

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

УДК 622.245.6(262.81)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Тачева Селби Сахитмамедовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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
2Б5Г	Тачевой Селби Сахитмамедовне

Тема работы:

Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений на месторождениях Каспийского моря	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. Рекомендованные методики по выбору способа заканчивания скважин в условиях пескопроявления.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Причины разрушения коллектора призабойной зоны и выноса песка; анализ известных современных представлений по проблеме пескопроявлений; особенности эксплуатации скважин со слабосцементированными пластами; анализ структуры осложнённого фонда месторождений Каспийского моря; особенности технологии крепления призабойной части пласта физико-химическими методами; особенности технологии крепления призабойной части пласта

	химическими методами; анализ современных применяемых химических композиций для крепления пород в призабойной части пласта.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Обзор существующих технологий, применяемых для уменьшения выноса песка при эксплуатации скважин»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Технология крепления призабойной зоны пласта на месторождениях каспийского моря»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Оптимальное решение по выбору технологии крепления призабойной зоны пласта (выводы и рекомендации)»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Обзор существующих технологий, применяемых для уменьшения выноса песка при эксплуатации скважин
Технология крепления призабойной зоны пласта на месторождениях Каспийского моря
Оптимальное решение по выбору технологии крепления призабойной зоны пласта (выводы и рекомендации)
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель/консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		19.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Тачева Селби Сахитмамедовна		19.03.2019

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 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:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2019 г.	<i>Обзор существующих технологий, применяемых для уменьшения выноса песка при эксплуатации скважин</i>	25
19.04.2019 г.	<i>Технология крепления призабойной зоны пласта на месторождениях Каспийского моря</i>	25
07.05.2019 г.	<i>Оптимальное решение по выбору технологии крепления призабойной зоны пласта (выводы и рекомендации)</i>	25
17.05.2019 г.	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
24.05.2019 г.	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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), (АВЕТ3e)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых 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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства;

СКО – соляно-кислотные обработки;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПВС – поливинилспирт;

ЦКС – цементно-карбонатной состав;

КФК – карбамидоформальдегидный концентрат;

ППГ – полиуретановый предполимер гидрофобный;

ПДК – предельно допустимые концентрации.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, в том числе 12 рисунков, 11 таблиц. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, слабосцементированный пласт, пескопроявление, скважина, призабойная зона, химические составы.

Объектом исследования являются слабосцементированные продуктивные пласты, для которых применяются технологии крепления призабойной зоны.

Цель работы – анализ существующих методов крепления призабойной зоны пласта и выбор оптимального для нефтяных месторождений Каспийского моря.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии крепления призабойной зоны пласта и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения, а также алгоритм оценки технологической эффективности, в том числе на основе проведения работ на месторождениях Каспийского моря.

В результате исследования выявлен положительный эффект операций по креплению ПЗП и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: операции по креплению ПЗП проводят с использованием химических реагентов, цементно-песчаной смеси, закачиваемых в скважину, и на основе физических явлений.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, имеющих слабосцементированный коллектор в призабойной зоне продуктивного пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН..	13
1.1. Причины разрушения коллектора призабойной зоны и выноса песка	13
1.2. Анализ известных современных представлений по проблеме пескопроявлений.....	22
1.3. Особенности эксплуатации скважин со слабосцементированными пластами.....	24
2. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ.....	29
2.1. Анализ структуры осложнённого фонда месторождений Каспийского моря	29
2.2. Особенности технологии крепления призабойной части пласта физико-химическими методами	35
2.3. Особенности технологии крепления призабойной части пласта химическими методами.....	38
2.3.1. Химический метод крепления ПЗП.....	38
2.3.2. Укрепление грунта ПЗП цементно-песчаной смесью	44
2.4. Анализ современных применяемых химических композиций для крепления пород в призабойной части пласта.....	49
3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)	64
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1. Анализ конкурентных технических решений	69
4.2. Структура работ в рамках крепления ПЗП	71

4.3. Бюджет на проведение крепления ПЗП	72
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.....	79
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	81
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	84
5.2. Экологическая безопасность	86
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
Список используемых источников:.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Каспийское море является самым крупным в мире внутриконтинентальный водоемом, который не связан с мировым океаном. Оно расположено в центральной части Евразии и имеет площадь более 398000км². В Каспийском регионе находятся пять государств: Россия, Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, Иран.

В недрах Каспийского моря скрыты продолжения известных "сухопутных" нефтяных и газовых месторождений Азербайджана, Дагестана, Туркменистана и Северо-Западного Казахстана, а также многие другие сугубо морские, не связанные с материком нефтяные залежи. Многие из этих месторождений разрабатываются уже десятилетия и снискали мировую известность. Геологоразведочные работы в регионе позволили выявить ряд крупнейших нефтегазоносных участков в Каспийском море и прилегающей территории. По некоторым данным потенциал углеводородных ресурсов составляет не менее 15-ти миллиардов условного топлива в нефтяном эквиваленте. По данному показателю оно занимает второе место в мире (после Персидского залива) по запасам нефти и газа [9].

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, которые сложены слабосцементированными песчаниками, возникают различного рода осложнения, среди которых можно выделить пескопроявление как одно из давних и критических, поскольку оно порождает множество серьезных проблем при добыче нефти и газа. Наиболее распространёнными проблемами являются пробкообразование в добывающих скважинах, обрушение кровли пласта, эрозия внутрискважинного оборудования, отложение песка в выкидных линиях и другом наземном оборудовании. На сегодняшний день существует ряд технологий для укрепления призабойной зоны пласта и предотвращения выноса песка, которые используются в зависимости от конструкции забоя скважин, времени эксплуатации, геологических и температурных параметров. С этой целью применяются технологические,

механические, химические и комбинированные методы крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

Актуальность работы. Вынос песка из скважин наносит серьезные осложнения при эксплуатации наземного и подземное оборудование, а также снижает продуктивность скважины, что может оказать негативное влияние на экономичность добычи нефти. Контроль песка необходим для экономичной эффективной добычи нефти и газа из слабосцементированных пластов-коллекторов. Таким образом, разработка комплексных методов контроля песка и технологии крепления призабойной зоны пласта с одновременным сохранением ФЕС коллектора является одной из распространённых задач и продолжается в нефтяной промышленности.

1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1. Причины разрушения коллектора призабойной зоны и выноса песка

Разрушение слабосцементированных коллекторов может происходить вследствие растворения и выноса цементирующего материала и проявления капиллярных сил в результате большого притока пластовой воды.

Установлено, что в большинстве случаев в малоустойчивых породах роль цементирующего материала между зернами осуществляется глинистыми фракциями, легко разрушающимися при вызове притока жидкости из пласта в скважину. 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.

Глинистые материалы, по химическому составу представляющие собой смесь каолинитов ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$), смектитов, иллитов, состоят из отдельных пакетов плоских элементарных чешуек, наложенных друг на друга своими плоскими гранями. Отдельная элементарная чешуйка очень тонка, но имеет довольно большую длину и ширину. Накладываясь друг на друга, чешуйки могут образовывать агрегаты большой толщины. Они соприкасаются своими силикатными слоями, но не имеют жесткого скрепления друг с другом и легко могут быть отделены одна от другой. Установлено, что расстояние от основания одной частицы до основания соседней для сухого связующего материала составляет около 0,98 нм, тогда как при погружении в воду межплоскостное расстояние увеличивается до 4,0

нм. Таким образом частицы связующего при набухании стремятся отделиться друг от друга, тем самым приводя в подвижное состояние основу коллектора.

Устойчивость пород к разрушению характеризуется наличием сил трения и сцепления между зернами пород и определяется формулой:

$$\tau = \alpha * P_r + C, \quad (1)$$

где τ – сила устойчивости, Па;

α – коэффициент трения;

P_r – горное давление, Па;

C – сила сцепления, Па.

Обычно сила сцепления слабосцементированных пород мала и устойчивость горных пород к разрушению определяется, в основном, силами трения.

Необходимо также учитывать влияние капиллярных сил на процесс разрушения коллектора. Остаточная вода занимает в порах несцементированного песка пространства так называемых пендулярных колец, окружающих точки контактов смежных песчинок. Межфазное натяжение σ и кривизна мениска поверхности между водой и окружающей углеводородной жидкостью (или газом) создают капиллярное давление P_k , которое приводит к взаимному прижатию контактирующих песчинок. Величина капиллярного давления определяется формулой Плато:

$$P_k = \sigma * \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (2)$$

где R_1 и R_2 – главные радиусы кривизны.

В случае, показанном на рисунке 1, радиус R_2 берется со знаком минус, так как центр этого радиуса кривизны расположен с выпуклой стороны мениска, и формула (1.2) для этого случая получает вид:

$$P_k = \sigma * \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right), \quad (3)$$

Сила капиллярного притяжения двух песчинок друг к другу определяется выражением:

$$F = \pi * R_2^2 * P_k = \pi * R_2^2 * \sigma * \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right). \quad (4)$$

При увеличении водонасыщенности пор размеры и форма пендулярных колец меняются, как показано на рисунке 1. При этом радиус кривизны R_1' увеличивается быстрее, чем радиус кривизны R_2' , и величина разности в скобках в формуле (4) уменьшается. Соответственно, ослабляется и сила капиллярного притяжения смежных песчинок, а в условиях достаточно высокого водонасыщения она вообще может исчезнуть.

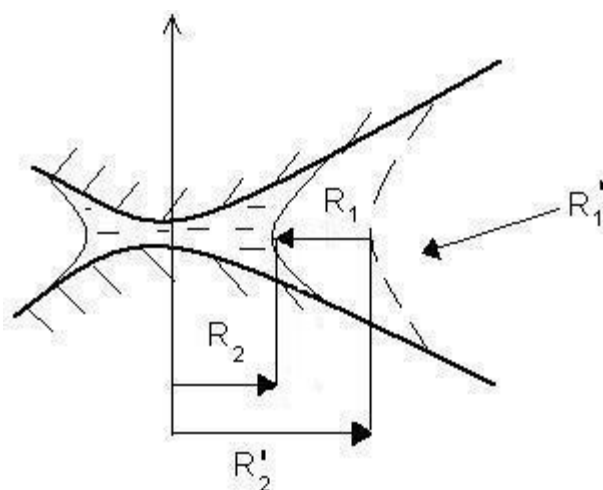


Рисунок 1 – Механизм сцепления песчинок под действием капиллярных сил

При фильтрации углеводорода наблюдается определенная прочность песка, а при фильтрации воды водонасыщенность пористой среды возрастает, силы капиллярного сцепления между песчинками исчезают и, как следствие, интенсивно выносятся песок.

Слабосоленый раствор легко проникает к пендулярным кольцам, увеличивая их размеры и снижая сцепление песка. Вязкие жидкости, имеющие низкую фильтруемость, в меньшей степени повышают водонасыщенность, в зонах еще не размывого песка. В этом случае капиллярное сцепление сохраняется и, соответственно, снижется количество вымытого песка.

Гидратация связующих глин и действие капиллярных сил являются определяющими в разрушении продуктивных коллекторов при поступлении воды.

Основной причиной разрушения призабойной зоны пласта является высокая величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементирующего материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся в скважину.

В процессе строительства скважины гидростатическое давление столба промывочной жидкости уравнивает напряжение в призабойной зоне и способствует сохранению устойчивости стенок скважины. При вызове притока (эксплуатация скважины) равновесное состояние системы скважина-пласт нарушается, происходит разрушение и пластическое течение рыхлых пород, усиливающееся фильтрационными процессами при перемещении пластовой жидкости к забою.

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.

Показано, что при длительном нагружении горных пород, наблюдается явление статической усталости, приводящее к постепенному разрушению материала коллектора. Наличие зависимости прочности от времени при статической нагрузке, получившая название статической усталости, отмечалась многими исследователями. В этой связи многие нефтяные, газовые, газоконденсатные и водозаборные скважины оборудуют фильтрами различных конструкций. Их наличие приводит к перераспределению напряжений в призабойной зоне, увеличению гидравлических сопротивлений, повышению устойчивости пород призабойной зоны усталостным разрушениям, снижению пескопроявлений, переформированию фильтрационных каналов.

Механизм разрушения слабосцементированного коллектора рассматривают, как отрыв от поверхности образца частиц породы, имеющих форму конуса, вершина которого в процессе размыва перемещается в сторону, противоположную направлению фильтрации. В основе теоретических предположений лежит гипотеза о том, что напряженное состояние в призабойной зоне создается весом вышележащих пород, давлением жидкости и напряжением скелета породы:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{пл}} + \delta_{\text{ск}}, \quad (5)$$

где P_{Γ} – суммарное горное давление, МПа;

$P_{\text{пл}}$ – давление пластового флюида, МПа;

$\delta_{\text{ск}}$ – напряжение в скелете породы, МПа.

Направление нормальных напряжений в скелете породы зависит от геологических и топографических условий залегания пласта.

В связи с тем, что при вскрытии продуктивного пласта появляется свободная поверхность, в пристволевой зоне изменяются все три компоненты давления, приводящие к деформации порового коллектора и изменению его фильтрационных свойств.

Прочность пород на сжатие понижается в несколько раз при воздействии на продуктивный коллектор неминерализованным фильтратом промывочной жидкости.

Одной из причин пескопроявлений, образования песчаных пробок является несоответствие выбора конструкции забоев скважин способам вскрытия.

Существующие способы перфорации обсадных труб против продуктивных пластов приводят к разрушению цементного камня, причем в значительном удалении от вскрываемых участков, что ведет к обводнению скважин и выносу песка даже в устойчивых коллекторах.

Образование продольных трещин в колонне, нарушение целостности цементного камня, нарушение плотности контакта цементный камень-

порода, цементный камень-обсадная колонна приводят к выносу песка и образованию песчаных пробок.

Кроме того, при освоении скважин, как правило, производятся стимулирующие обработки призабойной зоны продуктивных горизонтов проведением соляно-кислотных обработок (СКО), гидравлического разрыва пласта (ГРП). Характерной особенностью этих операций является создание высоких избыточных давлений на призабойную зону продуктивных пластов – депрессий и репрессий. Депрессии при этом достигают 15-20 МПа, а репрессии – 30-50 МПа. Воздействие столь высоких гидродинамических нагрузок на элементы крепи и фильтр скважины – один из главных факторов нарушения герметичности разобщения пластов в заколонном пространстве, возникновения заколонных и межпластовых перетоков пластовых флюидов, прорыва подошвенных вод к забою скважины, обводняющих продукцию и выноса песка.

При небольших депрессиях возможен длительный постепенный вынос мелких частиц (суффозия), ведущий к увеличению пористости. При достижении критического значения сдвигающих сил, структура пористой среды разрушается за счет сдвига частиц песков.

Считается, что начало разрушения связано с некоторым предельным общим напряженным состоянием породы, характеризуемым безразмерным коэффициентом (К):

$$K = \frac{2\varepsilon H g \rho_{\text{п}} - P_{\text{заб}}}{\sigma_{\text{сж}}}, \quad (6)$$

где ε – коэффициент бокового распора пород;

H – глубина залегания продуктивного пласта;

g – ускорение свободного падения;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность породы;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление;

$\sigma_{\text{сж}}$ – прочность породы на сжатие.

