Плановые накопления	% от НР+ОР	15	504 804 986
V	Резерв	% от ОР	3	91 782 724
Итого сметная стоимость				3 961 954 286

#### 4.7 Расчет выручки от реализации дополнительно добытой нефти

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлена получением дополнительной добычи нефти в результате замены типов НКТ, поэтому выручка от реализации продукции (В) можно вычислить как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти.

Товарная цена на нефть, доллар руб./тонну в Казахстане: 22 922 руб./тонну

$$B = Q_{\text{доп}} \times Ц, \quad (16)$$

Где:

$Q_{\text{доп}}$  – дополнительная добыча нефти, т /год;

Ц – цена реализации одной тонны нефти, доллар США.

$$B = 13\,121\,604 \times 22\,922 = 300\,773\,406\,888 \text{ рублей}$$

#### 4.8. Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\Pi = B - R - \text{Э} - N - 3_{\text{сп}}, \quad (17)$$

где:

П – прибыль;

В – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра (9 % от выручки);

Э – налог на экспорт (5 % от выручки);

N – налог на прибыль (18% от расчетной прибыли, Пр);

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$П = 300\,773\,406\,888 - (0,18 * 300\,773\,406\,888) - (0,05 \times 300\,773\,406\,888) - (0,09 \times 300\,773\,406\,888) - 3\,961\,954\,286 = 296\,811\,452\,602 \text{ рублей} \quad (18)$$

Данный расчет показывает дополнительную выручку с реализации нефти полученную после внедрения технологии SS, позволяющая проводить селективную обработку каждого пласта, и значительно сократить время на обработку пластов. Достигается это в за счет минимизации спусков ГНКТ и следовательно времени найма оборудования в аренду для СКО.

Таблица 10 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, т/год	13 121 604
Затраты на замену технологии добычи и СКО, руб.	3 059 424 160
Выручка от реализации В, руб.	300 773 406 888
Чистая прибыль от мероприятия, руб.	296 811 452 602

В таблице 10 можно наглядно выделить положительные результаты проведенных мероприятия. Такая практика позволит эксплуатировать скважины с максимальной выгодой, и с минимальными вложениями в будущем.

### Выводы:

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были подведены итоги проведенных мероприятия по увеличению дебита скважины. Такое мероприятие не только повышает объем выкачиваемой нефти, но и позволяет существенно снижать ремонтные работы,

задействовать меньше человеческих ресурсов, снизить производственные риски, связанные с активностью в рабочих скважинах.

Такие мероприятия позволяют эффективно разрабатывать месторождения, беспрепятственно перекрывать зоны на несущие полезной добычи. На примере месторождения рассматриваемого в данной ВКР суточный дебит при промысловых испытаниях после внедрения данной технологии вырос с 132 т/сут до 632 т/сут при 12.7мм открытом штуцере. Суточный дебит может быть и больше, но такие показания весьма приемлемы для нынешней ситуации на рынке.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5В	Смайлову Агадису Жумагазыевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является заканчивание нефтяных скважин и ввод в эксплуатацию
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> 1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5.1 Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли, соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов. -Обучение и квалификация персонала -Организация рабочей зоны
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	5.2 Анализ вредных производственных факторов: - Уровни шума и вибрация оборудования. -Производственная санитария -Вредное воздействие сероводорода.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	5.3 Мониторинг выбросов вредных веществ предприятием в атмосферу Источники загрязнения Мероприятия по снижению загрязнения
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях: - Разливы, выброс газа и иные чрезвычайные положения

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
-------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5В	Смайлов Агадис Жумагазыевич		02.03.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов**

С целью обеспечения безопасного строительства и эксплуатации нефтяных скважин, предупреждения аварий, обеспечения готовности предприятия к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных авариями физическим и юридическим лицам, окружающей среде и государству в процессе строительства и эксплуатации должны соблюдаться требования законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности, а также:

- соблюдать требования промышленной безопасности;
- применять технологии, технические устройства, материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить экспертизу технических устройств, материалов, отслуживших нормативный срок эксплуатации, для определения возможного срока дальнейшей эксплуатации;
- проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;
- информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;
- выполнять предписания по устранению нарушений требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, выданных государственными инспекторами;
- предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности;

- обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших свой нормативный срок;
- декларировать опасные производственные объекты, своевременно уточнять декларацию при появлении и изменений сведений о промышленной безопасности;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ;
- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

**Обязанности предприятия по профессиональной подготовке и переподготовке работников опасных производственных объектов:**

Прохождение ежегодного курса в области промышленной безопасности обучения должна быть продолжительностью не менее 40 часов.

Проверка знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах. Рабочий персонал – ежегодно. Технические руководители, специалисты и ИТР – один раз в три года.

Комиссия по приему экзаменов должна состоять из лиц, прошедших проверку знаний, состав комиссии согласовывается с территориальным подразделением уполномоченного органа.

Обучение работников опасных производственных объектов и прием экзаменов могут производиться в учебной организации, аккредитованной уполномоченным органом.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации аварий, предприятием разрабатывается план ликвидации аварий с учетом мероприятий по спасению людей, действия людей и аварийно-

спасательных служб. План проводимых учебных тревог и противоаварийных тренировок должен быть согласован и проводиться руководителем организации совместно с представителями территориального подразделения уполномоченного органа и аварийно спасательной службы, согласно Законом РК от 11.04.2014г, №188-V «О гражданской защите».

С целью обеспечения правового регулирования в области трудовых отношений, охраны труда, экологической, пожарной безопасности должен исполняться Законом РК от 11.04.2014г, №188-V «О гражданской защите», Экологический кодекс Республики Казахстан № 212 от 09.01.2007г, Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 291 - IV от 24.06.2010г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2019г).

Предприятие обязано страховать своих работников и соблюдать требования Закона РК «Об обязательном страховании гражданско - правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» №30 - III от 07.05.07г и Закон РК «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам» №580 – II от 07.07.2004 г.

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве и эксплуатации скважины и в целом объекта работ проектом рекомендуется строгое соблюдение требований следующих нормативно - технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан [13].

Таблица 11 – Нормативно – технические документы

№ п/п	Основные нормативно-технические документы	Объект применения
1	2	3
1	Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли от 21декабря 2010 года № 442	Эксплуатация, консервация, разработки месторождений объектов нефтяных



3	Общие требования промышленной безопасности от 29 декабря 2008 года № 219	Общие требования безопасности
5	Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользования» № 291 - IV от 24.06.2010г (с изменениями и дополнениями на 04.07.2019г)	О недрах и недропользовании
6	Экологический Кодекс Республики Казахстан № 212 от 09.01.2007г	Земельный, лесной, водный
7	Требования ПБ при разработке нефтяных месторождений от 29 декабря 2008 года № 219	Объекты разработки нефтенефтяных месторождений
8	Санитарно - эпидемиологические требования к объектам нефтегазодобывающей промышленности №167 от 25 января 2012года	Для всех объектов нефтедобывающей промышленности.
9	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ “Опасные и вредные производственные факторы”. Классификация	Оборудование, процессы, инструкции
10	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ “Шум”. Общие требования безопасности	Оборудование, процессы, инструкции
11	ГОСТ 12.0.004 - 90 ССБТ “Организация обучения безопасности труда. Общие положения»	Оборудование, процессы, инструкции
12	ГОСТ 12.1.043 - 84 ССБТ “Вибрация” Методы измерения на рабочих местах	Оборудование, процессы, инструкции
13	ГОСТ 13862 - 2003 “Оборудование противовыбросовое” Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции	Оборудование, процессы, инструкции
14	«Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород»	Для всех видов работ на объектах разработки нефтенефтяных месторождений

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования

кампании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования, связанного с технологическим процессом территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливаются помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **Уровни шума и вибрация оборудования**

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно - техническая документация, устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При строительстве и эксплуатации скважин производитель работ ориентируется на приказ министра здравоохранения РК №139 от 24.03.2005 г. «Об утверждении нормативов уровней шума на рабочих местах" (с изменениями от 15.05.2018г), где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Обычно средневзвешенный уровень шума на производстве, составляющий 80 децибел (СанПиН №1.02.007-94), превышает.

Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума и пройдут обучение по вредному воздействию высоких уровней шума [14].

### **Мероприятия по уменьшению уровней шума:**

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) спец. глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Расчеты уровня звукового давления, при проведении работ, составляют на расстоянии 100м - 56дБ, 150 м -50,12дБ и 200 м - 45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55 м - 39дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80дБ.

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал на промысле.

Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники, задействованные на производстве.

### **Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы

(оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтесодержащими растворами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление всех агрегатов перед началом стимуляции пластов;
- Заземление емкостей на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом.

### **Основные требования пожарной безопасности**

Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.

В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, заблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной

вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключающие возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.

Объект должен быть оснащен первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.

Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.

Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 12.

### **Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно требованиям ПУЭ.**

Таблица 12 - Классификация помещений по классу взрывоопасности

<b>№пп</b>	<b>Помещения и пространства</b>	<b>Класс</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.	Зона 0 (В-1)
2	Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или	Зона 0 (В-1)

	другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, раствор обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0 (B-1)
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0 (B-1)
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, раствор обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования.	Зона 0 (B-1a)
6	Открытые пространства: - радиусом 1,5м от зоны 0 и радиусом 3,5м от зоны 0; - вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3м во все стороны; - вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3м; - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3м во все стороны	Зона 1 (B-1a) Зона 2 (B-1г)  То же  То же
8	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения	Зона 2 (B-1г)
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, раствор на нефтяной основе, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2 (B-1г)

**Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев:**

Зона 0 – пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа.

Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа.

Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени [15].

### **Производственная санитария**

Проектные решения производственной санитарии приняты в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий», строительных норм и правил, и других нормативных документов.

Научные положения гигиены труда практически используются производственной санитарией, которая занимается изучением вопросов санитарного устройства, эксплуатации и содержания предприятия и оборудования, разработкой требований, обеспечивающих нормальные условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятий.

### **Свойства и действие вредных веществ (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) на человека**

Сероводород (H<sub>2</sub>S) - бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Температура воспламенения 246° С. Плотность - 1,54 кг/м<sup>3</sup>, по отношению к воздуху - 1,19; скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водянном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO<sub>2</sub>). Сероводород сильный, нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания, на дыхательные пути и глаза действует раздражающее. Растворенный в воде, при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему. Ощутимый запах сероводорода отмечается при 1,4 - 2,3 мг/м<sup>3</sup>, значительный запах при 4 мг/м<sup>3</sup>, при 7 - 11 мг/м<sup>3</sup> - запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. При концентрации 200 - 280 мг/м<sup>3</sup> наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При 750 мг/м<sup>3</sup> наступает опасное отравление в

течение 15-20 минут. При концентрации 1000 мг/м<sup>3</sup> и выше смерть может наступить почти мгновенно.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м<sup>3</sup>, в смеси с углеводородами (C1 – C5) - 3 мг/м<sup>3</sup>.

Двуокись углерода (CO<sub>2</sub>) - углекислый газ - бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха плотностью 1,53 кг/м<sup>3</sup>, скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающе воздействует на кожу и слизистые оболочки. В малых концентрациях - возбуждает дыхательный центр, в очень больших - угнетает. Обычно высокое содержание CO<sub>2</sub> связано с повышенным содержанием кислорода в воздухе, что может явиться причиной быстрой смерти. При вдыхании 2,5 - 5% CO<sub>2</sub> у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения, повышенное давление. При более высоких концентрациях - потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

### **Мероприятия и требования для скважин на месторождениях с наличием сероводорода H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>**

Для обеспечения безопасности на объектах с наличием сероводорода разрабатываются планы организации работ по видам работ при вскрытии продуктивных горизонтов, назначаются ответственные руководители и исполнители, выполняются указания руководителя объекта.