При $K = 1$ наблюдается равновесие пород и при $K > 1$ – напряженное состояние.

При разработке продуктивных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками, в ПЗП может образовываться зона подвижного песка (пластическая область). В этом случае в первые месяцы эксплуатации скважины наблюдается интенсивное неконтролируемое пескопроявление, связанное с вымыванием песка и образованием каверны (рисунок 2) у кровли пласта, либо у неразрушенного (более прочного) пропластка при неоднородном пласте.

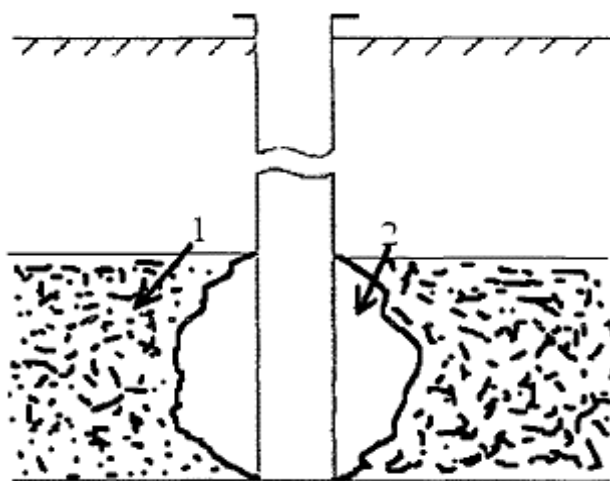


Рисунок 2 – Образование каверны в призабойной зоне пласта за счёт разрушения песчаников: 1 - нефтенасыщенный песчаник; 2 - кавернообразования в песчанике

На образование и характер пластической области влияют многие факторы: перераспределение около горной выработки ранее существовавших напряжений, вызванное бурением; действие бурового раствора на цементирующий материал, скрепляющий зерна песка; ударные нагрузки на призабойную зону при кумулятивной перфорации; темпы отбора пластового флюида и ряд других. Вынос песка обычно увеличивается с ростом отбора продукции, при увеличении водонефтяного фактора, истощении эксплуатируемого пласта.

Вероятно, что песок пластической области удерживается от выноса в скважину силой трения, определяемой давлением вышележащих толщ песка.

Величина давления на любой глубине пластической области зависит от веса вышележащей толщи песка и горного давления вышележащих пород.

Установлено, что вынос песка уменьшается с ростом давления обжима; при достижении давления обжима 0,3 МПа вынос песка стабилизируется и стремится к постоянной величине; песок, имеющий глинистый цемент, может быть подвержен упрочнению.

Нередко роль связующего между песчинками в пласте-коллекторе выполняет сам скважинный флюид. Например, в залежах высоковязкой нефти и битумов. В таких залежах интенсивность выноса песка из пласта в ствол скважины зависит от величины депрессии. Чем выше депрессия, тем больше песка поступает в скважину. Однако, вследствие высокой вязкости скважинного флюида в стволе скважины песчаной пробки может не образовываться. Весь песок остается во взвешенном состоянии в нефти и с нею выносится на поверхность.

Для оценки интенсификации разрушения ПЗП используется критическая скорость выноса частиц породы с забоя скважины. Так отмечается, что вынос частиц породы из скважины не всегда свидетельствует о разрушении ПЗП. Если вынос частиц со временем уменьшается, то идет процесс очищения перфорационных и высокопроницаемых фильтрационных каналов от малосвязанных частиц, а также забоя скважины от ранее разрушенной породы [1].

В работах, связанных с исследованием и разработкой техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами, предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка с разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения: геологические, технологические и технические. Характеристика этих групп состоит в следующем:

1. **Геологические факторы:** глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, её уплотненность и естественная

проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

2. **Технологические факторы:** дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

3. **Технические факторы:** конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

Наряду с вышеуказанным, специалисты Корпоративного научно-технического центра ОАО «НК «Роснефть» (г. Москва) [4] указывают на то, что причины выноса песка также могут быть разделены на три группы (рисунок 3).

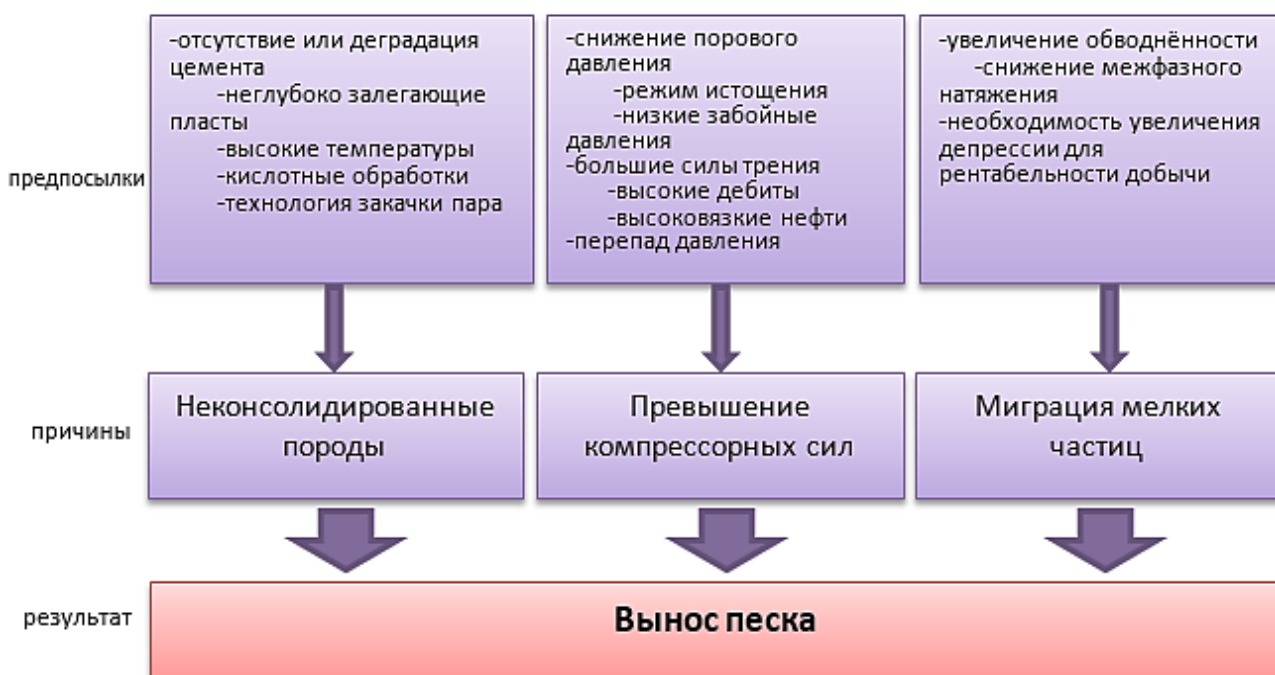


Рисунок 3 – Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка

[2]

1.2. Анализ известных современных представлений по проблеме пескопроявлений

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные дорогостоящие осложнения:

- снижение дебитов из-за образования песчаных пробок;
 - нарушение целостности обсадных колонн;
 - перекрытие интервала перфорации;
 - абразивная эрозия подземного и наземного оборудования скважин и газопроводных систем (трубопроводов, запорных устройств, сепарационного оборудования);
- возникновение необходимости очистки добываемого продукта от песка и его утилизация.

С учетом вышеизложенного, стратегия защиты погружного оборудования от пескопроявления должна учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине.

На практике целесообразность проведения противопесочных мероприятий принимается, обычно, с учетом экономических соображений в сочетании с оценкой возможных технологических осложнений. При этом учитываются возможные последствия от образования песчаных пробок и от выноса на поверхность песка, то есть оценивается влияние песочного «наждака» по всему пути следования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы в скважинах.

Наиболее серьезная угроза, которую представляет выносимый в скважину песок, заключается в возможности снижения производительности скважины ниже экономически оправданного уровня. Песок, который скапливается на забое или образует мостовую пробку, может уменьшить дебит скважины или полностью воспрепятствовать притоку пластового флюида, если скорости восходящего потока недостаточны для транспортировки песка на поверхность.

Содержащийся в продукции скважины песок эродировывает дорогостоящее скважинное и наземное оборудование, которое приходится заменять. Высокие издержки, связанные с потерей добычи во время замены или капитального ремонта суммируются с общими затратами.

Песок может эродировать и выводить из строя внутрискважинные предохранительные клапаны. Повреждение этих механизмов может стать причиной смертельных случаев и серьезного экономического ущерба, особенно в морских условиях и труднодоступных местах.

Эксплуатация скважин с выносом пластового песка на поверхность может способствовать образованию пустот за обсадной колонной, оставляя трубу без поддержки. Затем, в результате опускания и подвижек пластовой породы может развиваться неравномерное распределение сжимающей нагрузки на обсадную колонну, что ведет к ее смятию и изгибу. Вынос в скважину части пластового материала может привести к тому, что порода менее проницаемых пропластков заполнит пространство вокруг обсадной колонны, в результате произойдет значительное и необратимое снижение дебита.

Удаление песка может быть сопряжено с большими затратами, особенно в операциях на море, если этот песок загрязнен нефтью.

Следовательно, вынос песка из пласта в скважину и на поверхность может оказаться чрезвычайно дорогостоящим и потенциально опасным. Последствия выноса песка представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Последствия выноса песка в скважину [1]

1.3. Особенности эксплуатации скважин со слабосцементированными пластами

При эксплуатации нефтегазодобывающих скважин в условиях слабосцементированного пласта, необходимо соблюдение баланса между эффективностью работы погружного оборудования, которая характеризуется достижением максимальных отборов пластовой жидкости и его надёжностью, и долговечностью.

Исследование особенностей разработки месторождений нефти и газа в слабосцементированных терригенных коллекторах показало, что в редких случаях пескопроявление может играть и положительную роль, но только при эксплуатации маломощных пластов, сложенных низкопроницаемыми песчаниками, когда вынос разрушенной породы приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта.

Промысловая практика показывает, что предупреждение выноса песка должно быть осуществлено ещё до того, как продуктивный пласт серьёзно подвергнут пескопроявлению. При увеличении объёма выносимого песка становится всё труднее контролировать дальнейшее течение процесса разрушения ПЗП. Поэтому первоначальные действия по контролю за

пескопроявлением гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы.

Основными источниками механических примесей, попадающих в подземное оборудование, являются продукты разрушения горных пород, либо проппант, закачанный при гидроразрыве пласта (ГРП), а также кристаллы солей; технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и т.д.; продукты корродирования эксплуатационной колонны с образованием солей железа.

Последствиям разрушения коллектора, способам и средствам предотвращения выноса частиц породы в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а также их заканчиванию посвящено много работ.

Основные способы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы:

- способы эксплуатации скважин, обеспечивающие вынос разрушенной породы на дневную поверхность;
- способы эксплуатации скважин, препятствующие выносу разрушенной породы из пласта.

На основе современного представления способы борьбы с пескопроявлением можно условно разделить на мероприятия, снижающие и предотвращающие вынос песка. На рисунке 5 представлена схема, на которой способы борьбы с пескопроявлением в скважинах разделены по признакам.



Рисунок 5 – Способы борьбы с пескопроявлением в добывающих скважинах [3]

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допустимые пределы температур составляют 16-175 °С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы. В таблице 1 представлена матрица применимости каждого из методов в зависимости от условий пескопроявления.

Таблица 1 – Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Суть технологии	Область защиты	Критерии применения
Без защиты		-	-	Маломощные пласты, сложенные из малопроницаемых пород
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана в пласте для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфораций, Прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя
	Применение специальных цементов			
Физико-химические	Применение RCP проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфораций, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием каверн

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относятся, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Газ имеет значительно более низкую вязкость, чем вода или, тем более, тяжелая смолистая нефть. Поэтому газовый пласт, сложенный слабосцементированными песчаниками, может подвергаться более

значительным депрессиям, поэтому в процессе разработки газового месторождения по мере отбора газа происходит стягивание контура водоносности или подъем подошвенной воды, благодаря чему вода приближается к эксплуатационной газовой скважине и, в конце концов, поступает на забой. Если песчаник цементирован глинистым или известковистым материалом, то вода по мере ее отбора из скважины постепенно вымывает этот материал, способствуя разрушению пласта даже при более низких депрессиях, чем первоначально.

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

К **механическим методам** относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

К **физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например, создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

К **химическим методам** предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта композициями смол и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, играющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, что способствует предотвращению выноса песка в скважину [1].

2. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

2.1. Анализ структуры осложнённого фонда месторождений Каспийского моря

Продуктивные пласты нефтяных и газовых месторождений Каспийского моря представлены слабосцементированными песчаниками, в результате чего происходит разрушение скелета породы и вынос песка из пластов в скважины. Среди таких можно выделить нефтяное месторождение «Ч» на западе Туркменистана, разрез которого представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского возраста. Нефтяные залежи приурочены к продуктивным пластам красноцветной толщи, в основном характеризуются режимом растворенного газа с подчинённым влиянием контурных вод. Подстилающие красноцветную толщу породы представлены аргиллитами и плотными глинами, среди которых выделяются отдельные пачки мелкозернистых и тонкозернистых песков и песчаников. Сама толща имеет мощность в пределах 2100-2500 м и состоит из чередующихся пластов песков, песчаников, глин и алевролитов. Глины серые, коричневые, бурые, красные, плотные, известковистые; песчаники мелкозернистые с различной степенью цементации. Начальная пористость продуктивных пластов ~20%, проницаемость ~200 мД, газовый фактор ~250 м³/т, пластовое давление ~350 атм. В нефти преобладают метановые углеводороды, плотность ее колеблется в пределах 0,84-0,86 г/см³ [5].

Добыча из основной части скважин на данном месторождении осложнена значительным количеством механических примесей, что составляет около 67% от общего объёма осложнений (рисунок 6). При этом общем числе механических примесей на долю частиц коллектора приходится значительная часть – около 85%, остальная часть относится к продуктам коррозии и прочему. Механические примеси способствуют снижению гидродинамических характеристик скважины путём кольматации

призбойной зоны пласта, засорения забоя скважины, увеличения вибрации и интенсивного износа насосных установок.

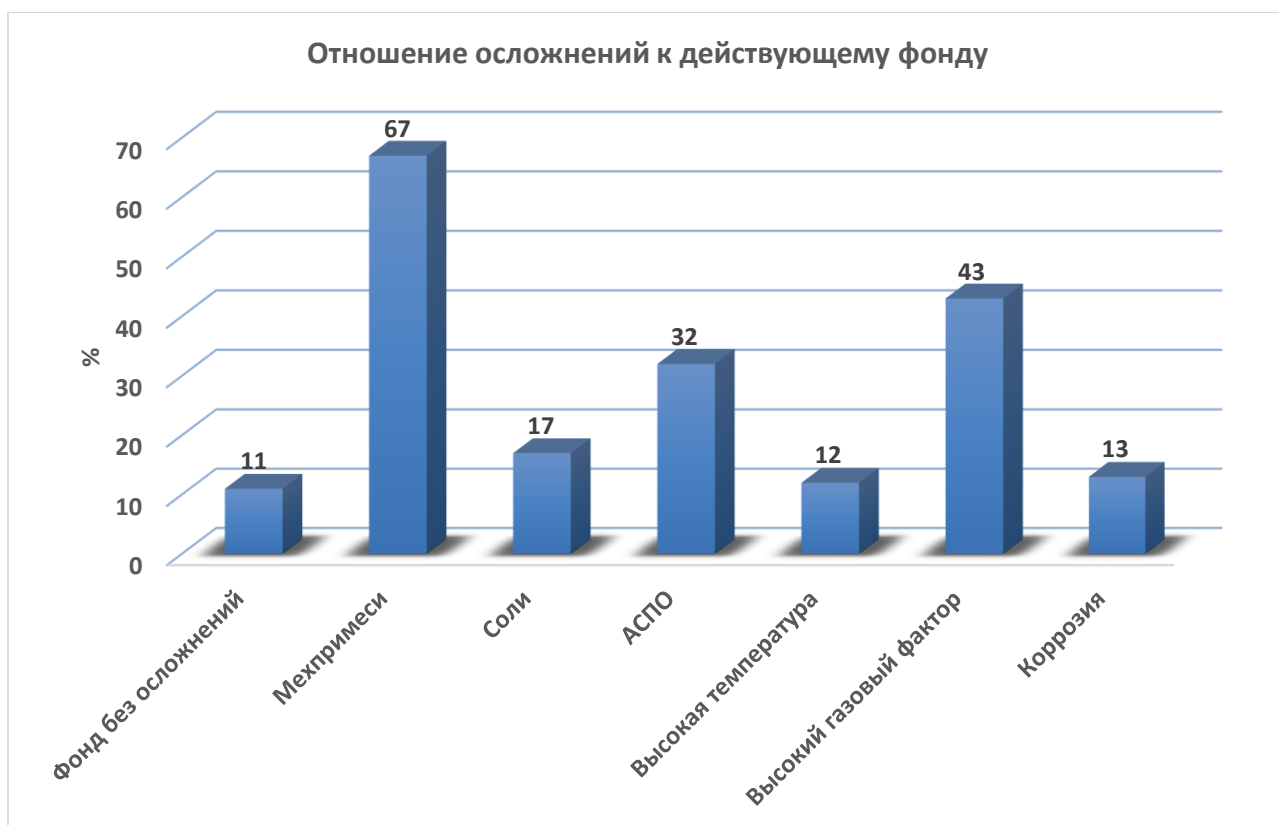
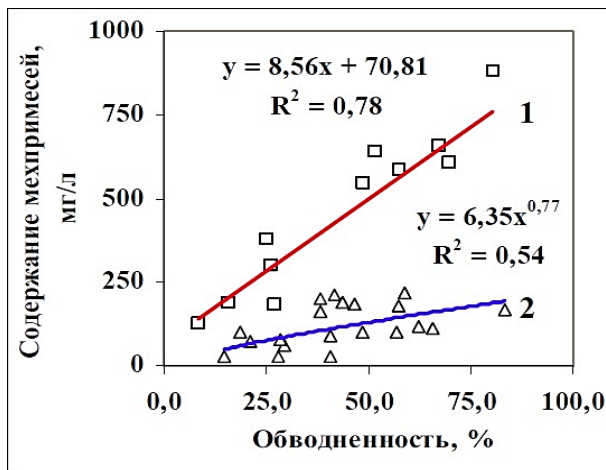


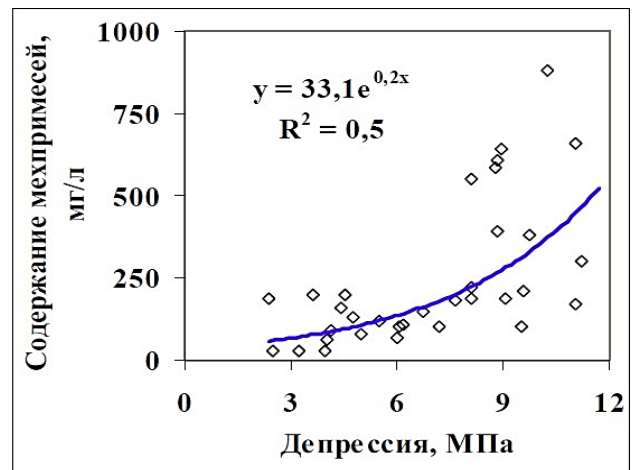
Рисунок 6 – Структура осложнённого фонда скважин

Можно представить аналитические зависимости содержания механических примесей в продукции скважин от технологических параметров их работы (рисунок 7):

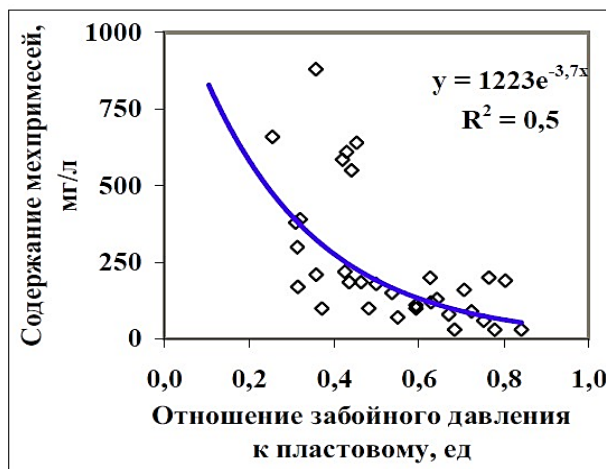
- зависимость содержания механических примесей от обводнённости продукции скважин – $R^2 = 0,78$ для коллекторов, характеризующихся комплексным геофизическим показателем $\alpha_{пс} < 0,5$ (линия 1) и $R^2 = 0,54$ для коллекторов с $\alpha_{пс} > 0,5$ (линия 2) (рисунок 7 а);
- зависимость содержания механических примесей от депрессии на пласт (рисунок 6 б), а также зависимость содержания механических примесей от отношения забойного давления к пластовому (рисунок 7 в) – $R^2 = 0,5$;
- зависимость содержания механических примесей от коэффициента продуктивности скважин (рисунок 7 г) – $R^2 = 0,43$.



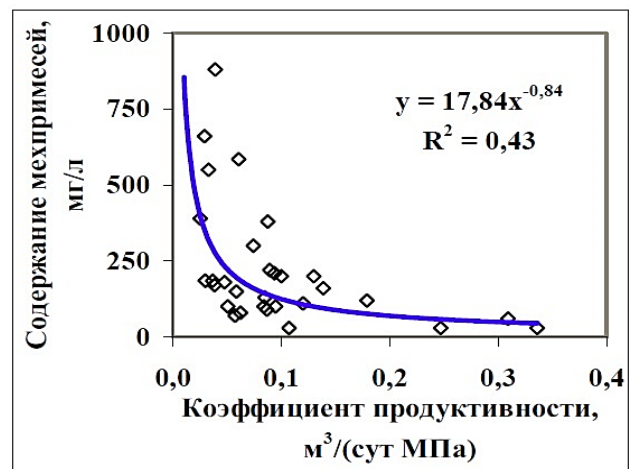
а)



б)



в)



г)

Рисунок 7 – Зависимость содержания механических примесей в продукции скважин пласта [2]

Теоретически механические примеси, присутствующие в продукции скважин, по природе их происхождения можно разбить на 2 большие группы:

1. механические примеси естественного происхождения (например, продукты внутрипластовой суффозии и разрушения ПЗП);
2. механические примеси техногенного происхождения (например, механические примеси, заносимые в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ) с поверхности или в результате плохой очистки труб, а также заносимые с технологическими жидкостями при ремонтах и продукты химических реакций).

Результаты исследования состава горных пород выносимых с продукцией скважин позволяют сделать вывод о том, что 89% случаев

связано с разрушением призабойной зоны пласта, а 11% – это продукты коррозии внутрискважинного оборудования.

Основная часть железистых частиц, выносимых в составе песчаника с добываемой продукцией, образовалась в скважинном пространстве вследствие реакций с реагентами и коррозии подземного оборудования, хотя не исключена возможность некорректной идентификации природы их происхождения.

Минеральная часть песчаников представлена обломочными зернами, имеющими различный генезис: во-первых, это обломки минералов (кварц-полевошпатового состава), выносимые из продуктивного пласта, содержание которых изменяется от долей процента до 15-20% от общего их числа; во-вторых, это обломочные зерна, попавшие с поверхности; в-третьих, новообразования (солеотложения), вызванные применением тех или иных реагентов или нарушением карбонатного равновесия в пластовых водах, поступающих в скважину.

В связи с вышеизложенным в научно-исследовательских работах дают следующие рекомендации по предотвращению попадания механических примесей с дневной поверхности в скважину:

- регулярную очистку ёмкостей перед проведением операций по глушению и промывке скважин;
- обязательную очистку жидкостей, закачиваемых в скважину;
- контроль за подготовкой и очисткой оборудования на поверхности перед спуском его в скважину;
- тщательную очистку внутренней поверхности НКТ;
- применение обтираторов наружной поверхности НКТ [3].

Анализируя количество выносимого песчаника за четыре цикла, заметно его уменьшение в результате выполнения мероприятий объектного мониторинга при эксплуатации месторождения. Так, по сравнению с 46

циклом, среднее содержание выносимого песчаника в продукции скважин уменьшилось более чем в 2 раза (рисунок 8).

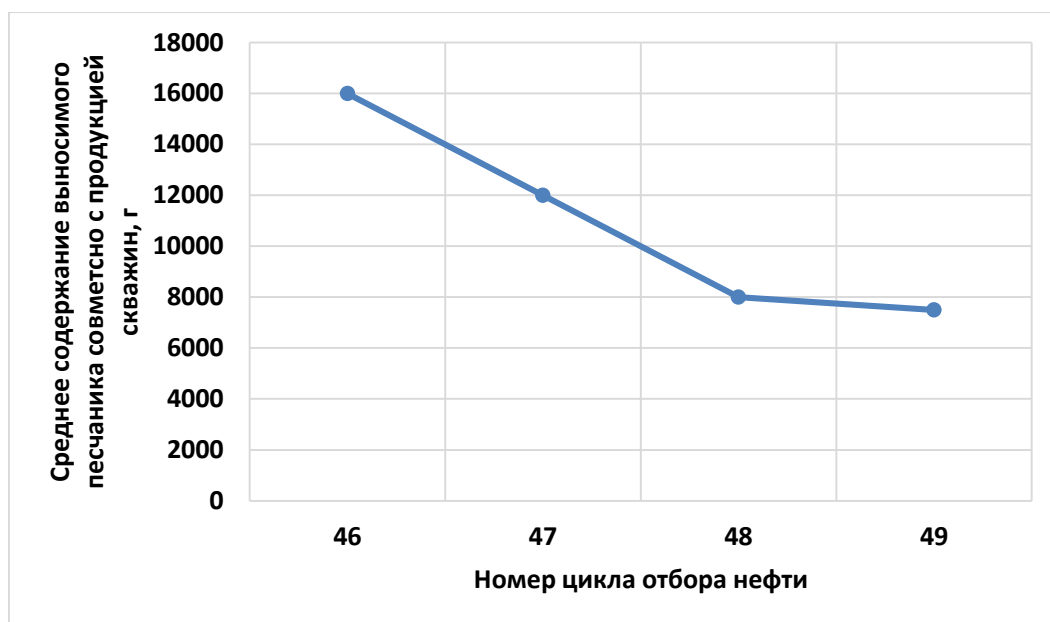


Рисунок 8 – Динамика среднего содержания выносимого песчаника совместно с продукцией скважин

С целью изучения среднего размера выносимых частиц горных пород, присутствующих в продукции скважин, был проведено детальное изучение гранулометрического состава проб.

Таблица 2 – Распределение гранулометрического состава проб горизонта VII

№ скв	Фракция, мм	>1	0,63-1,0	0,4-0,62	0,315-0,39	0,25-0,314	0,14-0,249	<0,139
50	Весовое содержание, г	4,4	1,1	8,4	15,3	32,2	52,2	10,5
	Процентное содержание, %	3,5	0,8	6,8	12,3	26	42,1	8,5
51	Весовое содержание, г	2,6	2,2	6,4	3,7	27	120,9	31
	Процентное содержание, %	1,3	1,1	3,3	2	13,8	61,8	15,8
176	Весовое содержание, г	4,9	7,7	24,2	26,5	101,3	72,3	2,4
	Процентное содержание, %	2	3,2	10	10,8	41,6	30	2,4

Анализ проведённых исследований гранулометрического состава проб позволяет однозначно констатировать, что основной размер зёрен находится в пределах 0,1-0,25 мм, объёмное содержание данной фракции во всех проведённых исследованиях составляет более 50%. В связи с чем, можно констатировать, что песчаник данного месторождения является

мелкозернистым. Кривая распределения суммарного гранулометрического состава породы по размерам фракций скважины №95 представлена на рисунке 9.

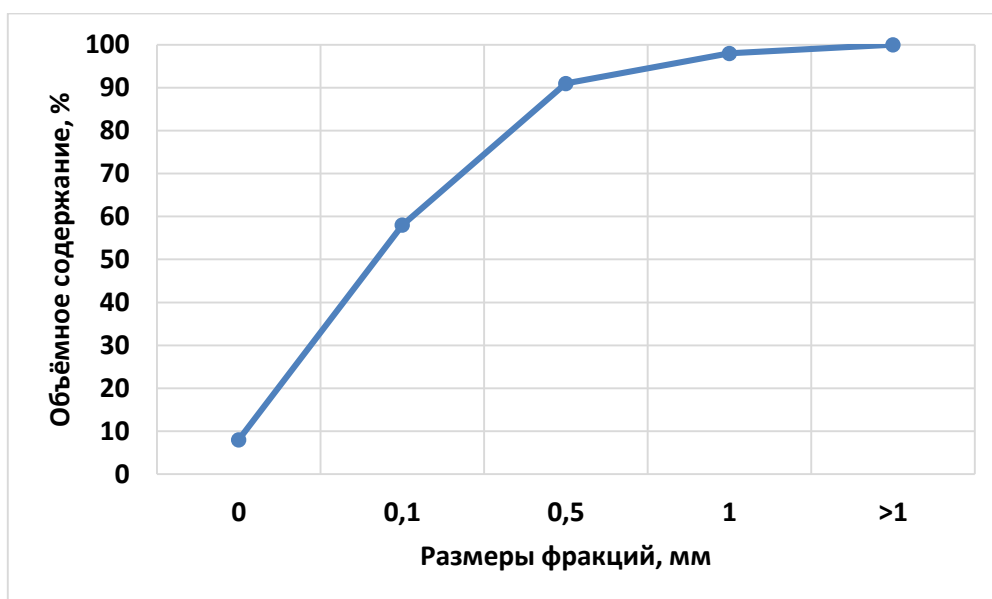


Рисунок 9 – Кривая суммарного гранулометрического состава песчаников горизонта II

Согласно проведённым исследованиям вероятность появления механических примесей с размером зёрен 0,1-0,5 мм или $R = 0,05-0,25$ мм в скважинах, эксплуатирующих горизонт II, составляет 84,1%, что позволяет рекомендовать применение химических способов крепления слабосцементированных продуктивных песчаников [3].

Конструкция добывающих скважин имеет открытый тип забоя с подвешенным на конце НКТ фильтром. Применяются фильтры сетчатого типа.

Фильтр состоит из проволочного волокна нержавеющей стали, навитого вокруг основной трубы с контролируемой плотностью навивки и степенью сжатия. Размер ячеек сетки подбирается в зависимости от гранулометрического состава и концентрации механических частиц. Фильтр обуславливает применение пакеров для герметизации верхней части скважины. Время от времени фильтр забиваются песком, в результате чего приходится останавливать скважину для его очистки или замены.

2.2. Особенности технологии крепления призабойной части пласта физико-химическими методами

Коксование нефти в ПЗП

При разработке нефтяных месторождений термическими методами одним из перспективных способов борьбы с выносом песка является крепление призабойной зоны способом коксования нефти. Сущность способа крепления коксованием состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет продолжительного окисления в призабойной зоне горячим воздухом.

Известно, что термическое разложение нефти завершается образованием твердого углеродистого остатка — кокса. С повышением давления (свыше 1,0 МПа) скорость деструкции не снижается, выход газообразных продуктов распада уменьшается, а количество твердых продуктов реакции увеличивается. При нагнетании горячего воздуха в условиях термического разложения нефти при температуре 260-450°С кислород взаимодействует с компонентами нефти, образуя пары воды, двуокись углерода и низкомолекулярные продукты окисления (эфир, кислоты, альдегиды). При этом структура и свойства остатка нефти значительно изменяются из-за возрастания количества асфальтенов, которые являются коксообразующим материалом нефти.

Этот способ укрепления пластов в скважинах может применяться на ранней стадии эксплуатации месторождений с высокой вязкостью нефти и небольших глубинах залегания пластов.

Однако, данный способ требует дополнительных затрат на использование теплового генератора для получения тепла для нагрева закачиваемого воздуха. В целом, этот метод обработки пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии и удорожанием работ [1].

Для установления возможности предупреждения пескопроявления в [7] изучена эффективность подобного процесса путем коксования высоковязкой нефти в лабораторных условиях.

Песок, нефть и воду перемешивали в весовом соотношении 27:5:1, исходя из их количественного соотношения в пласте, и набивали в кернодержатель, который закрепляли в установке. Через составленную таким образом модель пласта прокачивали воздух, постепенно повышая температуру в термостате с таким расчетом, чтобы не происходило самовозгорание нефти. В течение некоторого времени, в основном до 24 часов, температуру в термостате при прокачивании воздуха выдерживали постоянной, после чего опыт прекращали. В результате таких работ образец модели в кернодержателе оказался прочносцементированным продуктом окисления нефти, проницаемость образца по установившемуся расходу в конце опыта составляла в среднем $1,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Из сцементированного в кернодержателе образца модели вытачивали цилиндрические столбики диаметром 16 мм и определяли их прочность при одноосном сжатии. Прочностная характеристика цилиндрических столбиков оказалась при этой сопоставимой с требованием максимально допустимой депрессии.

В целях определения влияния водной среды на прочностные свойства, полученных в опытах образцов, часть из них помещали в дистиллированную воду на длительное время (до 5 суток). Как было установлено, механические свойства сцементировавшихся образцов не изменяются.

Часть образцов подвергалась воздействию ряда растворителей для ориентировочной оценки химического состава окисленной нефти. Исследуемые образцы выдерживали в n-гептане, очищенном керосине, бензоле, четырех-хлористом углероде и наблюдали за изменением окраски растворителей в течение десяти суток. При этом в опытах с n-гептаном и керосином цвет не изменился, что указывает на отсутствие в окисленной нефти смолистых веществ и низкомолекулярных асфальтенов. В опытах с

бензолом и четыреххлористым углеродом растворители окрашивались в желтый цвет. Это говорит о наличии в окисленной нефти высокомолекулярных асфальтенов и карбенов. Результаты проведенных опытов с растворителями дают основание для утверждения, что прочность образцов не является предельной. Для повышения их прочности необходимо более глубокое окисление нефтяного остатка путем применения катализаторов, определения оптимальной технологии окисления и т.д.

Из приведенных экспериментов, проведенных в лабораторных условиях, можно сделать вывод: слабосцементированные коллекторы нефтяных месторождений можно с успехом крепить путем коксования, насыщающих их высоковязких нефтей, при этом оптимальная температура коксования 205-215°C. Этот способ будет ближайшим резервом, предупреждающим вынос песка из пласта, не только на этапе геологоразведочных работ, но и при эксплуатации скважин, при вводе месторождений в разработку. Однако его применение требует разработки забойного теплового генератора [6].

Применение RCP – проппантов

Для скважин с интенсивным пескопроявлением, приводящим к образованию каверн в пласте, была испытана технология крепления на основе малотоннажного гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием RCP-проппанта массой до 5 т.

Суть данной технологии заключается в создании в призабойной зоне хорошо проницаемого для добываемых флюидов экрана за эксплуатационной колонной и в пласте, но препятствующего выносу несцементированного мелкодисперсного песка.

С этой целью в призабойную зону скважины производилась закачка RCP-проппанта по дизайну ГРП.

RCP-Проппант (Resin Coated Proppant – с англ. покрытый смолой проппант) покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание

РСР проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание РСР-проппанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C). Фракция закачиваемого проппанта подбиралась исходя из данных гранулометрического анализа попутно выносимого песка. Поскольку температура пластов ПК в обрабатываемых скважинах ниже 70°C, к закачиваемому РСР-проппанту добавлялись активаторы спекания MS-1, ПКК-1.

Недостатками данного метода можно считать сравнительно большой расход проппанта на одну скважино-опрецию, вынос проппанта в скважину, трудность работы с низкотемпературными скважинами, тщательный подбор активаторов [1].

2.3. Особенности технологии крепления призабойной части пласта химическими методами

2.3.1. Химический метод крепления призабойной зоны пласта

Химический метод крепления грунта в ПЗП нефтяных скважин, осуществляемый путём закачки через отверстия фильтра специального химического реагента (смолы), разработан Азербайджанским научно-исследовательским институтом по добыче нефти (АзНИИ) и применяется для борьбы с пробкообразованием.

Реагент обладает способностью разлагаться и выделять не растворимые в воде и нефти смолы, которые, затвердевая, связывают частицы песка в проницаемую и в то же время прочную и устойчивую против размыва массу при наличии в поровом пространстве как воды, так и нефти.

Разложение реагента и твердение смолы при высоких температурах происходит в призабойной зоне глубоких скважин (60°C и выше) быстро и без участия катализаторов. Время твердения смолы в зависимости от температуры приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Время твердения смолы в зависимости от температуры

Температура, °С	60	70	80	90
Время, сутки	12	8	5	3

При низких температурах в призабойной зоне неглубоких скважин разложение реагента и твердение смолы происходит крайне медленно. Для ускорения твердения смолы на холоде применяют катализатор – 20 %-ный раствор соляной кислоты. В соответствии с различными свойствами смолы применяют две технологии крепления ПЗП:

1. для скважин с температурой на забое 60°С и выше;
2. для скважин с температурой на забое ниже 60°С.

Выбор скважин для химической обработки. Химическое крепление призабойной зоны рекомендуется во всех скважинах действующего фонда, законченных бурением и капитальным ремонтом, которые не поддаются вводу в эксплуатацию вследствие частого пробкообразования. Нельзя подвергать химической обработке только такие скважины, в призабойной зоне которых происходят обвалы с разрушением кровли пласта.

Скважины, подлежащие обработке, должны удовлетворять следующим требованиям:

- они не должны иметь дефектов в эксплуатационной колонне и посторонних предметов на забое;
- чуждые воды в них должны быть изолированы;
- столб жидкости в скважинах должен быть не менее 150 м;
- скважины, вышедшие из бурения и капитального ремонта, можно обрабатывать лишь после некоторого дренирования пласта;
- скважины, эксплуатационные объекты которых представлены частым чередованием глинистых и песчаных пропластков или сильно глинистыми песками, обрабатывают только по первой технологии. Температура на забое таких скважин должна быть ниже 50°С.

Скважины с большими фильтрами (более 30 м) следует обрабатывать в два-три приема на высоту не более 30 м.

Подготовительные работы. Перед химической обработкой скважины необходимо обследовать эксплуатационную колонну и очистить забой скважины от песчаной пробки; измерить температуру на забое; измерить забой и уровень и определить поглотительную способность.

Обработка скважин с температурой на забое 60°C и выше. В скважину спускают 2 1/2 – 3” заливочные трубы до верхних отверстий фильтра. Заливочные трубы при помощи планшайбы устанавливают на трубную головку и оборудуют заливочной головкой. В нижней части заливочных труб устанавливают пакер, посредством которого герметизируют кольцевое пространство между обсадной колонной и заливочными трубами.

Процесс обработки протекает следующим образом. После жесткого соединения трубами заливочного агрегата с заливочной головкой в заливочные трубы закачивают нефть, вслед за нефтью закачивают смолу; после этого смолу вытесняют нефтью из заливочных труб и задавливают в пласт.

В скважинах, характеризующихся большим поглощением, можно применять в качестве продавочной жидкости воду.

Чтобы не оттеснять смолу из обрабатываемой зоны в глубь пласта, необходимо при расчете точно определить количество продавочной жидкости; оно должно соответствовать объёму заливочных труб под статическим уровнем плюс объём колонны в интервале от башмака заливочных труб до нижних отверстий фильтра.

После задавки смолы в пласт следует разжать пакер и приподнять трубы на 50-100 м, затем закачать через трубы 200-250 л воды, чтобы смыть с их стенок пленку смолы, и оставить скважину в состоянии покоя на все время твердения смолы.

Примерный расчёт обработки

Характеристика скважины: забой – 2265 м; диаметр эксплуатационной колонны – 6”; фильтр – 2244-2249 м; статический уровень – 1063 м;

температура на забое – 78°C. Заливочные трубы спущены на 2232 м, в том числе 3” – 1030м; 2 1/2” – 1202 м.

Кольцевое пространство между обсадной колонной и заливочными трубами герметизировано пакером, спущенным на конце заливочных труб. Объем заливочных труб под статическим уровнем равен $1169 \times 0,00302 = 3,5$ м³, где 0,00302 – объем в м³ 1 пог. м 2 1/2” труб.

Количество смолы в м³ для крепления призабойной зоны определяется из следующего уравнения:

$$V = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) H \alpha = 1,52 \text{ м}^3, \quad (7)$$

где D – диаметр зоны крепления, равный 1 м;

d – диаметр эксплуатационной колонны, равный 0,168 м;

H – высота фильтра, равная 5 м;

α – коэффициент пористости, равный 0,40.

Продавочной жидкости потребуется:

$$Q = \frac{l_1 V_{\text{зал}} + l_2 V_{\text{к}}}{\gamma} = 4,5 \text{ м}^3, \quad (8)$$

где $l_1 = l - h_{\text{ст}}$ (рисунок 10);

$$l_2 = l_{\phi} - l;$$

$\gamma = 0,85$ – удельный вес продавочной жидкости (нефти);

$V_{\text{зал}}$ – объем 1 пог. м заливочных труб, равный 0,00302 м³;

$V_{\text{к}}$ – объем 1 пог. м колонны, равный 0,0176 м³;

l_{ϕ} – расстояние от устья скважины до дыр фильтра, м;

l – длина спущенных заливочных труб, м;

$h_{\text{ст}}$ – расстояние от устья скважины до статического уровня, м.

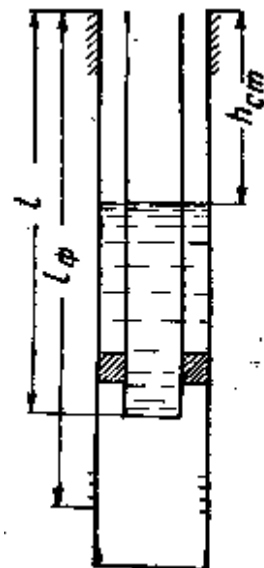


Рисунок 10 – Схема

скважины

Обработка скважины с температурой на забое ниже 60°C.

Скважину оборудуют так же, как и в предыдущем случае.

Процесс обработки протекает следующим образом. После замера статического уровня через заливочные трубы в скважину закачивают 15%-ную соляную кислоту для предварительной кислотной обработки и удаления

из нее углекислых солей. Кислоту закачивают порциями в 6-12 приемов с перерывами между приемами в 30-60 минут. Остаток кислоты из заливочных труб продавливают в скважину нефтью. Через 10-16 часов после окончания задавки кислоты в пласт, закачивают смолу.

Перед закачкой в смолу добавляют от 3 до 5% к объёму смолы 15%-ную соляную кислоту для расслоения смолы на два слоя – воду и собственно смоляной слой. Точнее объём добавляемой кислоты определяют путем ряда контрольных титрований средней пробы смолы.

Кислоту дозируют в таком количестве, чтобы расслоение смолы на воду и собственно смоляной слой полностью произошло в пласте к концу её закачки. Смоляной слой представляет собой легко подвижную жидкость и сохраняет эту подвижность не менее 10-12 часов. Добавлять кислоту к смоле следует в ёмкости агрегата малыми порциями при непрерывном перемешивании смолы.

Из заливочных труб в пласт смолу продавливают нефтью.

Расчёт количества нефти для продавки производится таким же способом, как и в предыдущем случае.

После задавки нефтью смолы, в пласт закачивается 20%-ную соляную кислоту, служащую катализатором твердения смолы. Время твердения смолы – двое суток. Кислоту задавливают в пласт порциями в 3-4 приема с перерывами по 30 минут. Количество кислоты берут равным двум объёмам закаченной смолы. Кислоту вытесняют из заливочных труб в пласт нефтью или водой. Кислоту закачивают в скважину кислотным агрегатом; нефть, воду и смолу – заливочным.

Поглощение закачиваемых жидкостей контролируется в процессе работы прослеживанием уровня в заливочных трубах.

После окончания продавки кислоты пакер разжимается и трубы приподнимаются на 50-100 м, после чего скважина остается в состоянии покоя на двое суток для твердения смолы.

При отсутствии на забое в интервале фильтра смоляного стакана, шамеряют поглотительную способность скважины, после чего ее вводят в эксплуатацию.

Примерный расчет обработки

Характеристика скважины: забой – 586 м; диаметр эксплуатационной колонны – 6”; фильтр – 574-578 м; статический уровень – 113 м; температура на забое – 32°C. Заливочные 2 1/2” трубы спущены на 565 м; пакер установлен на глубине 150 м.

Объём заливочных труб под статическим уровнем равен $452 \times 0,00302 = 1,365 \text{ м}^3$.

- Расчёт кислотной обработки

Содержание CaCO_3 в песке – 6%.

Количество углекислого кальция в подвергнувшейся обработке зоне будет составлять:

$$\frac{\pi}{d} (D^2 - d^2) H \gamma_{об} * 0,06 = 0,785 * (1 - 0,168^2) * 4 * 2 * 0,06 = 0,368 \text{ т},$$

(9)

где $\gamma_{об} = 2$ – объёмный вес песка. Остальные обозначения те же, что и в предыдущем примере.

Для растворения 100 кг CaCO_3 требуется 73 кг HCl , а для растворения 0,368 т – 268 кг.

В пересчёте на 15%-ный раствор требуется приблизительно 1800 кг = 1,7 м³.

Для полноты растворения CaCO_3 берут $1,7 * 3 = 5,1 \text{ м}^3 \text{ HCl}$.

Потребное количество смолы составит (в м³):

$$V = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) H \alpha = 1,22 \text{ м}^3$$

- Добавка кислоты к смоле

На основании данных титрования смолы кислотой добавляется на каждый литр смолы 0,049 л 15%-ной соляной кислоты.

Необходимая добавка кислоты:

$$V_{\text{HCl}} = 1220 * 0,049 = 59,8 \text{ л.}$$

- Закачка смолы и задавка ее в пласт

Через 16 часов после окончания задавки кислоты в пласт закачивают смолу, затем закачивают 200 л нефти, с тем чтобы смолу довести до башмака заливочных труб.

Для установления статического уровня, делают выдержку времени в 1 час. Задавку смолы производят в пласт нефтью.

Количество продавочной жидкости:

$$Q = \frac{l_1 V_{\text{зал}} + l_2 V_{\text{к}}}{\gamma} = \frac{452 * 0,00302 + 13 * 0,0176}{0,85} = 1,88 \text{ м}^3$$

После задавки смолы в пласт нефтью, в скважину закачивают 2,5 м³ 20%-ной соляной кислоты в два приема: вначале 2,0 м³, через 30 минут ещё 0,5 м³. Соляную кислоту продавливают в пласт водой в объёме 1,4 м³ равными объёмами в три приема с интервалами по 30 минут. После продавки кислоты, разжимается пакер, трубы поднимаются на 50 м, и скважина остается в состоянии покоя в течении двух суток для затвердения смолы.

2.3.2. Укрепление грунта призабойной зоны пласта цементно-песчаной смесью

Метод крепления призабойной зоны скважины цементно-песчаной смесью является одним из эффективных мероприятий по борьбе с пробкообразованием в скважинах.

Сущность метода заключается в закачке в прифильтровую часть скважины через дыры фильтра смеси цемента и песка и создания в этой зоне проницаемой и прочной массы, устойчивой против фильтрационных деформаций. Применяемые материалы: тампонажный цемент, мелкозернистый песок фракций 0,25-1 мм, чистый, без глинистых частиц и вода.

Полученная бетонная масса имеет проницаемость, равную 0,1-0,5 Д, соответствующую проницаемости пород, устойчивых к фильтрационным деформациям.

Приготавливают цементно-песчаную смесь непосредственно у буровой. В ворону заливочного агрегата снизу подают воду, а сверху засыпают цементно-песчаную смесь. Образовавшийся раствор направляют в ёмкости заливочного агрегата, тщательно перемешивают лопатами, измеряют и затем закачивают через заливочные трубы в скважину.

Расчёт необходимого количества материалов для производства цементно-песчаной смеси

Объём смеси для создания цементно-песчаного кольца вокруг эксплуатационной колонны высотой, равной мощности фильтра, составляет (м^3):

$$V = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) H \alpha + \frac{\pi}{4} d^2 H, \quad (10)$$

где D – диаметр зоны крепления, м;

d – диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – высота фильтра, м;

α – коэффициент пористости пласта.

Водоцементный и водопесочный фактор принимают равным 0,5, то есть на каждую тонну цемента и песка, идущих для получения смеси, берут по 0,5 тонн воды.

Соотношение песка и цемента в смеси устанавливают из расчёта на три весовые части песка одна весовая часть цемента, то есть для производства цементно-песчаной смеси расходуют на каждую тонну цемента 0,5 т воды, 3 т песка и 1,5 т воды.

Весовое количество цемента в тоннах:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{1}{6} Q_{\text{смеси}} = \frac{1}{6} V_{\text{смеси}} \gamma_{\text{смеси}}. \quad (11)$$

Удельный вес смеси определяют из уравнения (12):

$$\frac{1}{\gamma_{\text{ц}}} + \frac{0,5}{\gamma_{\text{в}}} + \frac{3}{\gamma_{\text{п}}} + \frac{1,5}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{6}{\gamma_{\text{смеси}}}; \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{смеси}} &= \frac{6\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{п}}\gamma_{\text{в}}}{3\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{в}} + \gamma_{\text{п}}\gamma_{\text{в}} + 2\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{п}}} = \frac{6 * 3,15 * 2,65 * 1}{3 * 3,15 * 1 + 2,65 * 1 + 2 * 3,15 * 2,65} \\ &= 1,74 \end{aligned}$$

Здесь $\gamma_{\text{ц}} = 3,15$ уд. вес цемента;

$\gamma_{\text{п}} = 2,65$ уд. вес песка;

$\gamma_{\text{в}} = 1$ уд. вес воды;

$\gamma_{\text{смеси}} = 1,74$ уд. вес смеси.

Весовые количества сухого цемента $Q_{\text{ц}}$, песка – $Q_{\text{п}}$ и воды в цементно-песчаной смеси определяют по следующим формулам:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{1}{6} Q_{\text{смеси}} = \frac{1}{6} V_{\text{смеси}} \gamma_{\text{смеси}} = \frac{1}{6} * 1,74V = 0.29V_{\text{смеси}}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{п}} = \frac{3}{6} Q_{\text{смеси}} = \frac{3}{6} V_{\text{смеси}} \gamma_{\text{смеси}} = 0.9V_{\text{смеси}}; \quad (14)$$

$$Q_{\text{в}} = \frac{2}{6} Q_{\text{смеси}} = 0.6V_{\text{смеси}}. \quad (15)$$

Необходимое количество жидкости для продавки раствора смеси:

$$V_1 = 0,785d_1^2 l, \quad (16)$$

где d_1 – внутренний диаметр заливочных труб, м;

l – длина заливочных труб, м.

По номограмме (рисунок 11) определяют расчётное количество цемента, песка и воды.

По другой номограмме (рисунок 12) определяют количество воды, необходимой для продавки раствора смеси в пласт.

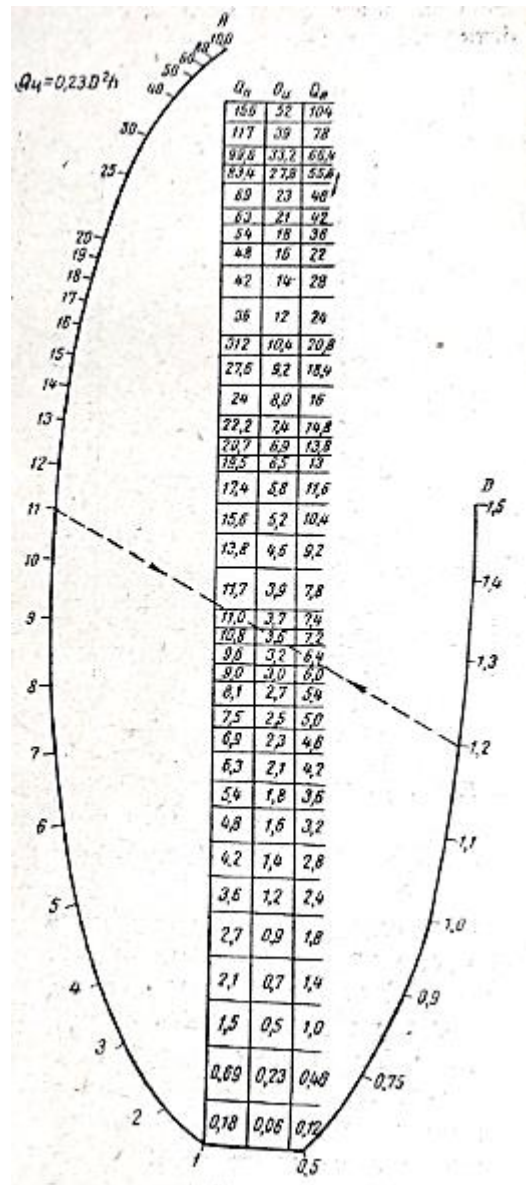


Рисунок 11 – Номограмма расчётного количества цемента, песка и воды для приготовления цементно-песчаной смеси (Пример. Дано: $D=1.2$ м; $h=11$ м. Находим: $Q_ц=3,7$ т; $Q_п=11$ т; $Q_в=7,4$ т)

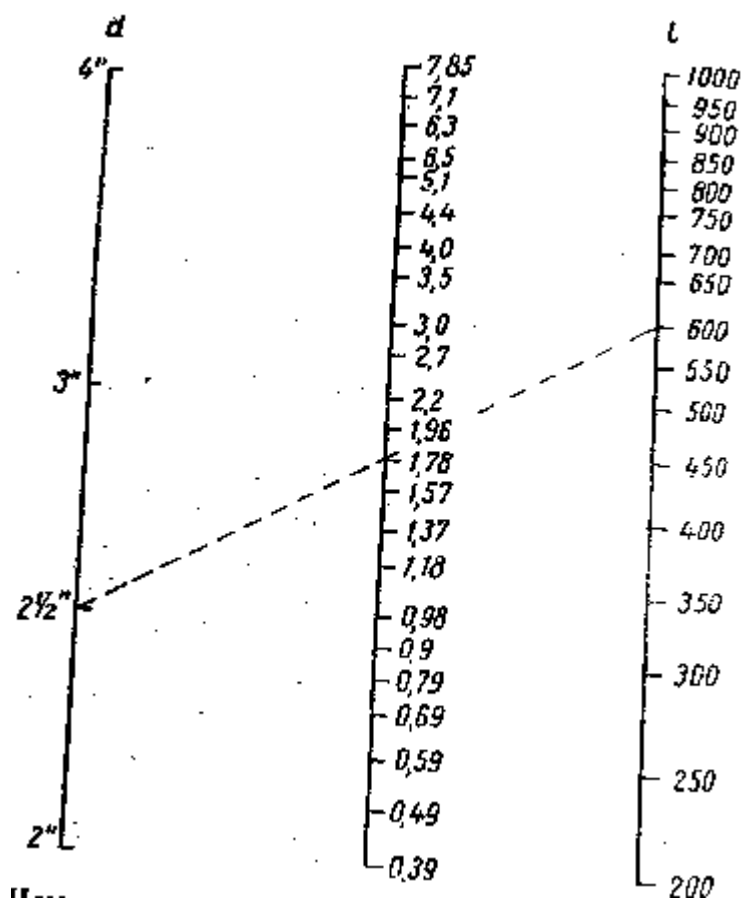


Рисунок 12 – Номограмма расчётного количества продажной воды
 (Пример. Дано: $d=2\frac{1}{2}$ ”; $l=600$ м. Находим: $V=1.78$ м³)

Перед закачкой цементно-песчаной смеси следует закачать в скважину чистый цементный раствор в количестве 0,5 м³ для предотвращения разжижения смеси. Цементно-песчаной смесь закачивают в скважину на максимальной скорости агрегата.

При достижении смесью башмака заливочных труб затрубное пространство скважины закрывают и продавливают смесь в ПЗП. После окончания продавки, затрубное пространство открывают, восстанавливают циркуляцию до чистой воды и поднимают заливочные трубы.

Для затвердения цементно-песчаной смеси скважину оставляют в покое на 48 часов; по истечении срока затвердения проверяют забой скважины, разбуривают стакан, промывают забой до чистой воды, определяют поглотительную способность. После этого скважину сдают в эксплуатацию.

В скважинах, имеющих длинные фильтры (более 20 м), обработку производят ступенчатым методом: сначала обрабатывают верхнюю часть фильтра, а затем нижнюю. Для обработки верхнего интервала фильтра, нижнюю часть засыпают песком, который при последующей обработке интервала очищают промывкой [8].

2.4. Анализ современных применяемых химических композиций для крепления пород в призабойной части пласта

К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта композициями смол и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, играющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, что способствует предотвращению выноса песка в скважину.

Проницаемые тампонажные составы

Исследователями показано, что роль фильтрата может выполнять высокопроницаемый тампонажный камень, образующийся в результате схватывания закачанной в скважину тампонажной смеси. Наибольший интерес представляют смеси портландцементов, как наиболее дешевого и доступного вяжущего. Он нетоксичен, удобен в применении и формирует достаточно прочный камень, сохраняющий свои свойства во времени.

Известна тампонажная композиция для крепления призабойной зоны, которая содержит в мас. %: 30-40 цемента, 20-30 песка, 10-15 хлористого натрия, 3-5 фосфомела - отхода преципитатного производства на основе карбоната кальция и водный раствор хлористого натрия - остальное.

Известен способ крепления скважины с использованием цементного раствора, включающий последовательное закачивание моющей буферной жидкости, трех порций цементного раствора, отличающийся тем, что в качестве первой и второй порций цементного раствора используют цементный раствор плотностью 1650-1750 кг/м³ с эрозионными свойствами. Они содержат смесь портландцемента тампонажного и абразивного

материала - мелкодисперсного песка кварцевого со средним размером зерен не более 1 мм в мас. соотношении от 100:8 до 100:10, а также поливинилспирт - ПВС-ВР в количестве 0,4-0,6% и пеногаситель в количестве 0,04-0,06% по массе цемента. В качестве третьей порции используют указанный цементный раствор, содержащий дополнительно хлористый кальций в количестве 2% и хлористый натрий в количестве 1%, предназначенные для ускорения схватывания цементного раствора, оказывающими синергическое влияние друг на друга, по массе цемента, и с плотностью не менее 1850 кг/м³.

Недостатками данного способа является чувствительное снижение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора после обработки, малая успешность проводимых операций, ввиду неконтролируемого времени отверждения и быстрой потери текучести.

Одним из традиционных методов является установка цементных мостов в нижней части скважины.

Однако данный метод неселективен и малоэффективен (эффективность составляет не более 30%), т.к. вода продолжает продвигаться по пласту вне установленного моста. Эффект является краткосрочным, а малый межремонтный период требует повторного ремонта и новых затрат на КРС.

Используется технология крепления и состав на цементно-карбонатной основе (ЦКС), который образует в призабойной зоне прочный и проницаемый барьер. Эффективность обработки зависит, главным образом, от качества и количества ЦКС и темпа его нагнетания в пласт, которые определяют условия формирования в призабойной зоне пласта относительно прочного и проницаемого экрана.

Исходными компонентами состава являются:

- портландцемент тампонажный;
- карбонатный песок (фракция 0,5-5,0), содержащий CaCO₃ не менее 90%;

- кислота соляная синтетическая;
- нефть;
- вода техническая (пресная или морская);
- чистый и однородный кварцевый песок (фракция 0,5-0,85).

Нефть, входящая в состав жидкости затворения ЦКС и являющаяся замедлителем начала схватывания бетона, увеличивает продолжительность действия соляной кислоты на карбонатное вещество. Также нефть является песконосителем.

Максимальное пластовое давление не должно превышать 10 МПа, а забойная температура – 50°C. В каждом отдельном случае пластовое давление и температура пласта должны быть ниже критических значений, при которых CO₂ не находится в растворенном состоянии.

Продавочной жидкостью ЦКС продавливают в призабойную зону пласта. После окончания процесса, при наличии давления, герметизируют устье скважины и в течение 72 часов ведут наблюдение за регистрирующим манометром. Через 3-5 суток после затвердения раствора проверяется забой и уровень, при наличии пробки производится ее чистка (промывка) или разбуривание.

К недостаткам относят малую эффективность и необходимость большого количества времени на ее проведение.

Крепление смолами

Технология крепления призабойной зоны скважин основана на применении метода тампонирования под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта.

Крепление смолами занимает значительную долю среди технологий борьбы с пескопроявлением о чем свидетельствует большое количество патентов, как отечественных так и зарубежных, представленных в таблице 1 (Приложение А).

а) Карбамидные смолы

Известен способ крепления призабойной зоны пласта, включающий создание фильтра путем закачки отверждаемого полимерного состава в призабойную зону, в качестве отверждаемого полимерного состава используют водный раствор карбамидной смолы, хлористого аммония и нитрита натрия в следующем соотношении, мас. %:

- карбамидная смола – 80%
- хлористый аммоний – 1-3%
- нитрит натрия – 1-3%
- вода – остальное

Его закачивают в призабойную зону скважины в количестве 0,5 порового объема закрепляемой породы, продавливают одним поровым объемом гидрофобной жидкостью (товарной нефтью, керосином, соляной и т.п.) и производят выдержку на реагирование и отверждение в течение суток. Сущность данного способа состоит в частичном заполнении межзернового пространства закрепляемой породы отверждаемым раствором смолы за счет размазывания ее гидрофобной, продавливающей жидкостью.

Кроме того, в процессе реакции хлористого аммония и нитрита натрия в пластовых условиях происходит выделение азота, который обеспечивает образование пористой структуры твердеющей массы и улучшает укрепляющие свойства состава за счет повышения адгезионной прочности полимерной пленки с минеральными зернами.

Способ применения данной композиции технологически достаточно прост. В состав композиции входят легкодоступные, нетоксичные компоненты, вырабатываемые промышленностью в большом объеме. Цена их не велика. Однако применение данной композиции снижается проницаемость призабойной зоны пласта на 35-40% от первоначальной. Прочность скрепления также сравнительно невелика и составляет около 2 МПа.

б) Фенолформальдегидные смолы

Известен состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин. В своем составе композиция содержит формальдегидную смолу и отвердитель на основе раствора сульфокислоты. Количество отвердителя в составе составляет 7-15%. Отвердитель состоит из раствора ароматической сульфокислоты в настое спирта на лигнине гидролизном - отходе при гидролизе щепы и опила при количестве настоя спирта 10-40% с добавлением поверхностно-активного вещества в количестве 8-12% от массы отвердителя. При этом массовое соотношение спирта и лигнина гидролизного в настое составляет 10:1-1:1, причем состав дополнительно в качестве наполнителя содержит оставшиеся после настоя спирта на лигнине гидролизном дисперсные частицы лигнина гидролизного в количестве 3-20%.

Отверждение состава на основе формальдегидных смол происходит за счет реакции поликонденсации непосредственно в скважинных условиях. Добавки пропитанных спиртом диспергированных частиц лигнина гидролизного активируют формальдегидное связующее, повышая его адгезионную способность, что, соответственно, обеспечивает значительные силы сцепления на контакте отвержденная смола-труба и смола-порода. Величины этих сил превышают силы взаимного сдвига слоев, возникающих при нагружении трубы внешним давлением. Таким образом, присутствие вытяжки и дисперсных частиц лигнина гидролизного в тампонирующей смеси способствует более высокой адгезии образованного камня к породе пласта, регулированию времени потери текучести и увеличению прочностных свойств тампонирующего состава.

Результатом применения данной композиции является создание сравнительно прочного фильтра в призабойной зоне пласта (до 4,7 МПа) и приемлемым сохранением ее проницаемости.

Также известен состав для укрепления слабосцементированного пористого пласта. Данный состав для укрепления слабосцементированного

пористого пласта содержит фенолформальдегидную смолу, водный раствор соляной кислоты 15%-ной концентрации, оксипропилированный алкилфенол, а также гетероциклическое кислородсодержащее соединение 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

- фенолформальдегидная смола 78 - 86;
- водный раствор соляной кислоты 15%-ной концентрации 12,7-19,5;
- оксипропилированный алкилфенол 0,3 - 0,5;
- 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан 1 – 2.

Введение в крепительный состав на основе фенолформальдегидной смолы функциональной добавки 4-метил-4-фенил-1,3-диоксана в области концентраций 1-2 мас. % способствует усилению адгезионной связи полимерного соединения с минеральными зёрнами слабосцементированного пласта за счет модификации структуры полимера гетероатомами кислорода с необобщенными электронами, имеющимися в химическом строении предлагаемой добавки. Композиция создает прочный полимерный фильтр с потерей проницаемости до 7% от первоначальной.

Несмотря на все достоинства применения фенолформальдегидных смол в качестве основы композиции для крепления призабойной зоны пласта, главным недостатком является токсичность ее компонентов.

в) Фурфуриловый спирт

Известен состав для крепления призабойной зоны пласта, включающий кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта, концентрированную техническую соляную кислоту и воду, дополнительно содержащую ацетон и 25%-ный водный раствор аммиака в отношении объемных частей, равном 1:1, при следующем соотношении компонентов, % об.:

- кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта – 57-75
- концентрированная техническая соляная кислота – 8-19

- ацетон – 2-4
- водный раствор аммиака 25%-ной концентрации – 2-4
- вода – остальное

Принцип применения данного состава основан на реакции полимеризации фурфуроливого спирта в полимерные смолы в присутствии протонных кислот.

Совместное применение ацетона и аммиака позволяет замедлить процесс полимеризации фурфуроливого спирта в присутствии кислотного катализатора - соляной кислоты, а также процесс образования фурфуrolацетонного олигомера, что способствует сохранению высокой проникающей способности состава за счет предотвращения повышения его реологических свойств (вязкости и т.д.) и, в целом, увеличивает время отверждения состава.

Также известен метод крепления песка, который также заключается в применении композиции на основе фурфуроливого спирта.

В скважину закачивается буферная жидкость состава:

- этилацетат – 99%
- серная кислота – 1%

Затем, сразу же вслед за буфером, закачивается пескоукрепляющая композиция состава:

- фурфуроловый спирт – 40%
- метанол – 59%
- серная кислота – 1%

После закачки пласт прогревается водяным паром температурой 150°C. Применение фурфуроливого спирта в качестве пескоукрепляющего компонента не дает приемлемой прочности (до 2 МПа) и незначительно, но снижает проницаемость. Помимо этого, фурфуроловый спирт токсичен, а в качестве инициатора реакции полимеризации используются концентрированные кислоты.

г) Полиуретановые полимеры

Известен способ борьбы с пескопроявлением в нефтяных и газовых скважинах. Способ заключается в закачке в скважину безводной жидкости, содержащей полиуретановый предполимер и растворитель, закачку воды и отверждение, используют полиуретановый предполимер гидрофобный ППГ, а в качестве растворителя - низший кетон, при их соотношении, мас. %:

- полиуретановый предполимер – 5-15%
- низший кетон – 85-95%

Осуществляют закачку указанной жидкости в объеме, равном 0,5-1,5 порового объема, а закачку воды в количестве 0,4-5,0 поровых объёма за время, не превышающее 3 часов, после чего закачку останавливают и производят выдержку в статических условиях не менее 10 часов для отверждения.

Сущность данного способа состоит в том, что в нем реализуется схема трехэтапной обработки пласта, раствором уретанового предполимера, включающей:

- заполнение порового пространства раствором предполимера;
- высаживание полимера на поверхность породы;
- отверждение высаженного полимера.

Особенностью применения данного способа является значительное снижение проницаемости по воде на 36% и по газу на 61%. Также необходимо четко соблюдать технологический процесс, в противном случае возможно образование плотной пробки в стволе скважины. К недостаткам метода также можно отнести использование в составе композиции большой доли токсичного растворителя.

д) Ацетонформальдегидные смолы

Способ заключается в закачке полимерного состава и соляной кислоты с последующей выдержкой до отверждения полимерного состава.

Готовят смесь из карбамидоформальдегидной и ацетонформальдегидной смол в соотношении 4:1, соответственно. Затем

при перемешивании добавляют алюминиевую пудру в количестве 0,05-0,2% от массы полимерного состава. Далее закачивают буферную жидкость и 10-15%-ный водный раствор соляной кислоты в соотношении 1:1 к полимерному составу. В качестве буферной жидкости используется пресная вода в объеме 0,2-0,3 м³. Закачивание буфера производится для разделения закачиваемых компонентов во избежание отверждения полимерного состава в процессе закачивания при взаимодействии полимерного состава с водным раствором соляной кислоты. Затем продавливают полимерный состав, соляную кислоту в пласт с последующей выдержкой до отверждения полимерного состава. Под действием соляной кислоты полимерный состав отверждается в полном объеме и превращается в проницаемый полимерный фильтр, т.к. при реакции алюминиевой пудры с раствором кислоты выделяется свободный водород, который способствует при отверждении полимерного состава образованию пористого камня, который обладает высокой проницаемостью.

Наличие в полимерном составе ацетоноформальдегидной смолы делает образующийся полимерный фильтр безусадочным, пластичным, обладающим хорошим сцеплением с поверхностью пород. Это обеспечивает эффективное крепление призабойной зоны и снижает вынос песка, а сам процесс крепления призабойной зоны технологичным в любое время года, так как полученная смесь смол обладает длительным сроком хранения (до одного года) и пониженной температурой замерзания.

В результате применения данной композиции достигается прочное крепление призабойной зоны (до 10 МПа) с сохранением высокой проницаемости (до 2 мкм²). К недостаткам данной технологии можно отнести использование концентрированных кислот, а также гетерогенной алюминиевой пудры. Именно благодаря ее реакции с раствором кислоты происходит образование пористой структуры, а ее неравномерное распределение может способствовать образованию непроницаемого экрана.

е) Резорцинформальдегидные смолы

Известен состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта. Состав представляет из себя смесь компонентов в следующих соотношениях, мас. %:

- алкилрезорциноформальдегидная или
фенолрезорциноформальдегидная смола – 70-80%
- параформ – 10-15%
- карбонат аммония – 10-15%

Введение в состав параформа обеспечивает отверждение смолы в щелочной среде, характерной для пластовых вод и буровых растворов, без введения кислотного регента.

Протекание реакции разложения карбоната аммония требует создания пластовой температуры до +60°C и выше искусственным путем. Это обеспечивает высокую пористость за счет выделения аммиака и диоксида углерода в процессе отверждения состава.

Результатом применения композиции является создание прочного фильтра (10 МПа). Недостатком является наличие области применения композиции для температуры выше +60°C.

ж) Резолформальдегидные смолы

Известен тампонажный материал для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах. В его состав входят:

- резолформальдегидная смола – 50%
- вода – 35%
- соляная кислота – 15%
- пенообразователь – для снижения усадки
- наполнитель – для увеличения пластичности

Сшивающими агентами композиции являются как неорганические (соляная, серная, фосфорная), так и органические (п-толуолсульфокислота, щавелевая) кислоты.

Активатором процесса отверждения являются диоксибензолы (резорцин, пирокатехин и др.), которые благодаря своей более высокой реакционной способности, чем фенолы, активируют сшивку смолы с образованием метиленовых мостиков. Применение диоксибензолов является необходимым при проведении гидроизоляционных работ с температурой в зоне обработки ниже 50°C.

Присутствие в композиции пенообразующих добавок (изоцианаты, диамины, сульфол, углекислый аммоний и др.) в количестве 0,06-1,0% приводит к ликвидации усадки и увеличению объема образующегося камня на 1,5-2,5% без существенного снижения его физико-механических характеристик.

Введение в композицию до 20% мас. мелкодисперсного наполнителя (резиновая крошка, древесная мука, лапрол, сульфоуголь и др.) существенно повышает эффективность изоляции зон поглощения, улучшает пластичность образующегося камня, ударную вязкость и стойкость к вибрационным нагрузкам.

При приготовлении композиции одним из важнейших параметров является температура в зоне обработки. При проведении работ необходимо знать время, в течение которого тампонирующая смесь в условиях конкретной скважины, сохраняет подвижность (время загустевания) и время, когда смесь превращается в камень (время полного отверждения).

Смолу можно применять при температуре пластов от 20 до 150°C. В призабойной зоне смола скрепляет несцементированную породу (песок) в прочную проницаемую массу, образуя фильтр.

Недостатком применения данной композиции, несмотря на образование прочного, проницаемого фильтра, является наличие в ее составе кислоты и токсичной смолы.

з) Сланцевые смолы

Контарен-2 представляет собой композицию, включающую наполнитель и полимеробразующие компоненты, в качестве которых

использованы суммарные сланцевые акрилреззины (состав ТС-10) и уротропин. Их взаимодействие при температуре выше 35°C образует полимер, который представляет собой пространственную трехмерную сетку, характеризующуюся значительной плотностью, высокой механической прочностью и коррозионной устойчивостью. Сетка способна разрушаться с заметной скоростью только под действием концентрированных (выше 10%) растворов едких щелочей. Термостойкость сетки приближается к 200°C.

Контарен-2 – вязкая нефилтующаяся суспензия, получаемая при смешении ТС-10, уротропина, едкого натра, воды и наполнителя ШРС-С.

ТС-10 – однородная смесь суммарных сланцевых фенолов, этиленгликоля и водного раствора едкого натра. Эта жидкость темно-коричневого цвета растворяется в воде до соотношения 1:10, имеет плотность при 20°C 1,16 г/см³, температуру замерзания -30°C.

Уротропин – мелкокристаллический порошок плотностью 1,25 г/см³.

Едкий натрий – ингибитор коагуляции и регулятор срока начала загустевания.

Наполнитель ШРС-С – продукт совместного помола растворимого (поваренная соль) и нерастворимого (руда агломерационная и шлак доменный) наполнителей. Нерастворимая часть ШРС-С в составе Контарен-2 служит для создания необходимой прочности отвержденного материала, а растворимая часть — для образования микрощелевых каналов после растворения наполнителя. Концентрация соли в тампонажном растворе значительно превышает его предельную растворимость, что и обуславливает получение камня, наполненного кристаллами соли. Наличие начальной проницаемости у отвержденного материала позволяет быстрее формировать поровое пространство при вымыве соли водой.

Основными недостатками данной технологии являются сложность технологии приготовления раствора, необходимость специального оборудования, занимает много времени. Также, обработанные коллектора обладают невысокой прочностью, в пределах от 2 до 4,5 МПа.

и) Эпоксидные смолы

Известен метод и композиция для стабилизации несцементированных коллекторов. Основу данной композиции составляет эпоксидная смола. Из-за ее высокой природной вязкости необходимо разбавление для повышения проникающей способности композиции в призабойную зону пласта. В качестве растворителя обычно применяют метанол. Вязкость такой композиции значительно снижается. В качестве отвердителя используют различные соединения класса аминов. Количество добавляемого отвердителя регулируется в зависимости от условий применения композиции, в частности, характеристик призабойной зоны.

Состав композиции:

- эпоксидная смола – 50%
- метанол – 50%
- аминный отвердитель – в зависимости от условий в скважине

Технология проведения операций по креплению пескопроявляющего коллектора заключается в закачке приготовленной композиции в ПЗП с последующей выдержкой ее в течение времени, необходимого для завершения реакции отверждения и образования прочного проницаемого фильтра.

Результатом применения технологии является создание фильтра прочностью до 11 МПа, причем его проницаемость составляет 67% от начальной.

К недостаткам данной технологии можно отнести применение токсичных реагентов (метанол, производные аминов), а также потерю проницаемости призабойной зоны после проведения операций с применением данной композиции.

к) Кремнийорганические смолы

Известен способ изоляции притока пластовых вод в скважине и крепления призабойной зоны пласта. В ее состав входят, % масс:

- кремнийсодержащее вещество 60,0-95,0,

- карбамидоформальдегидный концентрат КФК или продукты на его основе 5,0-40,0
- хлорид аммония и нитрит натрия - газообразователь

В качестве кремнийорганических веществ используют композицию этоксисилоксанов, этоксиорганохлорсилоксанов, олигоорганоэтоксичлорсилоксанов, однако чаще используют маслорастворимые хлорсодержащие кремнийорганические вещества.

Механизм действия композиции заключается во взаимодействии кремнийорганических соединений с КФК или продуктов на его основе с образованием маслорастворимого кремнийорганического вещества. Затем протекает реакция поликонденсацией с образованием структурного каркаса. В результате реакций присоединения и поликонденсации в полимерных растворах происходит рост вязкости и отверждение смол.

Образованию разветвленности молекул способствует повышенное содержание в КФК три- и тетраметилолмочевины. Вследствие разветвленности структурных образований, которые характеризуются небольшой длиной при относительно высокой молекулярной массе, происходит этап гелеобразования и сшивка гелевых структур в пространственно-развитую полимерную сетку.

В закачиваемых композициях гелеобразование и сшивка гелевых структур проходит при высоких концентрациях компонентов. В результате прохождения глубокой реакции сшивки гелевых структур в дальнейшем происходит сжатие полимерной сетки до образования однородной структуры, твердеющей до камня.

При добавлении в закачиваемые композиции дополнительно газообразователей: хлорида аммония и нитрита натрия образуется твердая пористая структура.

Исследования показали, что полисилоксаны и этоксисилоксаны, в присутствии КФК или продуктов на его основе обладают высокой адсорбцией на породе и способны десорбироваться без разрушения. Поэтому

после закачки композиции по заявляемому способу компоненты закачиваемой композиции адсорбируются на породе и меняют ее смачиваемость, а именно гидрофобизируют поверхность, как коллекторов, так и поверхность пласта при создании заколонного фильтра в продуктивном пласте в нефтяных, водяных и газовых скважинах, в результате чего увеличивается качество подземного ремонта скважин. При закачке в пласт закачиваемые композиции дополнительно гидрофобизируют интервал пласта.

Результатом применения данной технологии является образование прочного полимерного экрана с сохранением проницаемости до 60% от первоначальной.

К недостаткам данной технологии следует отнести применение хлорорганических соединений, которые негативно сказываются в дальнейшем на качество нефти, а также значительное снижение проницаемости призабойной зоны пласта [1].

3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на три группы:

1. Механические методы (установка фильтров различной конструкции: проволочные, щелевые, каркасные гравийно-намывные, многослойные сетчатые);

2. Химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок (тампонажные составы, смолы, цемент с соответствующими наполнителями, химические растворы и т.д.);

3. Комбинированные, предполагающие использование механических фильтров и химическое закрепление зерен песка.

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. Учитываются также температурные ограничения.

Анализ опыта использования механических методов и средств борьбы с разрушением пласта, основанных на сооружении на забое скважины различных задерживающих устройств и фильтров, показал их недостаточную надежность. Это связано с тем, что сооружение и правильный выбор конструктивных элементов механических фильтров зависит от множества сложных факторов как технического, так и геологического характера и представляет собой достаточно трудоемкий и дорогостоящий процесс.

Существенными недостатками фильтров являются: кольматация, недостаточная механическая прочность и ремонтпригодность.

Этих недостатков лишены химические способы укрепления призабойной зоны слабосцементированных пластов. Основной задачей укрепления призабойной зоны скважины является повышение ее прочности, при сохранении или незначительном снижении фильтрационно-емкостных свойств коллектора, для обеспечения высокого дебита скважины. Поскольку химический способ укрепления связан с введением через скважину в призабойную зону пласта вяжущих реагентов различной физико-химической природы, то нельзя ожидать восстановления естественной проницаемости пористой среды в полной мере, однако совершенствование химических способов крепления слабосцементированных коллекторов может дать значительные результаты.

В качестве вяжущих реагентов, которые нагнетают в призабойную зону скважины, используют химические соединения, способные в определенных условиях полимеризоваться с образованием твердообразного материала, который связывает (цементирует) минеральные зерна и, как следствие, укрепляет пористый пласт в зоне воздействия реагентом. Сохранение пористой структуры и проницаемости обрабатываемой зоны пласта достигается благодаря правильному выбору химических добавок, использованию соответствующей буферной жидкости (продавочного флюида) и технологии закачки полимерного состава.

Обзор показал, что отечественные и иностранные компании активно применяют химические методы предотвращения выноса песка в скважины, которые основаны на использовании полимерных композиций, смесей цемента с различными наполнителями, полиуретановых полимеров, эпоксидных, фурановых, карбамидных, фенолформальдегидных и фенольных смол, а также их смесей с песком. При проведении операций в скважину закачивается последовательно ряд жидкостей, каждая из которых выполняет свою функцию. Так, спирты используют для растворения

смолистых веществ; дизельное топливо позволяет сохранить проницаемость пласта; смола, катализатор и отвердитель образуют каркас между песчинками слабосцементированной породы.

Разработано и внедрено множество технологий крепления призабойной зоны пласта с помощью синтетических смол. Однако не все они показывают достаточно высокую эффективность укрепления породы при одновременном сохранении проницаемости пласта, имеют сложную технологию приготовления, многокомпонентный состав и ограниченные температурные интервалы применения.

Полимеры, используемые при креплении слабосцементированных коллекторов должны обладать следующими характеристиками: хорошей адгезионной способностью к минеральным зернам, слагающим пласт; быть достаточно стойкими к воздействию кислот и пластовой жидкости при длительном контакте; продолжительность полимеризации должна обеспечивать возможность проведения ремонтно-изоляционных работ в полном объеме.

Анализ литературы показал, что к тампонажным составам и композициям, используемым для ликвидации выноса песка в скважинах, предъявляется ряд требований: низкая вязкость; хорошая фильтруемость в пласт; нетоксичность; технологичность; отсутствие негативного влияния на скважинный флюид. Для тампонажных составов, применяемых для предотвращения выноса песка в газовых скважинах, существует два основных критерия эффективности – это сохранение проницаемости коллектора по газу и образование прочного камня (скрепленного песчаника), который будет выдерживать большие знакопеременные нагрузки, возникающие при отборе и закачке газа.

Немаловажный показатель для композиций, применяемых при ремонтно-изоляционных работах – это время гелеобразования и отверждения состава, которое характеризует тот промежуток времени, за который необходимо закачать раствор в пласт, чтобы он не затвердел и не забился в

насосно-компрессорных трубах. Химическая композиция должна быть технологичной, не оказывать негативного воздействия на скважинный флюид, быть нетоксичной и обладать хорошей фильтруемостью в пласт [1].

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Тачевой Селби Сахитмамедовне

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов, ресурсов и специального оборудования приведены в соответствии рыночным ценам Западно-Сибирского региона
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Проведены расчеты продолжительности работ, сметной стоимости.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности крепления ПЗП.

Перечень графического материала

Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		28.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Тачева Селби Сахитмамедовна		28.03.2019

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На месторождении «Ч» применяются такие методы борьбы, как установка забойных сетчатых фильтров и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации. А для анализа выберем два также используемых химических метода – крепление ПЗП полиуретановым предполимером и тампонажным составом.

Расчёт экономической эффективности производится исходя из стоимости проведения данных операций и увеличении дохода от добычи нефти за счёт увеличения межремонтного периода скважинного оборудования.

Работы производятся бригадой, состоящей из трех человек – старшего оператора 5-6 разряда, младшего оператора 4-го разряда, а также машиниста насосного агрегата. Транспортировка рабочих жидкостей происходит с помощью спецтехники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Для расчётов примем гипотетическую скважину со среденесуточным дебитом $Q_c=10$ т/сут, межремонтным периодом 1 месяц, и коэффициентом эксплуатации $K_3=0,9$.

4.1. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для того, чтобы применить данный анализ по отношению к операции по креплению ПЗП, составляется оценочная таблица, которая поможет провести анализ конкурентных технических решений.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	4	4	1,2	1,2	1,2
3. Надежность	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Безопасность	0,3	5	4	5	1,5	1,2	1,5
5. Простота эксплуатации	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,2	0,2	0,2
3. Цена	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	38	36	37	4,5	4,05	4,45

Здесь Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы; Б_{к1} – крепление смолами; Б_{к2} – крепление тампонажным составом.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i, \quad (17)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Из таблицы 4 видно, что крепление тампонажным составом является конкурентоспособным по таким показателям, как удобство в эксплуатации, надежности и безопасности.

4.2. Структура работ в рамках крепления ПЗП

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Порядок составления этапов и работ, а также исполнителей, представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Исследование скважины	1	Мероприятия по определению устойчивости скважины к давлению, приемистости, а также другие параметры	Геофизик
Подготовительные работы	2	Расстановка оборудования	Машинист
	3	Сбор обвязки нагнетательными линиями	Младший оператор
	4	Опрессовка манифольда на давление	Старший оператор
Крепление ПЗП	5	Последовательная закачка химических реагентов согласно технологическому плану в пескопроявляющую добывающую скважину с помощью насосного агрегата	Машинист
Промывка скважины	6	Ствол скважины и зона перфорации промываются пресной водой	Младший оператор

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 6 – Календарный план-график проведения этапов крепления ПЗП

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февр		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Исследование скважины	Геофизик	4,07	■												
2	Подготовительные работы	Машинист	1,13				▨									
		Младший оператор	0,70					▩								
		Старший оператор	0,75						▨							
3	Крепление ПЗП	Машинист	1,08							▨						
4	Промывка скважины	Младший оператор	1,24									▩				

Здесь ■ – геофизик

▨ – машинист

▩ – младший оператор

▨ – старший оператор

4.3. Бюджет на проведение крепления ПЗП

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью. Эти операции включают в себя расходы на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе проведения работ, расходы на доп. ЗП работникам, занятым частично, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы и оборудование, цеховые и транспортные расходы.

Расходы на основную заработную плату складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Расчеты по основной ЗП работникам приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Ставка, руб	Трудоёмкость, ч	Оплата по тарифу, руб	Премия, руб	Районный коэф., руб	Всего, руб
Старший оператор	32	88	2816	1408	844,8	5068,8
Машинист	28	88	2464	1232	739,2	4435,2
Младший оператор	25	88	2200	1100	660	3960
Сумма З _{пл} , руб						13464

Расходы на дополнительную ЗП рабочим, занятым частично, рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{пл}} * 0,8 = 13464 * 0,8 = 1077,12 \text{ руб.} \quad (18)$$

Отчисления на социальные нужды находятся по формуле:

$$O = Z * 28\%/100\% = 13464 * 28/100 = 4071,51 \text{ руб.} \quad (19)$$

Расходы на материалы при закачке уретанового предполимера в пласт выражаются следующей зависимостью:

$$P_M = m_m * Ц_m \quad (20)$$

Где m_m – масса необходимого количества расходного материала кг, $Ц_m$ – стоимость 1 м³ данного материала.

Средняя стоимость уретанового предполимера – 230 р. за 1 кг. Для полного крепления необходимо приблизительно 250 кг материала, следовательно:

$$P_M = 250 * 230 = 57500 \text{ р.}$$

Аналогично расчёт осуществляется для закачки цементно-песчаной смеси. Для закачки необходимо около 80 кг сухого цемента и 160 кг песка. Стоимость 1 кг сухого цемента примерно 5 руб., песка 2 руб. за 1 кг. Значит расходы на цементно-песчаную смесь равны:

$$P_M = 80 * 4 + 160 * 2 = 640 \text{ р.}$$

Таблица 8 – Материальные затраты Рм

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (Зм), руб.
Уретановый предполимер	м ³	250	230	57500
Песок	кг	160	2	320
Цемент	кг	80	5	320

Таблица 9 – Затраты на оборудование Ро

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (Зм), руб.
Труба НКТ	м	1800	125	225000
Насос	шт.	1	45000	45000
Итого				270000

Под цеховыми расходами Рц принимают затраты на содержание зданий и сооружений, инвентаря и различным испытаниям, и работам: Рц = 9600 руб.

Транспортные расходы Ртр состоят из расходов на транспортировку смесей и промывочных жидкостей на скважину. Учитывают расстояние до скважины и стоимость одного километра. Т.к. до скважины порядка 1 км, то транспортные расходы будут складываться из стоимости одного километра на транспортировку рабочей жидкости и стоимости одного километра на транспортировку промывочной жидкости, которые составляют 364 руб. и 264 руб., соответственно. Таким образом,

$$P_{тр} = 364 + 264 = 628 \text{ руб.} \quad (21)$$

Общая стоимость проведения работ будет вычисляться по следующей формуле:

$$Зп = Зпл + Здоп + О + Рм + Ро + Ртр + Рц. \quad (22)$$

Соответственно для уретанового предполимера:

$$Зп1 = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 57500 + 270000 + 9600 + 628 = 356340,63 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$З_{п2} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 640 + 270000 + 9600 + 628 = 299480,63 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем соотношением:

$$З_p = N_p * Ц_p = 12 * 35000 = 420000 \text{ руб.} \quad (23)$$

Где N_p – количество ремонтов в год, $Ц_p$ – цена одного ремонта.

Закачка уретанового предполимера даёт увеличение межремонтного периода в 3 раза. Следовательно, количество ремонтов в год N_p снижается с 12 до 4.

Стоимость одного ремонта $Ц_p$ приблизительно равна 35000 рублей. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим соотношением:

$$З_{p1} = N_p * Ц_p = 4 * 35000 = 140000 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны:

$$З_{p2} = 6 * 35000 = 210000 \text{ руб.}$$

Прибыль от продажи нефти

Рассчитаем годовой дебит скважины $Q_{г}$:

$$Q_{г} = Q_{с} * 360 * K_{э} = 10 * 360 * 0,9 = 3240 \text{ т/г.} \quad (23)$$

Стоимость одной тонны нефти $Ц$ равна 33564 рублей [22]. Значит доход от продажи нефти за год $Д$ составляет:

$$Д = Ц * Q_{г} = 33564 * 3240 = 108747360 \text{ руб.} \quad (24)$$

до проведения работ:

$$Д_0 = Д - З_p = 108747360 - 420000 = 108327360 \text{ руб.}$$

После закачки уретанового предполимера:

$$Д_1 = Д - З_{p1} = 108747360 - 140000 = 108607360 \text{ руб.}$$

После закачки цементно-песчаной смеси:

$$Д_2 = Д - З_{p2} = 108747360 - 210000 = 108537360 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль

Налог на прибыль равен 20% и находится по формуле до проведения работ:

$$H_{\text{пр}0} = D_0 * 20\% / 100\% = 21665472 \text{ руб.} \quad (25)$$

Для уретанового предполимера:

$$H_{\text{пр}1} = D_1 * 20\% / 100\% = 21721472 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$H_{\text{пр}2} = D_2 * 20\% / 100\% = 21707472 \text{ руб.}$$

Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов

Для уретанового предполимера:

$$\Delta П1 = (D_1 - H_{\text{пр}1}) - (D_0 - H_{\text{пр}0}) - Зп1 = 137660 \text{ руб.} \quad (26)$$

Для цементно-песчаной смеси

$$\Delta П2 = (D_2 - H_{\text{пр}2}) - (D_0 - H_{\text{пр}0}) - Зп2 = 138520 \text{ руб.}$$

Индекс доходности

Индекс доходности ИД от реализации данных операций рассчитывается по формуле:

Для уретанового предполимера:

$$ИД1 = \Delta П1 / Зп1 = 0,4 \text{ руб/руб} \quad (27)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$ИД2 = \Delta П2 / Зп2 = 0,7 \text{ руб/руб}$$

Вывод. На основании проведённых расчётов можно сделать вывод, что оба метода химического крепления ПЗП дают похожий индекс доходности, но применение цементно-песчаной смеси для крепления призабойной зоны пласта более эффективно по сравнению с закачкой уретанового предполимера. Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ, практически не отличается, индекс доходности цементно-песчаной смесью выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше. Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать второй метод.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Тачевой Селби Сахитмамедовне

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектами исследования являются эксплуатация фонтанирующих скважин и работа с химическими реагентами при креплении ПЗП.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Вредные факторы: 1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Недостаточная освещенность. Опасные факторы: 1. Давление в системах работающих механизмов; 2. Пожароопасность; 3. Электрический ток.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по выравниванию профиля приёмистости на гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – пожара, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			26.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Тачева Селби Сахитмамедовна		26.03.2019

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Важной характеристикой социальной ответственности является желание организации включать социальные и экологические факторы в свои процессы принятия решений и быть ответственной за воздействие своих решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение [10].

Так как продуктивные пласты месторождений Каспийского моря представлены слабосцементированными песчаниками, при их эксплуатации в результате воздействия ряда причин, таких как превышение максимально-допустимой депрессии на забое, прорыв воды, истощение пласта, аномальное распределение напряжений в пласте, возможны различные проблемы. К ним можно отнести обрушение кровельной части пласта, интенсивный вынос песка в скважины, пробкообразование, эрозия и коррозия подземного и наземного оборудования, трубопроводов и другие.

В связи с возникающими проблемами, которые снижают эффективность добычи нефти и газа, разработаны различные методы предотвращения выноса песка из пластов. Среди них основную часть занимают методы крепления призабойной зоны химическим методом, что подразумевает работу с различными химическими реагентами (смолы, кислоты и другие) и подвергает опасности здоровье людей.

Важно отметить, что месторождения Каспийского моря обладают большим количеством природной энергии, поэтому большинство скважин являются фонтанирующими и находятся под высоким давлением, что важно учитывать при работе.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Эксплуатация фонтанных скважин длится, как правило, от 3 до 10 лет. И все это время на скважине установлена одна фонтанная арматура, от надежной работы которой зависит безостановочная работа скважины. Поэтому постоянный контроль за фонтанной арматурой, ее профилактика

имеют особенно большое значение. Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно.

Работник подвержен вредному воздействию, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [11], находясь на территории производственного объекта (таблица 10).

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1. Работа с оборудованием, находящимся под давлением; 2. Снятие показаний приборов; 3. Отбор проб с добывающих скважин; 4. Работа с машинами и механизмами; 5. Закачка рабочих жидкостей в пласт.	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Давление в системах работающих механизмов; 2. Пожароопасность; 3. Электрический ток.	Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [18]; Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [19]; Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [12]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [14]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [16]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [15].

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

При выполнении различных технологических операций на площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть лёгкие, летучие фракции нефти, испарения нефти, попутный газ, химические реагенты. Их источником могут быть нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, разлив кислоты и другие.

Для обеспечения нормальных и безопасных условий работы при выполнении технологических операций по креплению призабойной зоны пласта рекомендуются следующие мероприятия:

- На скважине, где намечается проведение технологических операций, подготавливается площадка в радиусе 30 метров от устья скважины.
- До начала работ проверяют исправность насосных агрегатов. После обвязки насосных установок и устья скважины следует произвести опрессовку нагнетательных трубопроводов. На период опрессовки устанавливается опасная зона в радиусе 50 метров от скважины.
- Работы по обработке призабойной зоны выполняются в защитных касках, суконных костюмах, прорезиненных фартуках, защитных очках, резиновых перчатках.
- Предусматривается наличие на площадке необходимого содового раствора для промывки глаз, защитные дерматологические средства (моющие средства, мази, пасты, кремы), аптечки для оказания первой доврачебной помощи.
- Обработка скважин химическими и другими реагентами предусматривается в дневное время и при скорости ветра более 12 м/с.

- Насосные агрегаты комплектуются медицинскими аптечками, огнетушителями. Выхлопные трубы насосных установок и других спецагрегатов оборудуются искрогасителями.

- Автоцистерны для перевозки кислоты, нефти и других химических реагентов должны иметь заземляющие устройства для отвода статического электричества во время переездов и сливо-наливных операциях.

- После завершения кислотной обработки скважины пресной водой промывают насосные агрегаты, автоцистерны, манифольды и другое вспомогательное оборудование, которое имело контакт с кислотой.

- На площадке, где проводятся работы по креплению призабойной зоны скважин предусматривается наличие пожарных постов с ящиками с песком, лопатами, огнетушителями, кошмами.

- В зоне проведения работ курение запрещается.

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Значения ПДК в воздухе для наиболее распространённых веществ на нефтегазовых промыслах представлены в таблице 11.

Таблица 11 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	15	3
Углеводороды предельные C ₁₂₋₁₉	1	4
Диоксид серы	10	3
Бензол	2	2
Сажа	4	3
Оксид углерода	5	4
Сероводород	3	3

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», существуют следующие виды защиты от повышенной загазованности воздуха рабочей зоны углеводородами нефти и сероводородом в смеси с углеводородами:

- установка газоанализаторов;
- применение средств индивидуальной защиты;

- локализация вредных факторов;
- автоматический контроль и сигнализация [19].

Повышенный уровень шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора могут находиться машины КРС либо насосные агрегаты для крепления ПЗП, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [12]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [13].

Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [14] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование виброгасящей обуви, резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Проведение различных технологических операций на площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещённости очень низок. Согласно рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены. Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определённой высоте для избегания их слепящего воздействия. Минимальная освещённость кустовых площадок должна быть не менее 13 лк [15].

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Давление в системах работающих механизмов

При эксплуатации фонтанирующих скважин, фонтанная арматура и манифольды находятся под высоким давлением, что требует особой осторожности в работе, для предотвращения газонефтеводопроявления, которое может возникнуть вследствие нарушения и ослабления соединений, повышения давления в системе обвязки скважин выше расчётного. Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины, и быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При обслуживании фонтанной арматуры запрещается:

- Применять дополнительный рычаг длиной более 1 м при открывании и закрывании запорных устройств во избежание механических повреждений крана.
- Стоять напротив выходного отверстия вентилей при сбросе давления из манометров.
- Набивать краны загрязнённой смазкой.
- При монтаже-демонтаже фланцевых соединений следует пользоваться накидными ключами.
- При проведении гидравлических испытаний оборудования наличие воздуха в системе не допускается.
- Устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности;
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Пожароопасность

Пожароопасность на фонтанных скважинах связана с производством сварочных работ или применением открытого огня в пределах площадки скважин, захламлённость и замазученность увеличивает её опасность. Образование газоздушнoй смеси в сочетании с источником искрообразования для скважин представляет также большую опасность и может привести к взрыву или пожару.

Источниками искрообразования могут быть:

- частицы песка и механических примесей, трущихся о стенки труб;
- разряды статического электричества с емкостей и другого технологического оборудования;
- применение стального инструмента при газоопасных работах;
- короткое замыкание, искрения электрооборудования, а также выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания.

Электрический ток

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического

удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [16].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО).

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [17].

5.2. Экологическая безопасность

Загрязнение атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки, а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений

трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Загрязнение гидросферы

Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок, попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности и многие другие.

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы в первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно.

Загрязнение литосферы

Около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы.

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струей воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно, который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по эксплуатации скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [20]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также

социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [21]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно.

Выводы. Работа с фонтанными скважинами, а также с различными химическими реагентами при креплении ПЗП требует особого внимания рабочего персонала, проведения организационных работ и соблюдения правил безопасности, так как последствиями могут быть вредное и опасное воздействие различных факторов. В результате этого может быть нанесен вред как человеку, так и на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные технологии крепления призабойной зоны пласта со слабосцементированными породами, среди которых были выделены физико-химические и химические методы крепления ПЗП. Также был проведен анализ современных химических композиций и отмечены их преимущества и недостатки.

При выборе способа борьбы с пескопроявлением учитывается ряд факторов. Большое значение имеет непосредственно конструкция забоя скважины. При конструкции скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы крепления забоя применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не образовались каверны из-за выноса песка.

В работе были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение одной операции по креплению ПЗП двумя химическими методами – полиуретановым предполимером и цементно-песчаной смесью, которые составили 356 340,63 и 299 480,63 рублей соответственно, и оценена заработная плата бригады рабочих в месяц при норме выработки в 88 часов, которая равна 13 464 рублей.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ с фонтанными скважинами и с химическими реагентами, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Список используемых источников:

1. Нескин В.А. Разработка и исследование композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: Дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11. – М., 2016. – 129 с.
2. Бондаренко В.А. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере нефтяных месторождений Краснодарского края): Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Краснодар, 2014. – 158 с.
3. Тананыхин Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Санкт-Петербург, 2013. – 142 с.
4. Рекомендованные методики по выбору способа заканчивания скважин в условиях пескопроявления. Корпоративный научно-технический центр ОАО «НК «Роснефть». Управление новых технологий, 2011 г.
5. Дикенштейн Г.Х. Нефтяные и газовые месторождения средней Азии. – М.: Недра, 1965. – 430 с.
6. Аксенова Н.А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: Монография / В.П. Овчинников, А.Е. Анашкина. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 132 с.
7. Ягофаров, А. К. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири / А. К. Ягофаров, Р. М. Курамшин, С.С. Демичев. – Тюмень: Слово, 2000. – 224 с.
8. Амиян В.А. Справочник по капитальному и подземному ремонту скважин / Е.П. Анисимов – М: Гостоптехиздат, 1956. – 340 с.
9. Перспективы каспийского шельфа [электронный ресурс] URL: <https://articlekz.com/article/21870>
10. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.

11. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
13. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
14. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
15. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
16. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
20. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
21. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
22. График цены нефти Brent [электронный ресурс] URL: <http://www.profinance.ru/chart/BRENT/>

Приложение

Таблица 1 – Патентная проработка методов борьбы с пескопроявлением с применением смол

№	№ патента, Шифр, Дата публикации заявки	Название	Способ применения	Основные компоненты	Примечание
1	RU 2467156 C2 E21B33/13 10.05.2012	Способ крепления призабойной зоны скважины	1) предварительная закачка вспененного полимерного раствора, 2) закачка пористого тампонажного раствора	1) Карбамидформальдегидная смола, полимер (ПАА), ПАВ, смесь нитрита натрия и хлорида аммония 2) Кремнийсодержащие вещества (органохлорсиланы, кремнийорганические смолы), смесь нитрита натрия и хлорида аммония – газообразователь, наполнитель	Многостадийность применения, неконтролируемая пористость из-за неконтролируемого распределения газа
2	RU 2366683 C2 C09K8/487 27.04.2009	Состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин	Закачка состава, отверждение в пластовых условиях по прохождении реакции поликонденсации	Формальдегидная смола 15% (+добавка лигнина для повышения адгезии)	Давление 4,2 МПа

3	RU 2119041 E21B33/138 E02D3/12 20.09.1998	Состав для укрепления слабосцементированного пористого пласта	Закачка состава с последующем нагнетанием газа для завершения реакции и образования каналов	Состав содержит, мас. %: фенолформальдегидная смола 78 - 86; водный раствор соляной кислоты 15%-ной концентрации 12,7 - 19,5; окэтилированный алкилфенол 0,3 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан 1 - 2	Снижение коллекторских свойств пласта, Увеличение прочности на 60% при добавке 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан
4	RU 2352764 C2 E21B33/138 C09K8/44 10.12.2008	Способ крепления призабойной зоны пласта	Закачка в ПЗП 0,5 порового объема, продавка 1 поровым объемом гидрофобной жидкости и выдержка на реагирование и отверждение	Карбамидная смола – 80% Хлористый аммоний – 1-3% Нитрит натрия – 1-3% Вода - остальное	Снижение проницаемости на 35-40%
5	RU 2285791 C1 E21B33/138 20.10.2006	Способ борьбы с пескопроявлением в нефтяных и газовых скважинах	1)закачка 0,5-1,5 поровых объемов состава 2)закачка воды в 0,4-5,0 поровых объема за время, не превышающее 3 часов 3)выдержка в статических условиях не менее 10 часов для отверждения	Полиуретановый предполимер – 5-15% Низший кетон – 85-95%	Снижение проницаемости по воде на 36%, по газу - на 61%,

6	RU 2138616 C1 E21B33/138 27.09.1999	Состав для крепления призабойной зоны пласта	1)Закачка композиции в ПЗП 2)Выдержка до полного прекращения реакции	Кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта (КОФС) - 57-75 Концентрированная техническая соляная кислота - 8-19 Ацетон - 2-4 Водный раствор аммиака 25%-ной концентрации - 2-4 Вода – Остальное	Прочность – до 2 МПа, Токсичность, концентрированной кислоты
7	US 5010953 E21B33/138 30.04.1991	Метод крепления песка	1)Прокачка буферной жидкости 2)Закачка пескоукрепляющей композиции 3)Продувка горячим водяным паром	1) Этилацетат – 99% Серная кислота – 1% 2) Фурфуриловый спирт – 40% Метанол – 59% Серная кислота – 1% 3) водяной пар T= 300 F	Прочность – до 2 МПа, Снижение проницаемости

8	RU 2387806 C1 E21B33/138 03.04.2009	Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин	1)Закачка композиции 2)Закачка кислоты 3)Выдержка до окончания отверждения	1)Смесь из карбамидоформальдегидной и ацетоноформальдегидной смол в соотношении 4:1 алюминиевая пудра – 0,05-0,2 от масс. смолы 2) Соляная кислота(10%) – 1:1 к массе смолы	Прочность – до 10 МПа, проницаемость – 2 мкм ²
9	SU 1596073 E21B33/138 30.09.1990	Состав для крепления слабосцементированного	1)Закачка композиции в ПЗП 2)Выдержка до полного прекращения	Алкилрезорциноформальдегидная или фенолорезорциноформальдегидная смола – 70-80% Параформ – 10-15%	Прочность – до 10 МПа, Проницаемость – 0,736 мкм ²