Мероприятия по предотвращению воздействия сероводорода:

- установка станции технического контроля для обнаружения сероводорода;
- обозначение опасной зоны и установка знаков безопасности на территории объекта дорогах, маршрутах передвижения, на опасных участках коммуникаций и пониженных местах рельефа местности;
- проверка исправности приборов, контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ, СИЗ ОД,



ВДА, средств для наблюдения метеорологических условий и подачи аварийной звуковой и световой сигнализации;

- обеспечение на объекте транспорта для эвакуации, аварийный автобус для персонала одной полной смены;

- определить и обозначить маршруты для сбора и выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях с учетом направления ветра;

Испытание пластов с сероводородом производится после проверки и установления готовности оборудования, персонала к работе, проверки выполнения мероприятий по защите персонала и населения в зоне возможной загазованности при возникновении опасной ситуации.

В плане организации работ указываются количество персонала, мероприятия и средства обеспечения безопасности, включая противогазы и дыхательные аппараты, мероприятия по предупреждению аварий, средства и график контроля воздушной среды, рабочей зоны, мероприятия при превышении ПДК.

В плане организации работ указываются схемы и ситуационный план расположения оборудования, машин, механизмов, с указанием маршрутов выхода из опасной зоны, в условиях возможной аварии и загазованности при любом направлении ветра, схема расположения объектов и коммуникаций в охранной зоне, расстояние и данные по населенным пунктам.

Испытание и освоение скважин производится в присутствии представителя нефтегазодобывающей организации и аварийно-спасательной службы [12].

### **5.3 Экологическая безопасность месторождения**

Месторождение X вступило в промышленную эксплуатацию в 1991 году, разрабатывается согласно «Технологической схемы разработки месторождения X». Данный раздел охраны окружающей среды отражает существующее состояние заложенных в проекте обустройства мероприятий по охране окружающей среды и дополняет его с учетом настоящего отчета разработки.

Расчеты рассеивания выбросов выполнены по всем источникам выбросов вредных веществ и по всем ингредиентам для промысла (где учитывались все скважины, задействованные при подсчете запасов нефти), ГПЗ и для внешних объектов. Расчет выполнялся на 2014 г. и на перспективу - 2019 г. на летний период с учетом фоновых концентраций. Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (т/год) в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 - Количество выбросов загрязняющих веществ с 2014 г. по 2019 г.  
т/год

2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
добыча нефти 10,49 млн.т	добыча нефти 12,00 млн.т	добыча нефти 12,67 млн.т	добыча нефти 11,93 млн.т	добыча нефти 12,19 млн.т	добыча нефти 12,67 млн.
для промысла X:					
3776,9	3858,8	4535,5	4535,5	4535,5	4535,5
для внешних объектов:					
866,4	6689,7	6620,4	6622,2	6624,7	6628,2
для ГПЗ:					
66694,7	54325,1	38772,2	37971,3	38937,9	38098,9
ИТОГО:					
75338,0	64873,6	49928,1	49129,0	50098,1	49262,6

**Характеристика предприятия, как источника загрязнения атмосферы, характеристика источников выбросов загрязняющих веществ**

Источниками выделения вредных веществ в атмосферу на ТОО «Х» являются технологические процессы и оборудование:

На промысле - добывающие скважины (буровые и ремонтные работы), замерные установки, слаг - катчеры, узел подключения, центральный манифольд на промысле, сеть внутрипромысловых трубопроводов (выкидные и нефтесборные линии), установки нагнетания метанола и ингибитора коррозии.

При подсчете запасов нефти используются данные существующих скважин, выбросы от которых учтены в проекте нормативов.

### **Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу от ТОО «Х» предусматриваются следующие мероприятия:

- Модернизация установки 700 на 2-ой нитке КТЛ. Проведение работ позволит выпускать товарный газ, пропан, бутан, европейского качества и снизить сжигание этих углеводородов на факелах, модификация установки 700 на КТЛ 1;

- Ввод в эксплуатацию системы дегазации нефти, которая предназначена для сбора паров углеводородов, поступающих от ДМК в абсорбционную колонну и возврату их в производство, тем самым, снижая сброс этих паров на факеле.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В процессе эксплуатации на месторождении возможны чрезвычайные ситуации, представленными в таблице 14.

Таблица 14 – Возможные чрезвычайные ситуации.

<b>№</b>	<b>Возможные чрезвычайные ситуации</b>	<b>Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников</b>
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с

		потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на

кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных месторождений Западного Казахстана. За последние десятилетия методы борьбы с возникшими осложнениями показали значительные улучшения, но проводимые работы по ликвидации этих осложнений были весьма трудоемкими, требовали комплексного подхода и тщательного подсчета экономической эффективности.

Другим немаловажным вопросом наряду с осложнениями заключался в эффективной обработке, призабойной зоны пласта, улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора и максимальное извлечение углеводородов. Конечно же современные технические решения позволяли проводить эффективные селективные обработки каждой зоны многопластовых месторождений, но такие решения были так же индивидуальными для каждой скважины и требовали комплексного подхода и немалых финансовых затрат.

В результате долгих исследований и размышлении над усовершенствованием процессов эксплуатации было предложено внедрение технологического решения Sliding Sleeve, которое позволяет решать комплекс проблем возникающих при эксплуатации многопластовых месторождений, а также позволяет работать с каждой зоной индивидуально. Как показала практика, такой тип технологического решения позволяет эксплуатировать месторождения более рационально и экономично. Контроль каждой зоны, возможность перекрытия проблемных участков, проведение работ по защите внутрискважинного оборудования позволяет упростить и усовершенствовать процесс эксплуатации месторождения Западного Казахстана.

Такая практика будет постепенно применяться на разрабатываемых месторождениях в Казахстане в будущем, так как такое решение позволяет не только увеличить объемы добываемой нефти, но и увеличить срок службы добывающих скважин, что непосредственно позитивно повлияет на экономическую выгоду разрабатываемых месторождений.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. АО Казахский институт нефти и газа, Отчет по анализу отрасли, Нур-Султан 2019 г.
2. Елеманов Б.Д., Основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненной коррозией, отложениями парафина и солей: На примере месторождений Республики Казахстан: Х, Карачаганак, Узень и Жетыбай, 2003. – 438 с.
3. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю., Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, 2013.
4. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж., Месторождение Узень, проблемы и решения. Том 1 - Алматы 2016.
5. Сборник материалов международной научно-практической конференции, посвященной 120-летию казахстанской нефти - Атырау: Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, 2019 г. – 393 с.
6. First Successful Heavy-Tonnage Fracturing with CT inside the Well in Russia. V.A. Mashorin, I.A. Sahipova, K.V. Burdin, M.A. Demkovich.
7. SPE 170641-MS, The Evolution, Optimization and Experience of Multistage Frac Completions in a North Sea Environment. T.R. Koloy, K. Braekke, T. Sorheim, P. Lonning, Trican completion Solutions AS
8. И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа, Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи, г.Муравленко, Россия. - 2010г.
9. Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции, посвященной 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», 26-27 мая 2016 г. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2016. – 443 с.

10. Кадырова А.С., Жумабаев А.А., Основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненной коррозией, отложениями парафина и солей на примере месторождения Узень. Атырау, 2014.
11. Гарифов К.М. Методы повышения эффективности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Диссертация д.т.н., Бугульма, 2001, с.186...189
12. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ “Опасные и вредные производственные факторы”. Классификации.
13. Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользования» № 291 - IV от 24.06.2010г (с изменениями и дополнениями на 04.07.2019г)
14. ГОСТ 12.1.043 - 84 ССБТ “Вибрация” Методы измерения на рабочих местах.
15. ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995). Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон