

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Повышение эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» (Оренбургская область)</b>

УДК 622.245.54(470.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 Максимова Ю.А.  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич

Тема работы:

<b>Повышение эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» (Оренбургская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Механические методы воздействия на призабойную зону пласта, физико-химические основы кислотного воздействия на призабойную зону скважин, сведения о месторождении, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.04.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.22

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич		29.04.22

Оглавление	
Введение.....	8
1 Механические методы воздействия на призабойную зону пласта .....	10
1.1 Гидравлический разрыв пласта.....	10
1.1.1 Рабочие жидкости для проведения гидроразрыва пласта (ГРП) .....	11
1.2 Массированный гидроразрыв пласта (ГРП) .....	13
1.3 Гидропескоструйная перфорация .....	15
2 Физико-химические основы кислотного воздействия на призабойную зону скважин.....	17
2.1 Химия процесса кислотной обработки.....	17
2.2 Химические реагенты, применяемые при соляно-кислотной обработке (СКО).....	21
2.3 Выбор объекта для солянокислотной обработки .....	24
2.4 Влияние термобарических условий на процесс СКО .....	25
2.5 Виды соляно-кислотных обработок .....	25
2.7 Термокислотная обработка скважин.....	32
2.8 Химическая Обработка скважины ПАВ.....	33
2.9 Проектирование кислотной обработки.....	33
2.10 Оценка результатов проведения кислотной обработки .....	44
3 Эффективность применения методов очистки призабойной зоны на месторождении X .....	46
3.1 Сведения о месторождении.....	46
3.2 Состояние разработки.....	47
3.3 Расчет объема кислоты при обработке призабойной зоны скважины ...	52
3.4 Обработка призабойной зоны ГКР.....	57
3.5 Определение проницаемости после СКО и ГКО.....	61
3.6 Расчёт скин-фактора после СКО и ГКО .....	63
3.7 Гидродинамическая модель метода интенсификации газоотдачи .....	65
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	72
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения ..	72
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	77

4.3	Бюджет научно-технического исследования.....	81
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	86
5	Социальная ответственность .....	91
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	91
5.2	Производственная безопасность .....	93
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	95
5.4	Экологическая безопасность.....	103
3.1	Безопасность при чрезвычайных ситуациях .....	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 113 страниц, 35 рисунков, 33 таблицы, 33 источника.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, призабойная зона пласта, скин-фактор.

Объектом исследования является призабойная зона пласта.

Цель работы – анализ эффективности проведения мероприятий по очистке призабойной зоны на нефтегазоконденсатном месторождении X.

В работе поставлены следующие задачи:

1. Изучить методы воздействия на призабойную зону пласта.
2. Провести расчет объема соляной кислоты при обработке призабойной зоны скважины.
3. На основании расчета выбрать оптимальную дозировку кислоты для скважины P1.

В данной работе были рассмотрены различные методы и технологии, влияющие на положительную эффективность воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП), а именно метод соляно-кислотной обработки (СКО), однако, даже после нескольких десятилетий работ на промыслах, бесчисленных лабораторных и теоретических исследований, кислотная обработка на сегодняшний день является одним из мощнейших инструментов, которыми располагает нефтяная индустрия для оптимизации добычи. Добыча газа после проведения обработки пласта СКР и ГKR увеличилась с 135 тыс. станд.м<sup>3</sup> до 180 тыс. станд.м<sup>3</sup>, что показывает, что СКО увеличивает производительность газовой скважины

## **Введение**

Через скважину происходит добыча нефти и газа и любое воздействие на пласт. Призабойная зона пласта (ПЗП) – область, через которую наиболее интенсивно протекают пластовые флюиды [1]. В этой области при добыче жидкости линии токов сходятся, а при закачке расходятся. Так же максимальны многие показатели, такие как: градиент давления, скорость движения жидкости, фильтрационные сопротивления и потеря энергии.

От призабойной зоны пласта и ее состояния зависит многое, а именно объём добычи добывающих скважин, эффективность разработки месторождения, динамичность нагнетательных скважин и доля пластовой энергии, которая помогает при подъеме пластовой жидкости непосредственно в скважине.

Для того, чтобы энергия была такой же малой при прохождении фильтрационных сопротивлений в ПЗП, как при поднятии жидкости из пласта, так и при закачке в него, очень важно сохранить ПЗП в хорошем состоянии. Так же распределение напряжений в самой нижней части породы изменяется при бурении скважины. Перфорация обсадной колонны проводится с кратковременными воздействиями на ПЗП ударных волн разных частот, они в свою очередь воздействуют на частицы, слагающие породу, и вызывают пьезоэлектрический эффект на гранях этих частиц. Возникающее электрическое поле, в зависимости от его длительности существования, интенсивности и полярности, может либо тормозить фильтрацию, либо способствовать ей, также влиять на формирование аномальных жидкостных слоев на границе с поверхностью пор пласта.

В процессе добычи извлекаемая пластовая жидкость (вода) и газ проходят через призабойные зоны добывающих скважин.

Вышеописанные процессы происходят при давлениях и температурах, отличающихся от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально



на поверхности или в пласте. В результате, в ПЗП могут откладываться как различные углеводородные компоненты (например, гидраты), так и различные соли, которые выпадают из растворов из-за нарушения термодинамического равновесия.

Для снижения фильтрационных сопротивлений важно осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗП для повышения проницаемости, увеличению системы трещин или каналов и улучшения сообщаемости со стволом скважины для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой области пласта.

Методы воздействия на призабойную зону пласта [2]:

Методы воздействия на ПЗП можно разделить на три основные группы: физико-химические, механические, комбинированные.

1) Физико-химические: соляно-кислотная обработка (СКО); термокислотная обработка (ТКО); обработка поверхностно-активными веществами (ПАВ).

2) Механические: торпедирование; гидравлический разрыв пласта (ГРП); гидropескоструйная перфорация (ГПП).

3) Комбинированные: ГПП+СКО, ГРП+СКО.

Выбор метода воздействия на призабойную зону пласта зависит от минералогического и литологического составов пород и цементирующего материала газоносных горных пород, давления и температуры газа и пород пласта, толщины продуктивного горизонта, неоднородности пласта вдоль разреза. Таким образом, выбор метода воздействия на ПЗП основан на тщательном изучении термодинамических условий и состояния призабойной зоны, состава пород и жидкостей, а также подробного изучения накопленного промышленного опыта на месторождении.

Методы интенсификации не рекомендуется применять: в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; колоннами, которые некачественно зацементированы; в скважинах, которые могут обводниться после мероприятий по интенсификации; в приконтурных скважинах.

# **1 Механические методы воздействия на призабойную зону пласта**

## **1.1 Гидравлический разрыв пласта**

Суть гидравлического разрыва пласта (ГРП) состоит в создании и расширении в пласте трещин, которые создаются на забое с помощью закачки жидкости под высоким давлением. В основном, давление разрыва пласта на забое скважины больше гидростатического в 1,5-2 раза [3]. В созданные трещины закачивают крупнозернистый песок, что не дает сомкнуться трещинам при уменьшении в них давления. ГРП имеет три основных вида:

- а) однократный;
- б) многократный;
- в) направленный (поинтервальный).

ГРП необходимо использовать в скважинах, которые:

- 1) имеют низкий дебит;
- 2) с большим пластовым давлением, но с небольшой проницаемостью пласта-коллектора;
- 3) дают дебит меньше, чем окружающие её скважины.

Для того чтобы выбрать пласт для осуществления ГР, необходимо владеть: достаточным объёмом данных промыслово-геофизических исследований скважин; дебитограммами (или шумограммами); данными о коллекторских свойствах пластов (проницаемости, пористости, составе цемента и глинистого материала).

Также, следует знать мощность пласта-коллектора, расстояние между скважиной и контуром газоносности и между нижними перфорационными отверстиями и газоводяным контактом (ГВК), еще нужно знать величину пластового давления и остаточных запасов газа.

ГРП применяют в крепких с малой проницаемостью и прочных трещиноватых песчаниках, прочных трещиноватых известняках или доломитах,

переслаивающихся песчано-глинистых или карбонатно-глинистых породах и т. д. [7]

Продуктивные пласты, находящиеся на первой стадии разработки, имеющие низкую проницаемость (меньше  $0,1 \text{ мкм}^2$ ) и высокое пластовое давление, близкое к начальному, в большей степени являются благоприятными объектами.

При работе залежи в газовом режиме, ГРП возможно применять на любых скважинах. Если по залежи регистрируется продвижение ГВК, то на всех скважинах самого крайнего ряда ГРП применять не рекомендуется.

При выборе скважины для гидроразрыва на месторождениях водоплавающего вида стоит учитывать промежуток до газоводяного контакта.

По результатам, которые получили из одной из наблюдательной и разведочной скважин получают расстояние от трещины гидроразрыва пласта до газоводяного контакта. ГРП необходимо повторить в случае, когда дебит скважины в самом начале был большим, а затем на протяжении всего небольшого промежутка времени эксплуатации понизился, при этом его нужно будет приурочить к наиболее высокорасположенному пропластку.

### **1.1.1 Рабочие жидкости для проведения гидроразрыва пласта (ГРП)**

Для проведения успешного гидроразрыва пласта, в котором находится газ, жидкость ГР и жидкость, которая содержит пропант (жидкость-песконоситель), должны обладать большой временной вязкостью (начальная вязкость должна быть около  $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ) и легко могла бы удаляться из пласта.

До того, как начать работу по ГРП, в скважину необходимо нагнетать меловые растворы или растворы на основе хлористого кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) или хлористого натрия ( $\text{NaCl}$ ). Бывает так, что пластовое давление меньше гидростатического давления, в этом случае используют водо-конденсатную или водо-керосиновую эмульсию, а также водный или керосиновый (конденсатный)

раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) с добавкой, которая понижает фильтрацию — мел, КМЦ и другие [5].

КМЦ — это соединение целлюлозы, которое получают в результате реакции целлюлозы с монохлор-уксусной кислотой в среде спиртового раствора щелочи. На практике наибольшее распространение получили водорастворимые препараты КМЦ, то есть ее соли аммония и щелочных металлов. С помощью этой добавки в виде порошка как загуститель водных растворов получают продавочную жидкость, а также жидкость-песконоситель[6].

Для того чтобы упростить технологию проведения операции и удешевить работу в качестве жидкости гидроразрыва и жидкости-песконосителя во многих других случаях возможно применять одну и такую же жидкость. Чтобы провести гидроразрыв пласта (ГРП) в твердых породах, которые не растворяются в соляной кислоте (HCl), в качестве этих жидкостей применяется гидрофильная и гидрофобная конденсато-кислотная, керосино-кислотная, водо-конденсатная или водо-керосиновая эмульсия. Когда порода обладает маленькой прочностью или в иных случаях, когда не представляется возможным изготовить эмульсию с определенным свойством, применяют пластовую воду, очень слабый раствор соляной кислоты (1,52%), керосин, конденсат, воду, загущенную КМЦ, карбозолином или стеароксом 6, раствор хлористого кальция и тому подобное.

При использовании раствора мела для освоения скважины, необходимо скважину сначала промыть технической водой, а после этого провести солянокислотную обработку (СКО), соляную кислоту (HCl) 10-12 процентной концентрации нагнетают в количествах, равных объемам раствора мела, поглощенного пластом. Длительность реакции кислоты находится в пределах около 1,5-3 часов.

При гидроразрыве пласта (ГРП) в карбонатных породах применяют стабильную гидрофобную углеводородно-кислотную эмульсию.

До проведения гидроразрыва пласта (ГРП) нужно обязательно исследовать скважины. После того как обвязали оборудование начинают определять приемистость. Для того чтобы определить приемистость при помощи

одного, а впоследствии и всех агрегатов нагнетают жидкость до стабилизации давления.

Коэффициент приемистости  $K$  рассчитывают по формуле:

$$K = \frac{V \cdot 1440}{t \cdot p} \quad (1)$$

где  $V$  — объем закачанной жидкости, м<sup>3</sup>;  $t$  — время закачки, мин;  $p$  — давление закачки, МПа.

Если наблюдается изменение коэффициента приемистости при нагнетании жидкости всеми агрегатами по сравнению с величиной, полученной при нагнетании 1-им агрегатом, то это говорит о том, что произошло раскрытие одной или нескольких трещин в пласте.

Если требуется провести многократный гидроразрыв пласта (ГРП), то после того, как провели первый, в образовавшиеся трещины закачивают легко извлекаемый материал или песок. Жидкость, содержащую песок закачивают только при увеличении коэффициента приемистости (на основании полученных данных) не меньше чем в 1,5 раза, который свидетельствует о раскрытии трещины.

После того как провели гидроразрыв пласта (ГРП) скважину начинают постепенно осваивать, продувать до выхода сухого газа и исследовать. По полученным данным исследования до и после гидроразрыва пласта (ГРП) начинают определять его эффективность: экономическую и гидродинамическую.

Гидродинамическую эффективность определяют, как характер изменения коэффициентов,  $a$  и  $b$  в уравнениях притока газа. Снижение коэффициента  $a$  — показатель повышения проницаемости (ПЗП).

## **1.2 Массированный гидроразрыв пласта (ГРП)**

Массированный гидроразрыв пласта (МГРП) представляет собой эффективный способ интенсификации в низко-проницаемых (до  $10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>) плотных газовых пластах. Его отличие от простого гидроразрыва пласта (ГРП),

заключается в том, что в подготовленный пласт нагнетают большее количество жидкости гидроразрыва (от 190 до 1900 м<sup>3</sup>) и материала для расклинивания (от 40 до 450 тонн) [7].

При протяженности трещины около 300 метров дебит скважин повышается настолько, что покрывает все расходы на применение метода, массивованного гидроразрыва пласта (МГРП). Известны несколько примеров удачного применения, массивованного гидроразрыва пласта (МГРП) при протяженности трещины до 800 метров.

В результате эксплуатации наибольшее внимание уделяют выбору материала и контролю качества оборудования, которое обеспечивает безопасную работу на месторождении.

В условиях больших температур (150 — 180 °С) при применении гидроразрыва пласта (ГРП) на глубокой скважине следует правильно выбрать жидкости гидроразрыва, сохраняя при этом ее главную способность, способность в переноске песка (пропанта). Следующие характеристики должны иметь жидкости [8]:

- 1) вязкостью приблизительно 100 МПа-с;
- 2) отсутствием сдвига и переход в состояние с маленькой вязкостью из-за разрушения химических связей за счет турбулентного потока;
- 3) сохранением высокой вязкости при температуре 175 — 200 °С на всем промежутке известного времени.

Разработали два вида жидкости гидроразрыва: первая — с поперечной связью, другая — жидкость, которая загущается в два этапа.

Жидкости с поперечной связью (обусловленной химическими реакциями определенных полимерных цепей) являются хорошими песконосителями. Но уже при температуре больше 145°С поперечные связи разрушаются и жидкости теряют способность к переносу расклинивающего агента. Ко второму виду относят жидкости с основными загустителями, в которые вводят другой загуститель (в сухом виде) на всем промежутке времени нагнетания в скважину.

Результат интенсификации методом гидроразрыва пласта (ГРП) говорит о том, что необходимо наиболее тщательно отбирать рабочие жидкости с целью уменьшения его негативного влияния на проницаемость породы пласта-коллектора при гидроразрыве пласта (ГРП). Если степень ухудшения исходного параметра продуктивного пласта-коллектора понижается, то это говорит о сокращении промежутка времени до достижения максимальных дебитов при эксплуатации объекта.

### 1.3 Гидропескоструйная перфорация

Щелевая разгрузка – основная суть метода заключена в том, чтобы создать две вертикальные диаметрально противоположные щели шириной около 3-4мм по колонне, длина которых около 700-1000мм, путем гидроструйной перфорации в продуктивном горизонте, с помощью перемещения специальных перфораторов вдоль оси скважин в промежутке продуктивного горизонта. (рисунок 1) [10].



Рисунок 1 – Вертикальная щель в колонне после гидроструйной перфорации (ГПП).

Этот метод, обеспечивающий крепкую гидродинамическую связь с пластом-коллектором, снижающий напряжения и увеличивающий проницаемость породы в призабойной зоне пласта (ПЗП), увеличивающий площадь фильтрации, высокую совершенство вскрытия пластов, увеличивающий дебиты скважин и, в большинстве случаев повышение коэффициента извлечения газа (КИГ). Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) можно характеризовать малым нарушением герметичности пласта, что в конечном итоге позволяет применять при маленьком промежутке между

интервалом вскрытия пласта и водогазовым контактом. При присутствии в интервале пласта пластичных прослоев не желательно проводить гидropескоструйную перфорацию (ГПП) [10].

Наибольшее благоприятное воздействие метода гидropескоструйной перфорации оказывает на терригенный поровый коллектор с маленькой проницаемостью и большой глинистостью, порово-трещинный и трещинный коллектор, карбонатный и терригенный с вертикальными и наклонно-ориентированными трещинами; проницаемости трещин коллектора в значительно большей степени.



## **2 Физико-химические основы кислотного воздействия на призабойную зону скважин**

Одним из распространенных способов обработки ПЗС является применение соляной кислоты. Обработка скважин соляной кислотой характеризуется сравнительной простотой технологических операций, дешевизной и достаточной эффективностью.

Целью кислотного воздействия является увеличение проницаемости горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет растворения твердых частиц горной породы в ПЗП. Можно выделить несколько причин по которым происходит загрязнение:

- 1) кольматация, вызванная разрушением горной породы, растворением части цементирующего материала и др.;
- 2) малая проницаемость после первичного вскрытия пласта;
- 3) выпадение солей и других продуктов в период эксплуатации скважин и т.п.

### **2.1 Химия процесса кислотной обработки**

Кислотная обработка карбонатов и силикатов – это две совершенно различные области. Карбонатные породы, включающие главным образом известняки и доломиты, быстро растворяются в соляной кислоте и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде [11]:



Скорость растворения ограничена главным образом скоростью доставки кислоты к поверхности породы. Это приводит к быстрому образованию каналов неправильной формы, называемых «червоточинами» (рисунок 2)[12]. Кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязненного участка, но не прочищая последний.

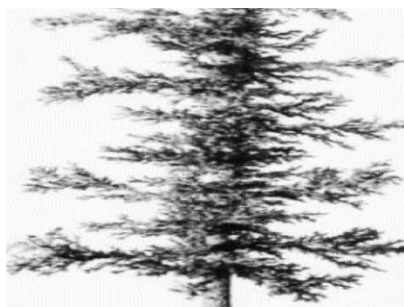


Рисунок 2 – «Червоточины», созданные соляной кислотой в известняке, растущие из центрального канала. Кислота растворяет породу, как только она достигает поверхности ее зерен. Кислотная обработка матрицы направлена скорее на создание новых каналов для притока пластовой жидкости и газа, чем на устранение загрязнений.

Для сравнения: реакция между плавиковой кислотой и песчаником проходит гораздо медленнее. Целью обработки глинокислотой является скорее разблокировка существующих каналов путем растворения загрязнения скважины и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство, чем создание новых каналов. Плавиковая кислота быстрее реагирует с минералами из серии песчаников, чем с кварцем (рисунок 3). Кислотные реакции, вызываемые сопутствующими минералами – глинами, полевыми шпатами и слюдами, могут создавать отложения, приводящие к закупориванию. Значительная часть проектирования кислотной обработки песчаника обычно направлена на возможность предотвращения этого процесса.

Обычно пласт предварительно промывают соляной кислотой для растворения ассоциирующих карбонатных минералов. Если же они вступают в реакцию с плавиковой кислотой, то в результате образуется фтористый кальций ( $\text{CaF}_2$ ), который легко выпадает в осадок. Затем закачивается глинокислота  $\text{HF-HCl}$ . И, наконец, пласт промывается слабым раствором соляной кислоты, углеводородом или хлоридом аммония ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ). В результате продукты реакции выносятся далеко за пределы околоскважинного пространства и даже в случае выпадения осадка не слишком сильно ограничивают продуктивность скважины.

Реакция плавиковой кислоты на песчаник выражается следующими двумя уравнениями (рисунок 3) [12]:

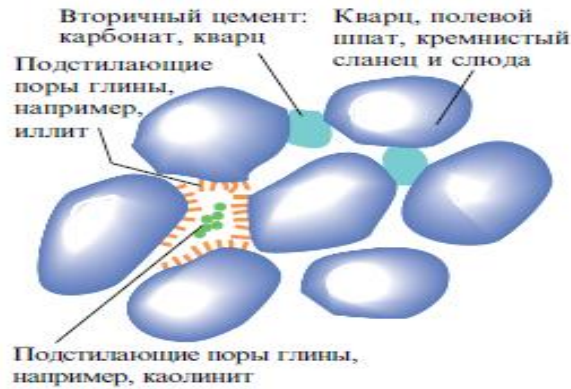
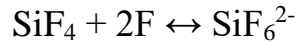


Рисунок 3 – Составляющие песчаник минералы, каждый из которых растворяется системой глиноукислоты  $\text{HCl-HF}$

Существуют различные методы кислотного воздействия, основанные на способности определенных кислот взаимодействовать с горными породами (ГП) или цементирующими материалами.

Использование этих кислот связано с:

- 1) с карбонатными коллекторами;
- 2) с терригенными коллекторами;
- 3) растворение глинистой или цементной частицы, попавшей в призабойную зону пласта (ПЗП) в процессе бурения и цементирования скважин;
- 4) растворением, выпавших в призабойной зоне пласта (ПЗП) солей.

Для обработки карбонатных коллекторов наибольшее распространение получила соляная кислота (рисунок 4), а для обработки терригенных коллекторов – смесь соляной и плавиковой кислот (глиняная кислота)[12].

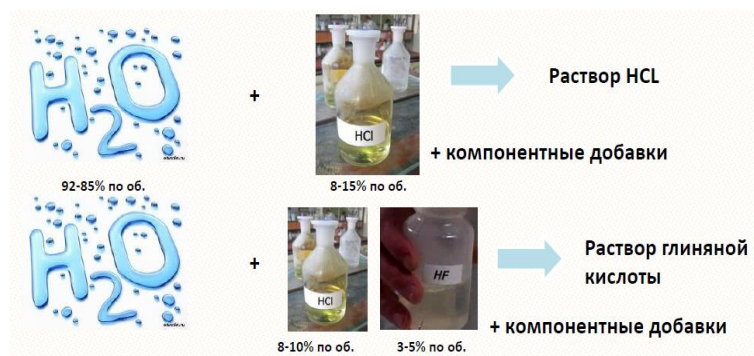


Рисунок 4 –Получение растворов кислот для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП).

В терригенных коллекторах при соляно-кислотной обработке происходит воздействие на карбонатные включения. А в карбонатных коллекторах происходит растворение части породы (увеличение порового пространства).

Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении.

Реакция начинается со стенки скважины, но особенно эффективна в поровых каналах. Установлено, что при этом диаметр скважины не увеличивается, а расширяются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн. Глубина проникновения кислоты в пласт зависит от скорости реакции. Скорость реакции зависит от:

- 1) вещественного (химического) состава породы;
- 2) удельного объема кислотного раствора (м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> поверхности породы);
- 3) температуры, давления и концентрации кислоты (кислотного раствора).

Скорость реакции определяется как отношение радиуса распространения раствора СК ко времени нейтрализации раствора СК с породой.

В зависимости от вещественного состава карбонатной породы скорость реакции возрастает от 1,5 до 8 раз при повышении температуры от 20 до 60°С. При этом изменение концентрации кислотного раствора от 5 до 15% HCl не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре 60°С. Концентрацию СК – расчетно-экспериментальным путем определили 8-15%.

При низких концентрациях, возрастает потребность в более глубоком проникновении в ПЗС, что приводит к осложнениям при освоении, т.к. увеличиваются объемы закачиваемого раствора.

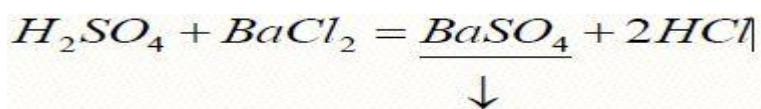
Высококонцентрированные растворы СК могут образовывать насыщенных и высоковязких растворов солей CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub>, что также усложняет процесс освоения и приводит к образованию коррозии оборудования и труб.

Концентрация раствора СК свыше 15% - растворяет гипс и ангидрит, однако может выпадать твердый осадок.

## 2.2 Химические реагенты, применяемые при соляно-кислотной обработке (СКО)

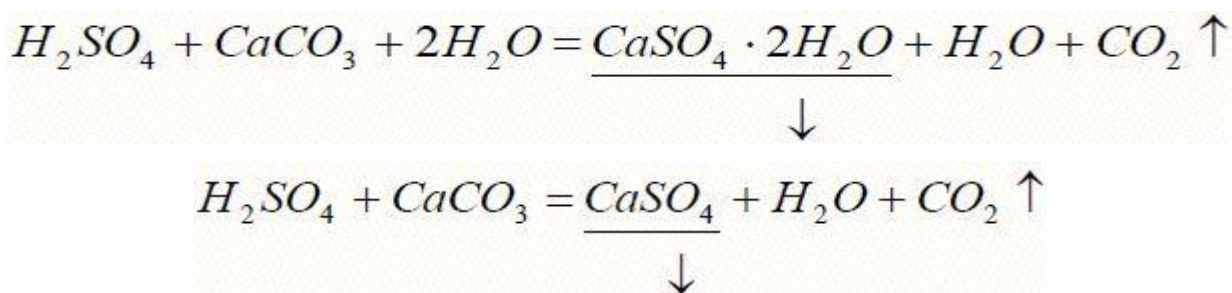
Условия приготовления HCl:

Выделение H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> осуществляется при приготовлении кислотного раствора. Обычно доводят концентрацию концентрированной соляной кислоты до 15%, затем добавляют хлористый барий BaCl<sub>2</sub> (в концентрированной кислоте хлористый барий плохо растворим):



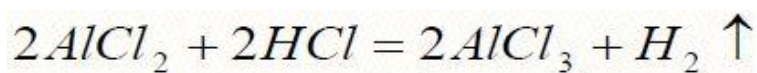
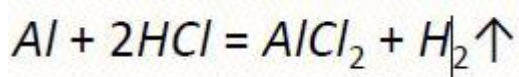
После реакции кислотный раствор отстаивается, а осадок BaSO<sub>4</sub> удаляется.

В противном случае:



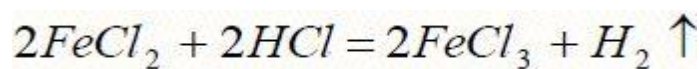
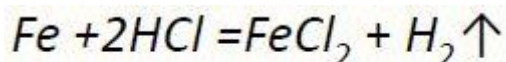
Реакция HCl с другими химическими элементами:

Соляная кислота хорошо реагирует с алюминием Al и железом Fe:



↓

т.е.  $AlCl_3$  после нейтрализации  $HCl$  выпадает в осадок,



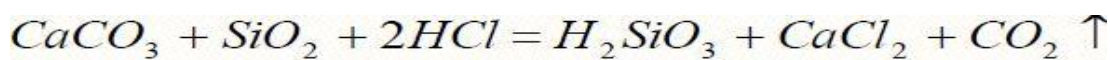
↓

т.е.  $FeCl_3$  выпадает в осадок после нейтрализации  $HCl$ .

Таким образом количество осадка в ПЗП при проведении СКО может быть достаточно большим, что снижает проницаемость ПЗП. По этим причинам раствор соляной кислоты должен обрабатываться специальными химическими реагентами.

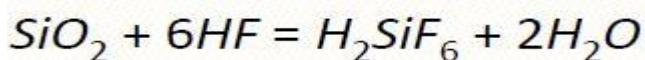
Стабилизаторы — это водорастворимые вещества, стабилизирующие свойства кислотного раствора.

С целью предотвращения выпадения или удаления солей  $Al$  и  $Fe$  используют, как правило, уксусную кислоту ( $CH_3COOH$ ). При этом снижается скорость реакции кислотного раствора. Концентрация уксусной кислоты изменяется от 0,8 до 2% от объема кислотного раствора.



↓

В результате реакции образуется гели кремниевой кислоты ( $H_2SiO_3$ ), закупоривающий ПЗП. Для предотвращения образования гелей кремниевой кислоты используют фтористо-водородную кислоту  $HF$ , которая полностью растворяет  $Si$ :



(Концентрация  $HF$  от 1 до 2% от объема кислотного раствора)

Ингибиторы - водорастворимые вещества, понижающие коррозионную активность  $HCl$  [15].



Рисунок 5 – Влияние соляной кислоты на металл

- формалин (до 1%) (40% раствор формальдегида ( $CH_2O$ ) в воде) – снижает коррозионную активность в 7 – 8 раз. Формалин не влияет на скорость реакции;
- уникол ПБ-5 (0,05-0,1%) – снижает коррозионную активность в 10 – 15 раз. Растворяется только в растворе  $HCl$ , не растворяется в воде;
- реагент И-1-А (до 0,4%) в смеси с уротропином (до 0,8%) используется при высоком давлении  $P_{пл}$  и температуре  $t_{пл}$ . При температуре 87°C и давлении 38 МПа снижает коррозионную активность в 90 раз;
- УФЭ8 – ингибирующее действие выше, чем у формалина, но ниже, чем у уникола ПБ-5;
- ДС (до 0,5%) - снижает скорость коррозии до 3 раз (нефтяной продукт на основе серы или натрия);
- Кроме того, в качестве ингибиторов используют катапин-А, реагент В-2, карбозолин-О, реагент «Север-1».

Интенсификаторы - вещества, обеспечивающие удаление продуктов реакции из призабойной зоны скважины (поверхностно-активные вещества - ПАВ) [16].

В качестве интенсификаторов используются также спирты, сульфокислоты, МЛ-72, ОП-10, марвелан К(О), реагент 4411, тержитол, катапин-А и др.

Порядок приготовления раствора *HCl*:

вода – ингибиторы – стабилизаторы – концентрированная соляная кислота – хлористый барий – интенсификаторы.

Раствор перемешивается, отстаивается в течение 2-3 часов, фильтруется, после чего он готов к употреблению. Приготовление кислотного раствора производится на специальной кислотной базе.

### **2.3 Выбор объекта для солянокислотной обработки**

При выборе газовой скважины для кислотной обработки необходимо знать: результаты промысловых и геофизических исследований; коллекторские свойства пласта, свойства глинистого раствора, используемого при вскрытии продуктивного пласта; толщину пласта; расстояние от скважины до контура газоносности и от нижних перфорационных отверстий до газоводяного контакта; пластовое давление и остаточные запасы газа.

Благоприятны для обработки соляной кислотой следующие объекты: карбонатные пласты с хорошо развитой естественной трещиноватостью, продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами карбонатных пород и глинистого раствора в процессе бурения. В этом случае кислота растворяет проникшие в трещины частицы пород, способствует извлечению из пласта глинистого раствора и, следовательно, многократному увеличению дебита скважин; карбонатные пласты, в которых трещиноватость развита слабо. В результате реакции кислоты с породой образуются каналы растворения с многократным увеличением размеров поровых каналов, глубоко проникающих в пласт; пористые карбонатные пласты, в которых проницаемость призабойной зоны снижена вследствие фациальных изменений или проникновения в пласт промывочных жидкостей в процессе бурения или ремонтных работ. Механизм воздействия кислоты в этих случаях состоит в том, что она растворяет материал на стенках поровых каналов; плотные слабопористые низкопроницаемые карбонатные пласты. В этом случае необходимо проводить гидрокислотный разрыв, в результате чего механическое



воздействие жидкости, обеспечивающее создание трещин разрыва, дополняется химическим воздействием кислоты на породу.

Для обработки глинокислотой благоприятными объектами являются плотные низкопроницаемые малопродуктивные песчаники с карбонатным или глинистым цементом.

К условиям, неблагоприятным для проведения кислотной обработки, относятся близость подошвенных или контурных вод; значительное снижение пластового давления (на 60 — 70 % от первоначального); приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды; нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала.

## 2.4 Влияние термобарических условий на процесс СКО

Увеличение температуры раствора СК приводит к увеличению скорости реакции, а повышение давления – к снижению скорости реакции. Экспериментально установлено, что время нейтрализации 75% объема кислотного раствора увеличивается: в 7-10 раз при повышении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа; в 30-35 раз при увеличении давления от 0,7 до 1 МПа; в 70 раз при увеличении давления с 2 до 6 МПа (рисунок 6) [17].

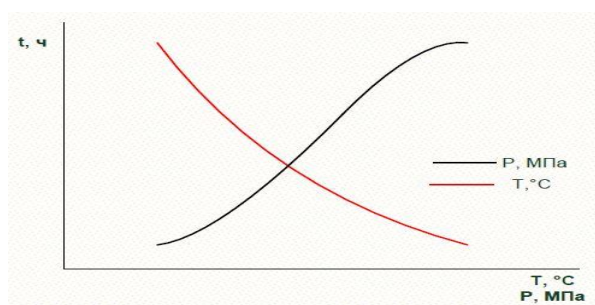


Рисунок 6 – График зависимости времени нейтрализации раствора СК от температуры и давления

## 2.5 Виды соляно-кислотных обработок

Различают несколько видов соляно-кислотных обработок, среди которых [18]:

1. Обычная СКО - проводится в кольматированных коллекторах повышенной проницаемости, для растворения карбонатных частиц.
2. Кислотная ванна – проводится в скважинах с открытым забоем.
3. СКО под давлением – проводится в низкопроницаемых коллекторах, с высокой степенью неоднородности.
4. Поинтервальная (ступенчатая) СКО – направленная обработка отдельных (разобщенных) пластов.
5. Комбинированный СКО и ГРП – проводится для увеличения охвата воздействием.

## 2.6 Технологии проведения обработок призабойной зоны пласта

### *Технология проведения обычной соляно-кислотной обработки (СКО)*

1) Промывка скважины выполняется при открытых задвижках на устье и затрубном пространстве. Жидкость, заполняющая скважину и жидкость промывки, поступает в емкость на поверхности (рисунок 7)[19]. В процессе этой операции скважина очищается от грязи в перфорационных каналах и на стенках скважины.

При этом в качестве жидкостей промывки используются: керосин, дизельное топливо, пропан-бутановая фракция, конденсат и др. растворители.

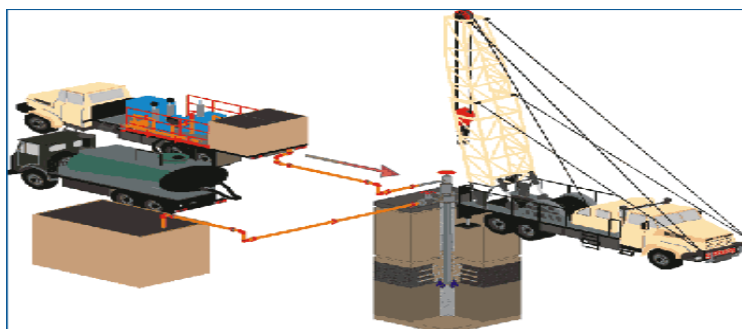


Рисунок 7 – Схема проведения обычной соляно-кислотной обработки (СКО)

После промывки нижняя часть скважины на расчетную величину толщины продуктивного горизонта заполняется жидкостью – бланкетом (концентрированный раствор хлористого кальция).

- 2) Закачка расчетного объема кислотного раствора в скважину.

Как правило, радиус обработки ПЗП при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки.

Анализ результатов первичных СКО показывает, что удельный расход кислотного раствора на метр обрабатываемой толщины зависит от коллекторских свойств ПЗП:

- для низкопроницаемых коллекторов невысокой пористости удельный расход 15% раствора HCl изменяется от 0,2 до 0,6 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>;
- для высокопроницаемых коллекторов – от 0,2 до 0,9 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>;
- для трещинных коллекторов – от 0,3 до 0,9 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>.

### 3) Продавка кислотного раствора в ПЗП.

- при закачке кислотного раствора в скважину в течение времени достижения им обрабатываемого пласта задвижка на затрубном пространстве открыта, после чего она закрывается;

- продавливают кислотный раствор в ПЗП, продолжая агрегатом закачку расчетного объема кислоты в скважину;

- кислотный раствор продавливается водой до полного его поглощения пластом;

- задвижку на устье скважины закрывают - скважина закрыта.

### 4) Нейтрализация кислотного раствора.

Происходит за счет реакции раствора HCl с поверхностью горной породы. Время нейтрализации, зависит от давления и температуры и изменяется от 1 час до 24 час.

### 5) Вызов притока, освоение и исследование скважины.

По результатам исследования до обработки и после судят о технологическом эффекте.

### ***Технология проведения кислотных ванн***

Основной целью кислотных ванн является очистка ПЗП от остатков глинистой корки, цементных частиц (при цементировании обсадной колонны выше продуктивного горизонта), отложений солей (кальцитовых) пластовой воды и др. [20].

Проводят в скважинах с открытым забоем.

1) Рассчитывают объем кислотного раствора по формуле:

$$V_{\text{КРВ}} = \frac{\pi}{4} \cdot D_c^2 \cdot h_{\text{пл}}$$

2) Концентрация раствора для кислотных ванн выше и достигает 20%, т.к. при кислотных ваннах не происходит перемешивания раствора на забое.

3) Реакция происходит под действием репрессии на пласт.

4) Время нейтрализации при таких обработках выше, чем при обычной СКО, достигая 16-24 час.

### ***Технология создания кавернонакопителя в ПЗП***

Кислотную ванну проводят после многократного воздействия обычным СКО. Применяется для скважин с искусственной крепью [11]. (рисунок 8)

1) Рассчитывают объем кислотного раствора, который составляет 2-3 объема забоя скважины (ориентированного эффективной толщиной пласта в интервале перфорации).

2) Концентрация раствора - 15 %;

3) Реакция происходит под действием репрессии на пласт;

4) Время нейтрализации при таких обработках выше, чем при обычной СКО, достигая 16-24 час;

5) Перед проведением обработки необходимо провести испытания горных пород на прочность (рыхлые коллектора – опасность получения смятия эксплуатационной колонны скважины при освоении).

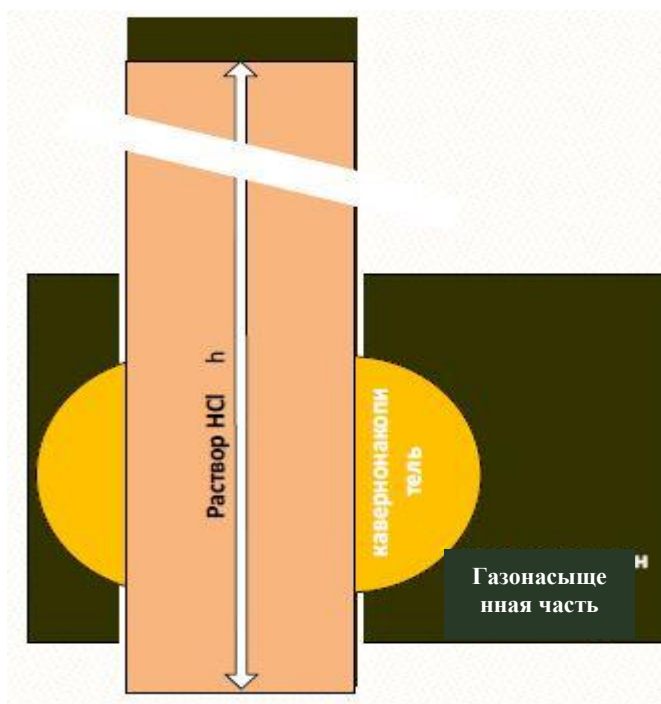


Рисунок 8 – Схема создания кавернонакопителя в ПЗП

***Соляно-кислотная обработка под давлением***

Для повышения эффективности кислотного воздействия на призабойные зоны пласта (ПЗП) неоднородного по проницаемости коллектора (рисунок 9) [21].

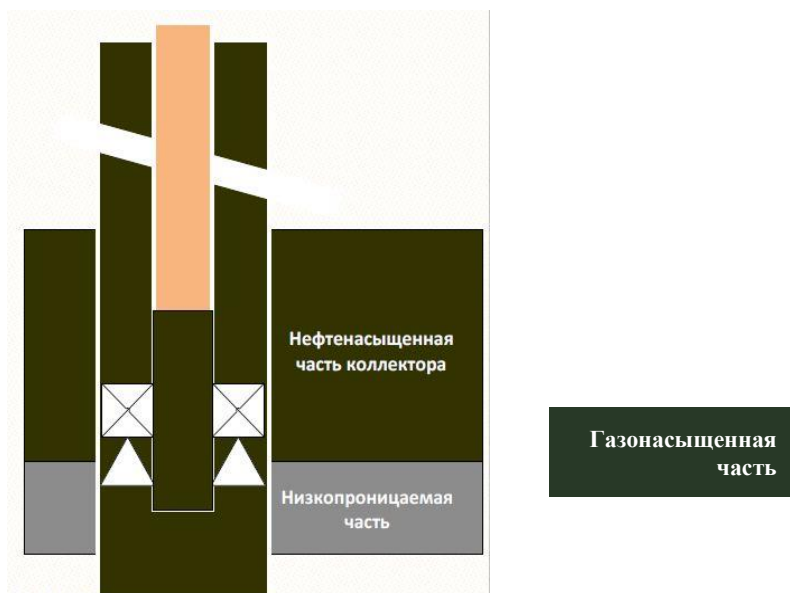


Рисунок 9 – Схема проведения СКО под давлением

1) Гидродинамические исследования скважины со снятием профиля притока (приемистости) с целью установления зон повышенной проницаемости и поглощающих трещин.

2) В скважину до кровли продуктивного горизонта спускается колонна НКТ, на конце которой размещен пакер с якорем. Пакеруется и заякоривается колонна.

3) Проводится закупорка высокопроницаемых разностей закачкой в них высоковязкой нефтекислотной эмульсии (смесь 12% раствора  $HCl$  и дегазированная нефть, если дегазированная нефть легкая, к ней добавляют, например, окисленный мазут, гудрон и др.).

4) Полученная нефтекислотная эмульсия закачивается в призабойную зону, проникая в зоны повышенной проницаемости и заполняет их. Если в НКТ закачали расчетный объем кислотного раствора, то продавка эмульсии осуществляется кислотным раствором.

5) Давление закачки увеличивается, и эмульсия проникает в зоны повышенной проницаемости.

6) По достижении границы раздела «нефтекислотная эмульсия – кислотный раствор» башмака НКТ давление закачки увеличивается еще.

7) Под действием повышенного давления кислотный раствор закачивается в низкопроницаемые разности, существенно увеличивая охват пласта процессом кислотного воздействия.

8) Удельный расход нефтекислотной эмульсии изменяется от 1,5 до 2,5 м<sup>3</sup>/м.

9) Все остальные технологические операции не отличаются от таковых для обычной кислотной обработки.

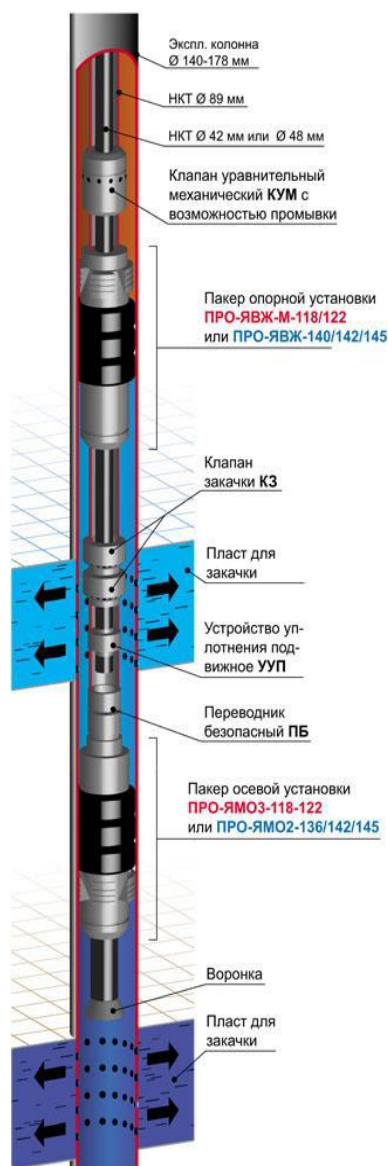


Рисунок 10 – Оборудование скважины для проведения СКО под давлением  
***Метод поинтервальной или ступенчатой соляно-кислотной обработки (СКО)***

Применяется в слоисто-неоднородных коллекторах, с сильно изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами прослоя (рисунок 11) [22].

Эффективность обработки существенно зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора HCl по затрубному пространству в другие пропластки.

После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

Широкого распространения данный метод не получил.

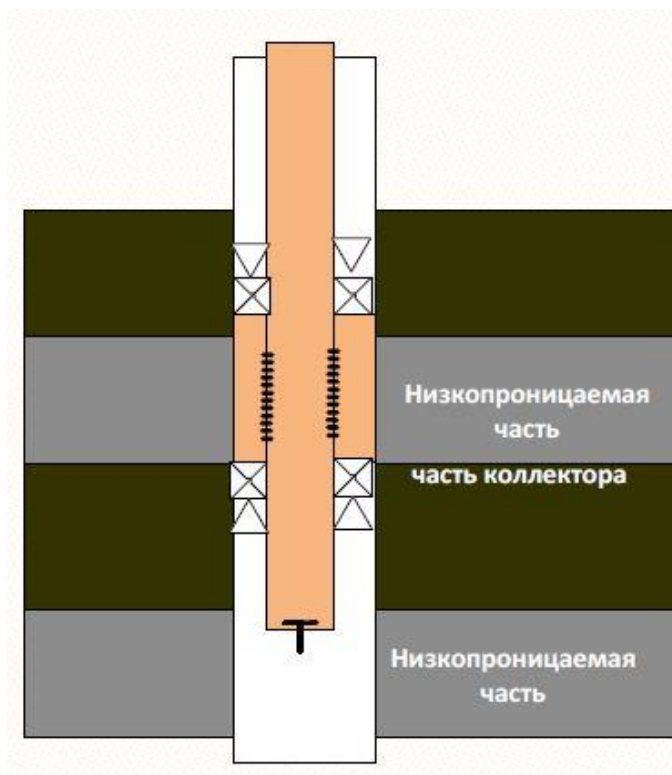


Рисунок 11 - Схема проведения поинтервальной или ступенчатой соляно-кислотной обработки (СКО)

## 2.7 Термокислотная обработка скважин

Термокислотные обработки - комбинированный процесс, в первой фазе которого осуществляется термохимическая обработка, во второй (без перерыва во времени) - обычная, простая СКУ. Наполненный магнием наконечник спускают на трубах в скважину и устанавливают в зоне обрабатываемого интервала пласта. Затем закачивают воду и вслед за ней, без перерыва, 15% раствор соляной кислоты. Скорость прокачки кислоты должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная кислотность раствора. Для загрузки наконечника используют магний в виде стружек или брусков квадратного, или круглого сечения [23].

Термокислотная обработка проводится с использованием специального скважинного реактора, схема которого представлена на рисунке 12, а принцип действия понятен из рисунка.



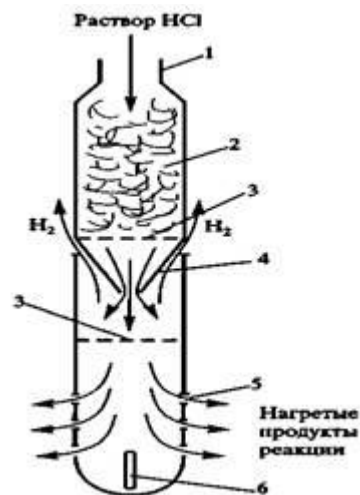


Рисунок - 12. Схема скважинного реактора: 1 - резьба для соединения с НКТ; 2 - камера для загрузки металлического магния; 3 - решетка; 4 - конус; 5 - отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 - максимальный термометр

## 2.8 Химическая Обработка скважины ПАВ

Целью данной обработки является удаление воды и различных загрязняющих материалов. При попадании на забой скважины, вода “закупоривает” часть пор, препятствуя притоку нефти и газа, а взаимодействуя с глинистой частицей породы, вода начинает вызывать их набухание и разрушение. Это уменьшает дебит скважины.

## 2.9 Проектирование кислотной обработки

Как правило, трудно определить характер возможных загрязнений, так как часто отсутствуют конкретные признаки. Инженер должен использовать всю имеющуюся в его распоряжении информацию по истории скважины, данные лабораторных испытаний и опыт, полученный во время предыдущих работ с коллектором. Первоначальная задача – это, конечно, выбор обрабатываемой жидкости. Затем идет разработка точного графика закачки – объемы, производительность, количество этапов отклонения.

Поскольку обработка карбоната соляной кислотой не затрагивает загрязнение, главная задача выбора рабочей жидкости почти полностью связана

с кислотной обработкой песчаника, где необходимо устранить загрязнение. Лабораторные опыты на образцах керна и нефти могут практически гарантировать, что данная система глинокислоты HF-HCl будет работать, как запланировано – это особенно рекомендуется при работах на новом месторождении. В этих опытах сначала исследуется минералогия породы, чтобы облегчить выбор рабочей жидкости. И, наконец, получают характеристическую кривую кислоты, закачивая рабочую жидкость в очищенную керновую пробку при рабочих условиях коллектора (давление и температура) и отслеживая возникающие в результате изменение проницаемости. Кривая характеристики кислоты указывает на то, как рабочая жидкость воздействует на матрицу – инженер-проектировщик стремится к тому, чтобы получить резонный рост проницаемости.

Выбор рабочей жидкости для кислотной обработки песчаников в основном базируется на рекомендациях, разработанных Маклеодом в начале 1980-х годов [19]. Необходимо выбирать между комбинациями HCl-HF различной концентрации, что зависит от проницаемости пласта, содержания алеврита и глины (таблица 1). Например, комбинации высшей концентрации применяются для высокопроницаемой породы с низкими содержаниями алеврита и глины, кислота высокой концентрации в породе с низкой проницаемостью может вызвать выпадение осадка и проблемы, связанные с мельчайшими частицами. Концентрацию кислоты уменьшают с ростом температуры, так как в противном случае скорость реакции возрастет.

Таблица 1– Изменения в подборе кислотных систем для обработки песчаников с целью максимального устранения загрязнения и сведения к минимуму выпадения осадков.

<b>Условия</b>	<b>Основная кислота</b>	<b>Предварительная промывка</b>
Растворимость HCl (>20%)	Использовать только HCl	
Высокая проницаемость (>100 md)		
Высокое содержание кварца (80%) Низкая глина (<20%)	12% HCl, 3% HF	15% HCl
Высокое содержание полевого шпата (>20%)	13,5% HCl, 1,5% HF	15% HCl

Высокое содержание глины (>10%)		6,5% HCl, 1% HF	5% HCl с восстанавливающим реагентом	
Высокое содержание глины с хлоритом железом		3% HCl, 0,5% HF	5% HCl с восстанавливающим реагентом	
Низкая проницаемость (<10 md)				
Низкое содержание глины (<5%)		6% HCl, 1,5% HF	7,5% HCl и 10% уксусная кислота	
Высокое содержание хлорита		3% HCl, 0,5% HF	5% уксусная кислота	
<b>Минералогия</b>		<b>Проницаемость</b>		
Высокое содержание кварца (>80%), низкое содержание глины (<10%) Высокое содержание глины (>10%), низкое содержание ила (<10%)	<93°C	>100 мД	20-100 мД	< 20 мД
		12% HCl, 3% HF	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF
		7,5% HCl, 3% HF	6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF
		10% HCl, 1,5% HF	8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF
		12% HCl, 1,5% HF	10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF
Высокое содержание глины (>10%), высокое содержание ила (>10%) Низкое содержание глины (<10%), низкое содержание ила (>10%)	>93°C	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF	6% HCl, 1,5% HF
		6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF	4% HCl, 0,5% HF
		8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF	6% HCl, 0,5% HF
		10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF	8% HCl, 0,5% HF
		12% HCl, 3% HF	12% HCl, 3% HF	12% HCl, 3% HF

С того времени критерии Маклеода были дополнены компанией Шлюмберже, в исследовательском центре Дауэлл. За последнее время к этому современному набору правил прибавилось еще около сотни критериев в отношении риска, связанного с закачкой в породу сложных смесей жидкостей. Эти критерии связаны в единую компьютеризированную экспертную систему, облегчающую инженерам выбор рабочих жидкостей с наилучшими параметрами. Экспертная система предлагает несколько вариантов, и эти жидкости классифицируются по степени их эффективности. Когда выбор сделан, осуществляется увязка соответствующих жидкостей с подобранными параметрами с аналогичными из каталога типовых материалов, предлагаемых сервисной компанией.

Эта экспертная система по выбору рабочей жидкости образует единый модуль Pro-MAT – систему эффективной обработки, которую компания Дауэлл недавно внедрила для улучшения неприемлемых результатов кислотной обработки (рисунок 13) [24]. Система Pro-MAT представляет собой компьютерное обеспечение, применяемое на каждом этапе диагностирования скважины, а также проектировку, исполнение и оценку кислотной обработки пласта. Применение пакета Pro-MAT начинается с вышеупомянутого анализа по методу NODAL, для определения причин низкой продуктивности скважин, с последующим применением экспертной системы выбора рабочей жидкости.



Рисунок 13 – Основные этапы при проектировании кислотной обработки матрицы, содержащиеся в программном пакете Pro-MAT компании Дауэлл. Справа приводится порядок выбора жидкости – сначала выбирается основная рабочая жидкость, затем разрабатываются все жидкостные стадии и подбирают базовые жидкости носители.

Третий модуль разрабатывает предварительный график закачки, обеспечивающий нулевую величину скин-фактора – количество циклов закачки рабочей жидкости, количество отклоняющих стадий, сколько жидкости закачивать на каждом этапе и так далее (рисунок 14). Четвертый модуль – это создание подробной модели процесса кислотной обработки.

График закачки для двухэтажной обработки						
		Операция	Жидкость	Объем м <sup>3</sup>	Расход м <sup>3</sup> в мин	Время мин
Стадия 1	1	Предварительная промывка	HCl 15%	2,8	0,35	7,9
	2	Основная жидкость	RMA 13/3 <sup>1</sup>	10,8	0,35	31,0
	3	Завершающая промывка	HCl 4%	5,3	0,38	13,8
	4	Завершающая промывка	HCl 4%	3,3	0,76	4,3
	5	Доливка отклонителя	HCL 4%	0,5	0,76	0,6
	6	Предварительная промывка	J237A <sup>2</sup>	2,8	0,76	3,6
Стадия 2	7	Основная жидкость	HCl 15%	2,0	0,76	2,6
	8	Основная жидкость	RMA 13/3 <sup>1</sup>	8,8	0,17	50,5
	9	Завершающая промывка	RMA 13/3 <sup>1</sup>	8,5	0,17	48,8
	10	Вытеснение из НКТ	NH <sub>4</sub> Cl Рассол 3%	5,3	0,19	27,5

Рисунок 14 - График закачки, составленный с помощью программ Pro-MAT, предусматривающий в каждой стадии объем жидкости, расход закачки и время закачки. Этот график можно ввести в симулятор для прогнозирования подробностей результатов кислотной обработки, например, улучшается скин-фактор.

При наличии графика закачки дается прогноз профилей приемистости, улучшений в скин-факторе по каждой зоне по мере продвижения работы и общие данные по состоянию расхода и давления, которые можно ожидать в процессе работы. Эта информация либо подтверждает ранее рассчитанный график закачки, либо предлагает некоторые изменения, чтобы обеспечить оптимальные показатели работы. В пятом и последнем модуле используются результаты моделирования для прогнозирования продуктивности скважины после обработки и, таким образом, оценивается ожидаемая прибыль за счет проведения такой кислотной обработки.

Физика и химия кислотных обработок настолько сложны, что представляют собой широчайшее поле исследований для добывающих и сервисных компаний, а также для университетов. При проектировке работ простые модели имеют преимущество в том, что они не требуют много входных данных, а их недостатком является чрезмерное упрощение. Сложные модели лучше отображают реальность, но они требуют большего числа входных

параметров, некоторые из которых невозможно измерить не только в скважине, но и в лабораторных условиях.

Независимо от уровня сложности, модели кислотной обработки должны быть увязаны с четырьмя процессами:

- отслеживание стадий жидкости по мере их закачки в НКТ, принимая во внимание различные гидростатические явления и потери на вязкое трение;
- движение жидкостей через пористый пласт;
- растворение загрязнения и (или) самой породы кислотой;
- накопление и влияние отклонителей.

Все четыре явления взаимосвязаны. Местоположение отклонителя зависит от режима закачки. Режим закачки зависит от проницаемости пласта, последняя, в свою очередь, зависит от растворяющих свойств кислоты, а наличие кислоты соответственно от местоположения отклонителя и так далее.

Компьютер циклично просчитывает рабочие характеристики для всех жидкостных стадий (рисунок 15). Время, необходимое для каждой стадии, подразделяется на серию коротких временных ступеней, и эта цепная реакция оценивается по каждой ступени. Результат расчетов по каждой очередной ступени служит входной информацией для последующей ступени.

Кроме того, для более подробного моделирования пласт разделяется радиально на серию радиально симметричных блоков. На каждой временной ступени оценка всех блоков должна производиться одновременно. Симулятор дает подробный прогноз того, как будет проходить кислотная обработка и ожидаемое улучшение в скин-факторе и дебите (рисунок 16) [25]. Это помогает определить момент, когда такая обработка становится прибыльной.

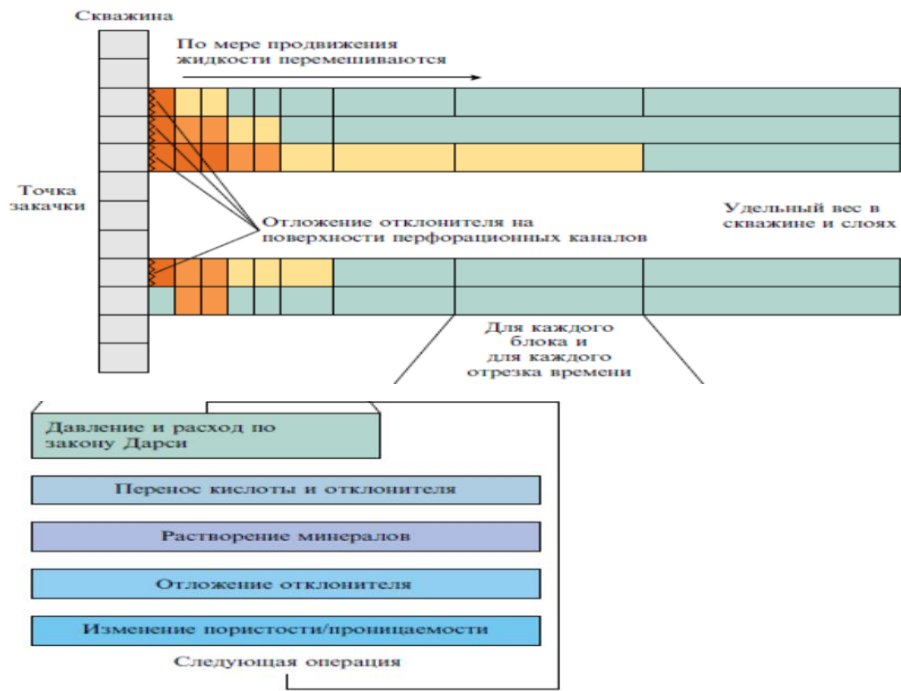


Рисунок 15 – Моделирование поэтапной обработки матрицы с использованием радиально-симметричной модели пласта и анализа основных факторов, определяющих результаты обработки, а именно: кислоты, отводящего потока, растворения породы, отложения отклонителя, изменений в пористости и проницаемости. [25]

Данная последовательность расчетов происходит одновременно по всем блокам и за короткие отрезки времени.

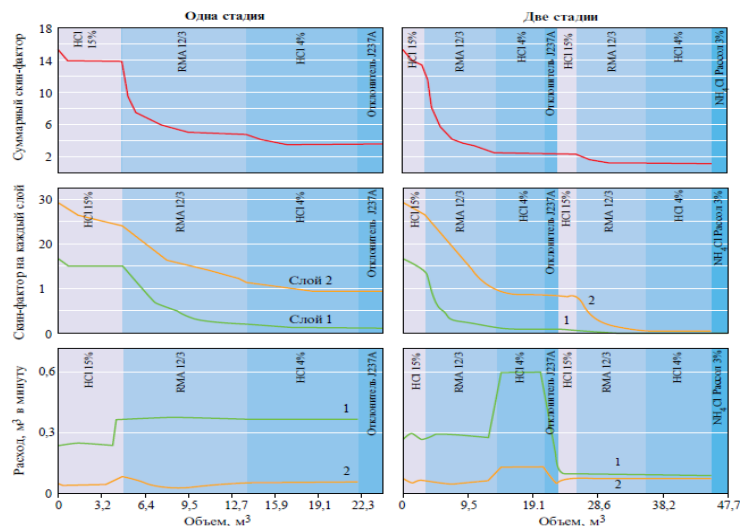


Рисунок 16 - Результаты моделирования, показывающие разницу между одноэтапной и двухэтапной кислотными обработками загрязнённой нефтяной скважины, имевшей приток из двух слоев. [25]

Одноэтапная обработка (слева) не может удалить загрязнение слоя 2, который находится слева со значением скин-фактора 10. Двухэтапная обработка направляет вторую кислотную стадию к этому слою, понижая значение скин-фактора всей скважины до нуля.

Область применения данных методов и технологий рассчитана в основном на область применения, включающую в себя коллектора высокой температуры, коллектора с высоким скин-фактором призабойной зоны пласта, многослойные коллекторы и коллекторы с большими продуктивными интервалами, коллекторы с неоднородной проницаемостью, горизонтальные и вертикальные скважины [26].

Как правило, развитие методов и технологий кислотных обработок направлены на выравнивание профиля проникновения рабочего агента в пласт, уменьшение скин-фактора, удаления загрязнений, что как следствие, обеспечивает увеличение проницаемости и равномерное распределение кислоты. Достигается это в основном улучшением состава используемых кислот, отклонителей, других рабочих жидкостей.

Если сам принцип кислотной обработки представляется предельно простым, то на практике – это «минное поле», связанное с принятием сложнейших решений. Сервисные компании предлагают широкий ассортимент кислотных систем и «отклонителей», и редко встречаются одинаковые подходы к идентичным проблемам.

Продуктивность пласта может быть ограничена по многим причинам и единственным способом выяснить это является анализ давления от подошвы пласта до устья скважины, с использованием истории изменения дебита, результатов испытаний скважины, анализа гидродинамического давления.

### **Анализ по Методу NODAL**

Данный анализ предусмотрен методом NODAL.

Анализ по методу NODAL, прогнозирующий эксплуатационные давления в устойчивом состоянии, уточняет этот контрольный перечень.



Например, сравнивая кривые приемистости НКТ с кривой показателей притока можно отчетливо увидеть, ограничивает ли конкретное заканчивание скважины газоотдачу (рисунок 17) [27].

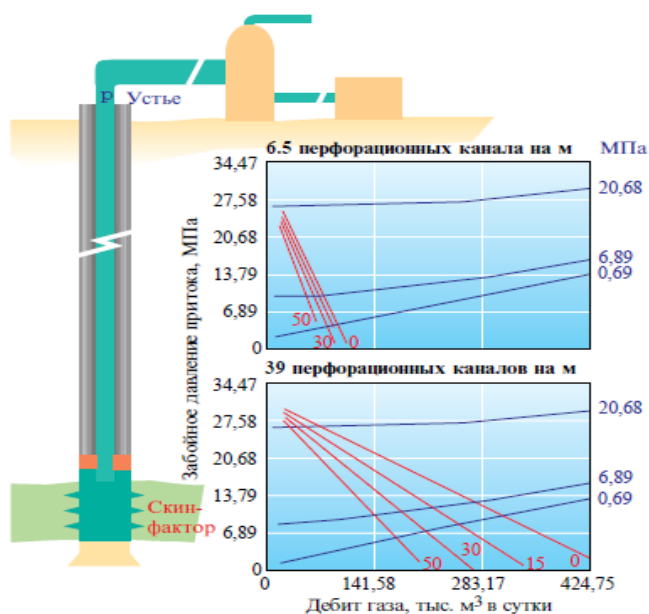


Рисунок 17 - Анализ причин низкой продуктивности скважины с помощью анализа по методу NODAL давлений от забоя до устья.

На каждой из диаграмм показатели добычи представлены пересечением кривой поступления газа в НКТ (линии с загибом вверх), одна на каждое значение давления на устье с кривой характеристик притока (падающие линии) – одна на каждое значение скин-фактора.

Сравнение результатов анализа по методу NODAL с фактически замеренными давлениями помогает зафиксировать местоположение любой зоны загрязнения. Загрязнение возникает не только в пласте, окружающем скважину. Оно может легко возникнуть внутри НКТ, в гравийной набивке или в перфорационном туннеле гравийной набивки (рисунок 18) [26,27].

Анализ по методу NODAL на верхней диаграмме показывает характеристики притока при том допущении, что скважина была проперфорирована с плотностью 6,5 отверстий на метр, а на нижней диаграмме – с плотностью 39 отверстий на метр. Кривые поступления газа в НКТ аналогичны на обеих диаграммах анализа по методу NODAL.

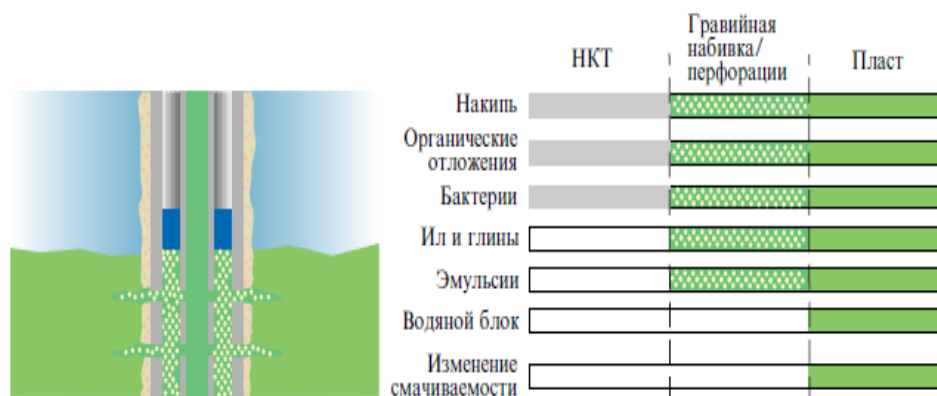


Рисунок 18 - Типы загрязнений и места их возникновения. Диагностика местоположения загрязнения и его типа – ключ к успешной кислотной обработке.

При плотности 6,5 отверстий на метр уменьшение скин-фактора в результате кислотной обработки дает лишь незначительное увеличение дебита. При 39 отверстиях на метр результатом кислотной обработки матрицы является значительное увеличение добычи.

### Борофтористая кислота, ДАУЭЛЛ

Компания Дауэлл внедрила такую кислотную систему, с использованием борофтористой кислоты [HBF<sub>4</sub>]. Она гидролизуется в воде (рисунок 19), образуя HF<sup>-4</sup>:  $\text{HBF}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{HBF}_3\text{OH} + \text{HF}^{-4}$

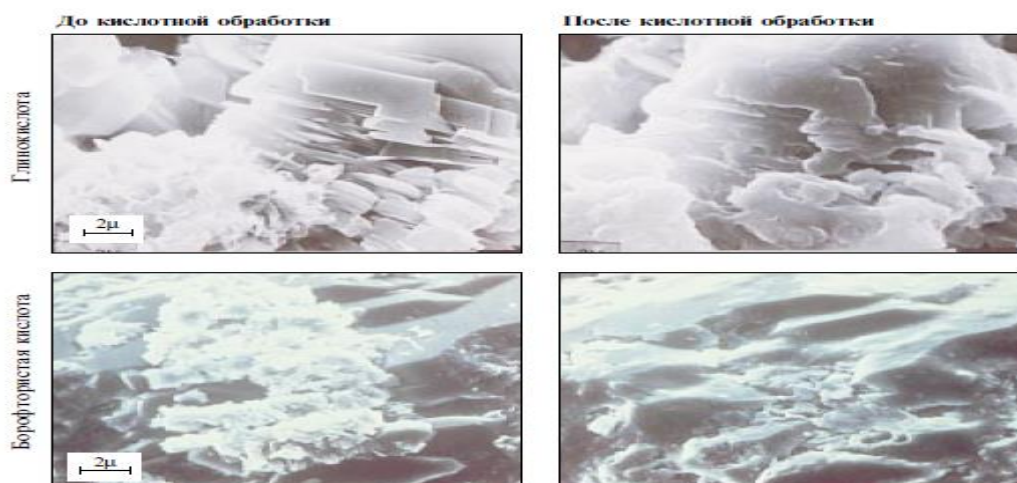


Рисунок 19 – Снимки, сделанные сканирующим электронным микроскопом, на которых видны глины, заполняющие поры, до и после воздействия обычной глинокислоты и борофтористой кислоты.

На снимках, показывающих результаты воздействия борофтористой кислоты (нижний слева), видно, что некоторые глины растворились, в то время как другие, пластинки коалита, (в центре снимка) частично срослись, препятствуя движению частиц.

По мере расхода плавиковой кислоты, растворения глин и других минералов, она постоянно восполняется в результате гидролиза остающейся борофтористой кислоты. Медленная скорость этого превращения гарантирует замедленность реакции и, таким образом, более глубокое проникновение плавиковой кислоты. В дополнение к этому, борофтористая кислота сама по себе вступает в реакцию с глинами и алевритом, образуя боросиликаты, которые способствуют прилипанию мельчайших частиц к крупным зернам (рисунок 20).

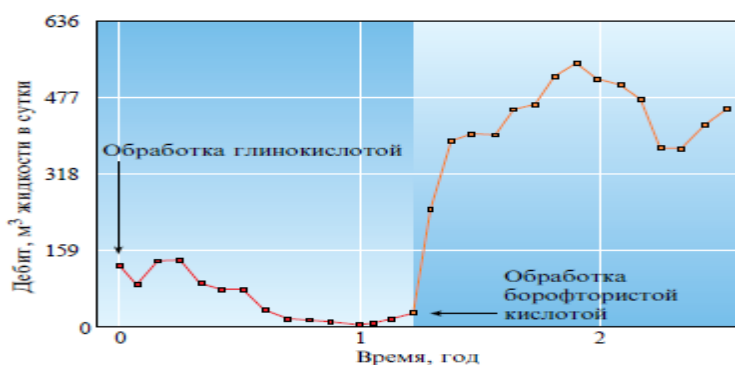


Рисунок 20 - Улучшение продуктивности нефтяной скважины после обработки борофтористой кислотой.

Сначала скважину обработали глинокислотой и получили 135 м<sup>3</sup> жидкости в сутки при 34% водонасыщенности. Затем продуктивность упала почти до нуля, вероятнее всего, благодаря перемещению мельчайших частиц. После обработки борофтористой кислотой продуктивность возросла до 398 м<sup>3</sup> жидкости в сутки, что устранило необходимость в дальнейших кислотных обработках. Дебит спустя год составил 35 м<sup>3</sup> нефти в сутки.

### Метод FoamMAT

Представляет собой сочетание закачки ПАВ с десятиминутным выжиданием. Хорошей изоляции водоносной зоны в сильно обводненных скважинах можно также добиться с помощью технологии FoamMAT [28]. В лабораторных условиях имитировались две пачки песчаника с одинаковой

проницаемостью, но с прокачиванием через них разных жидкостей – воды и нефти (рисунок 21). Как и ожидалось, при предварительном закачивании ПАВ, в выгодном положении в смысле обработки оказалась водоносная зона. Затем в обе пакки закачали пену. Большая часть закаченной после этого кислоты ушла в нефтеносную зону, продемонстрировав почти идеальный отвод рабочей жидкости.

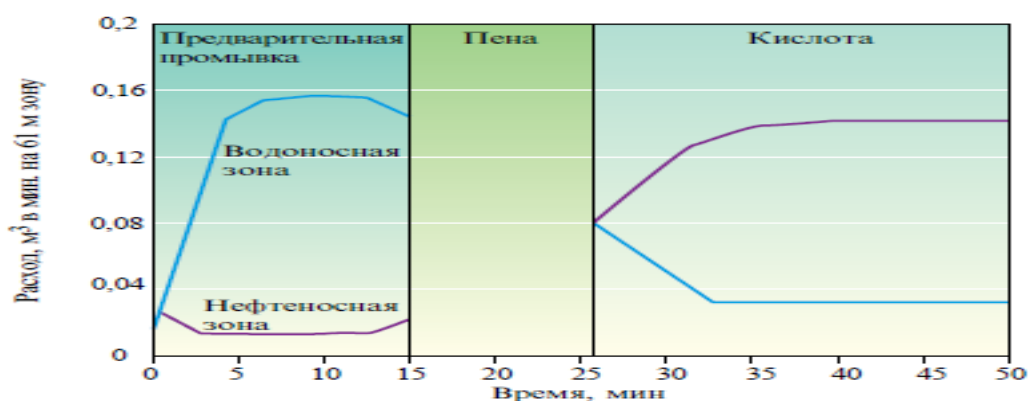


Рисунок 21 - Эффективность отвода рабочей жидкости методом FoamMAT в высокообводненных скважинах, продемонстрированная в лабораторных экспериментах с использованием двух пачек песка с одинаковой проницаемостью, но с начальным насыщением нефтью и водой, соответственно. [28]

## 2.10 Оценка результатов проведения кислотной обработки

Различают технологический и технолого-экономический (технико-экономический) эффект. Методология оценки технологического эффект базируется на следующих документальных данных: параметры работы системы «скважина—пласт» до проведения обработки и после ее реализации. К основным параметрам работы системы относятся:

- дебит (приемистость) скважины Q;
- забойное давление (Рзб);
- индикаторная диаграмма;
- кривая восстановления забойного давления (КВД);
- профиль притока (приемистости).

Сравнение всех перечисленных показателей необходимо не столько для определения самой технологической эффективности, сколько для выявления, за счет какого показателя (либо совокупности показателей) системы получен положительный эффект. Это является абсолютно необходимым для новых нефтяных регионов при выборе самих методов управления продуктивностью и разработке технологии их реализации, а также для проверки адекватности выбранных методов реальным геолого-физическим свойствам объекта. Таким образом, метод обработки ПЗП является технологически эффективным, если после обработки увеличивается коэффициент продуктивности (приемистости), коэффициенты проницаемости, подвижности, гидропроводности, пьезопроводности, а также дебит скважины. К технологическому эффекту также относятся выравнивание профиля притока (приемистости) и снижение обводненности добываемой продукции. Вторым технологически важным показателем эффективности процесса является длительность положительного эффекта, например, дебита скважины и характер его снижения во времени.

Кроме этого, при проведении массовых обработок ПЗП с использованием системного подхода к положительному эффекту следует относить равномерность выработки запасов углеводородов (предотвращение образования застойных нефтяных зон и прорывов закачиваемой воды при ППД по каналам низкого фильтрационного сопротивления), сокращение объемов и давления закачки воды и тому подобное.

### **3 Эффективность применения методов очистки призабойной зоны на месторождении X**

#### **3.1 Сведения о месторождении**

Административное расположение месторождения. Вишневское месторождение расположено на территории Первомайского района Оренбургской области, в 120 км к юго-западу от города Бузулук.

Организация пользователя недр. Недропользователем является ПАО «Оренбургнефть». Вишневское месторождение открыто в 1986 году и введено в пробную эксплуатацию в 1994 году. В промышленную разработку месторождение введено в 2008 году.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с терригенными отложениями бобриковского горизонта (пласт Б2), ардаатовского горизонта (пласт Д3), воробьевского горизонта (пласт Д4) и карбонатными отложениям афонинского горизонта (пласты Д5-1 и Д5-2).

По состоянию на 01.01.2016г. действующим проектным документом на разработку месторождения является «Дополнение к технологической схеме разработки Вишневского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 78-14 от 04.12.2014 г.).

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Вишневского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (протокол ПНГС ЦКР Роснедр по УВС №1299 от 15.12.2016 г.)[29].

Выделено шесть объектов разработки:

- нефтяные объекты – пласты Б2, Д3 и Д4 (Устряловский купол);
- нефтегазоконденсатный объект – пласт Д4 (Западный купол);
- газоконденсатные объекты – пласты Д4 (Восточный, Южный купола) и Д5.

Система разработки:

Нефтяной объект Б2 – семиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 750 м. ПСС – 101,9 га.

Нефтяной объект Д3 – площадная избирательная система разработки с расстоянием между скважинами 600 м с организацией приконтурно-очаговой системы ППД. ПСС – 77,9 га.

Нефтяной объект Д4 (Устряловский купол) – площадная избирательная система разработки с расстоянием между скважинами 750 м с организацией ППД. ПСС – 86,8 га.

Нефтегазоконденсатный объект Д4 (Западный купол) – разработка с ППД единичными скважинами. ПСС – 135,0 га.

Газоконденсатный объект Д4 (Восточный и Южный купола) – площадная избирательная система разработки с расстоянием между скважинами от 500 до 1000 м с организацией ППД. ПСС – 195,0 га.

Газоконденсатный объект Д5 (Восточный и Южный купола) – площадная избирательная система разработки с расстоянием между скважинами от 1000 до 1500 м на естественном режиме. ПСС – 206,0 га.

Общий фонд скважин – 55, в т. ч. 38 добывающих (из них 25 нефтяных и 13 газовых), восемь нагнетательных и девять водозаборных.

Фонд скважин для бурения – 35, в т. ч. 24 добывающих (из них 20 нефтяных и четыре газовых), восемь нагнетательных и три водозаборных.

Перевод пяти газовых скважин в нефтяной фонд.

Накопленная добыча нефти – 3046 тыс. т.

Накопленная добыча свободного газа – 4061 млн. м<sup>3</sup>.

Накопленная добыча газа газовой шапки – 359 млн. м<sup>3</sup>.

Накопленная добыча конденсата – 708 тыс. т.

### **3.2 Состояние разработки**

По состоянию на 01.01.2017 на месторождении пробурено 39 скважин, в том числе 14 действующих добывающих (из них 3 нефтяные и 11 газовых), пять под закачкой воды, шесть водозаборных, две пьезометрические, две в

консервации и 10 ликвидированы. Реализация проектного фонда скважин составляет 77%.

Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 1,0, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0,95.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составляет 871 тыс. т. Отбор нефти от НИЗ по категории АВ1 составляет 36,6%, текущий КИН по категории АВ1 – 0,178 (при утвержденном – 0,490). Накопленная добыча жидкости составляет 1157,9 тыс. т. В продуктивные пласты закачано 394,2 тыс. м3 рабочего агента. Накопленная добыча растворенного газа составляет 728 млн. м3. Уровень использования растворенного газа в 2016 году составил 95%.

В 2016 г. добыча нефти составила 51,3 тыс. т при обводненности продукции 19,9%. Текущая компенсация отборов закачкой составила 420,5%, накопленная – 29,0%. Средний дебит скважин по нефти составил 10,8 т/сут, по жидкости – 18,9 т/сут.

Накопленная добыча свободного газа составляет 2795 млн. м3, конденсата – 214,0 тыс. т, текущий КИК по месторождению составляет 0,124 по категории АВ1 (при утвержденном 0,505), отбор конденсата от НИЗ по категории АВ1 составляет 24,7%. За 2016 год добыто 262,9 млн. м3 свободного газа и 20,1 тыс. т конденсата.

Отставание фактической добычи нефти (51,3 тыс. т) от проектной (52,5 тыс. т) в 2016 г. составило 2,3%. Превышение фактической добычи свободного газа (262,9 млн. м3) над проектной (237,0 млн. м3) в 2016 г. составило 10,9%.

В разработке по состоянию на 01.01.2017 г. находятся: два нефтяных (пласты Д3 и Д4) и два газоконденсатных объекта (пласты Д4 и Д5).

Нефтяной объект Б2 является возвратным и ввиду отсутствия фонда в разработку не введен.

Нефтяной объект Д3 введен в разработку в 1994 г.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте числятся две действующие добывающие скважины, пять под закачкой воды и одна пьезометрическая.



В 2012 г. превышение фактических уровней добычи нефти (15,3 тыс. т) от проектных (8,0 тыс. т) составило 91,3% из-за более высоких фактических дебитов нефти (проект – 12,9 т/сут, факт – 20,8 т/сут).

В 2013 г. превышение фактических уровней добычи нефти (19,7 тыс. т) от проектных (13,1 тыс. т) составило 50,4%, что связано с большими дебитами двух вновь пробуренных скважин, чем планировалось.

В 2014 г. превышение фактических уровней добычи нефти (140,3 тыс. т) от проектных (138,8 тыс. т) составило 1,1%. Из запланированных к бурению двух скважин пробурена только одна.

В 2015 г. отставание фактических уровней добычи нефти (138,7 тыс. т) от проектных (187,9 тыс. т) составило 26,9%. Связано это с тем, что вместо четырех запланированных к бурению скважин была пробурена только одна, фактический действующий добывающий фонд составил пять скважин вместо восьми по проекту. В данном году была введена в работу система ППД, текущая компенсация отбора жидкости составила 8,6%, накопленная – 1,85%.

В 2016 г. отставание фактических уровней добычи нефти (51,3 тыс. т) от проектных (51,5 тыс. т) составило 1,4%. Связано это с тем, что для восстановления энергетического состояния залежи большинство добывающих скважин были переведены под закачку. В данном году дополнительно были пробурены две нагнетательные скважины, текущая компенсация отбора жидкости составила 304,7%, накопленная – 19,9%.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составила 851,6 тыс. т., жидкости – 917,9 тыс. т. КИН составил 0,240.

Газоконденсатный объект Д4. Объект представлен двумя газоконденсатными залежами, расположенными на Восточном и Южном куполах. За весь срок разработки добыто 111,8 тыс. т конденсата и 2286 млн. м<sup>3</sup> свободного газа. Отбор газа от НИЗ составляет 56,7%, конденсата – 18,7%. Текущий КИК – 0,102 при утвержденном 0,547. В 2016 г. добыто 15,0 тыс. т конденсата и 243,5 млн. м<sup>3</sup> газа, темп отбора газа от НИЗ составил 6,0%, конденсата – 2,5%.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте числятся девять действующих добывающих газовых скважин, одна добывающая газовая в консервации.

В 2012 г. превышение фактических уровней добычи газа (373 млн. м3) от проектных (188 млн. м3) составило 98,4%, из-за более высокого фактического среднего дебита газа (проект – 67,8 млн. м3, факт – 358,9 млн. м3).

В 2013 г. превышение фактических уровней добычи газа (492 млн. м3) от проектных (457 млн. м3) составило 7,7% из-за большего фактического действующего добывающего фонда скважин (проект – четыре, факт – семь).

В 2014 г. превышение фактических уровней добычи газа (512,9 млн. м3) от проектных (474 млн. м3) составило 8,2%, за счет более высокого фактического среднего дебита газа (проект – 195,2 млн. м3, факт – 295,8 млн. м3).

В 2015 г. превышение фактических уровней добычи газа (422,9 млн. м3) от проектных (345,4 млн. м3) составило 18,3%, из-за большего фактического действующего добывающего фонда скважин (проект – четыре, факт – шесть).

В 2016 г. превышение фактических уровней добычи газа (244,0 млн. м3) от проектных (223,7 млн. м3) составило 9,1% по причине превышения проектного фонда на 1 единицу (проект – 8 скв., факт – 9 скв.).

Текущее пластовое давление объекта составляет 17.8-20.6 МПа, что на 60% ниже начального (47,95 МПа).

Газоконденсатный объект Д5. Объект состоит из двух пластов – Д5-1 и Д5-2. Каждый из пластов представлен тремя газоконденсатными залежами, расположенными на Западном, Восточном и Южном куполах. По состоянию на 01.01.2017 г пласт Д5-1 не разрабатывался. Разработка объекта Д5-2 начата в октябре 2000 г. За весь срок разработки добыто 102 тыс. т конденсата и 509 млн. м3 свободного газа. Отбор газа от НИЗ (по категории АВ1) составляет 39,3%, конденсата (по категории АВ1) – 32,2%. Текущий КИК (по категории АВ1) – 0,142 при утвержденном 0,440.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте числятся пять действующих добывающих газовых скважин, девять ликвидированных.

В 2016 г. добыто 5,1 тыс. т конденсата и 19,4 млн. м<sup>3</sup> газа, темп отбора газа от НИЗ составил 1,3%, конденсата – 1,5%.

В 2012 г. добыча практически не велась, что связано с выбытием одной из двух скважин и практически нулевым дебитом второй.

В 2013 г. отставание фактических уровней добычи газа (27 млн. м<sup>3</sup>) от проектных (39 млн. м<sup>3</sup>) составило 27% из-за более низкого фактического среднего дебита газа (проект – 111 млн. м<sup>3</sup>, факт – 39,1 млн. м<sup>3</sup>).

В 2014 и 2015 гг. фактические показатели практически соответствуют проектным (проект 18 млн.м<sup>3</sup>, факт – 19/18,9 млн.м<sup>3</sup>, 2014/2015гг. соответственно).

В 2016 г. отставание фактических уровней добычи газа (19,4 млн. м<sup>3</sup>) от проектных (45 млн. м<sup>3</sup>) составило 56,9%.

Текущее пластовое давление объекта составляет 21,0 МПа, что на 53,8% ниже начального (45,5 МПа). При этом в последние годы наблюдается плавное восстановление пластового давления, в связи с тем, что добыча практически не велась.

Нефтяной объект Д4 находился в разработке с 1994 г. по 2001 г.

За весь срок разработки добыто 14 тыс. т нефти, КИН составил 0,080 по категории В1. Объект простаивает, потому что разбуривание залежей и ввод в эксплуатацию проводится в соответствии с возможностями добывающего предприятия (экономическими и техническими), а также с утвержденным планом бурения.

Нефтегазоконденсатный объект Д4 находился в разработке с 1999 г. по 2009 г.

За весь срок разработки добыто 5 тыс. т нефти, КИН составил 0,050 по категории В1. Объект простаивает, потому что разбуривание залежей и ввод в эксплуатацию проводится в соответствии с возможностями добывающего предприятия (экономическими и техническими), а также с утвержденным планом бурения.

За период с 2010 по 2016 гг. на месторождении проведено 15 мероприятий ГТМ. Дополнительная добыча нефти составила 72,7 тыс. т (за счет проведения четырех операций ГРП). Дополнительная добыча конденсата – 70,9 тыс. т и газа – 966,0 млн. м<sup>3</sup> (в основном за счет перевода/приобщения в четырех скважинах).

Программа исследовательских работ в течение 2016 г. выполнена не в полном объеме: не выполнены отбор и исследования керна, не проведен отбор проб и исследования флюидов. Замеры дебита жидкости, замеры газового фактора, замеры буферного и затрубного давлений, ПГИ и стандартные ГИС по новым и действующим скважинам полностью выполняются.

Пластовые воды, охарактеризованные пробами продуктивных пластов Д4, Д5-1 и Д5-2, имеют удельный вес от 1,128 до 1,188 г/см<sup>3</sup> и минерализацию от 188,2 до 272 г/л, относятся к хлоркальциевому типу.

### **3.3 Расчет объема кислоты при обработке призабойной зоны скважины**

В разделе приведена методика расчета объема кислоты при обработке скважины. Исходные данные приведены в таблице 2.

Таблица №.2 - Входные данные

Наименование параметра	Символ	Единица измерения	Значение
Глубина кровли	H <sub>кровли</sub>	м	4000
Глубина подошвы	H <sub>подошвы</sub>	м	4100
Толщина пласта	h <sub>пл</sub>	м	100
Эффективная перфорированная толщина пласта	h <sub>эф</sub>	м	35
Коэффициент проницаемости	k <sub>0</sub>	10 <sup>-3</sup> ·мкм <sup>2</sup>	20
Средний коэффициент пористости	m <sub>0</sub>	%	15
Коэффициент газонасыщенности	S <sub>г</sub>	доли ед.	0,87
Коэффициент песчаности	k <sub>песч</sub>	доли ед.	0,26

Давление пластовое	$P_{пл}$	МПа	21,4
Давление забойное	$P_z$	МПа	20,8
Коэффициент степени охвата пласта по вертикали	$k_{в.о}$	-	0,35
Коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации СКР	$k_{у.ф}$	-	0,28
Коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором	$k_{в}$	-	0,5
Объёмный расход СКР	$q$	м <sup>3</sup> /сут	144
Плотность скелета растворяющейся в СКР породы	$\rho_{ск}$	кг/ м <sup>3</sup>	2700
Средняя плотность пористой породы	$\rho_{п}$	кг/ м <sup>3</sup>	2300
Средняя растворимость породы на единицу потери кислотности	$R_{ms}$	$10^{-6} \cdot \text{кг}/(\text{МГ} \cdot \text{ЭКВ})$	20
Коэффициент диффузии для HCl при 0 °С	$C_{ms}$	$10^6 \cdot \text{МГ} \cdot \text{ЭКВ}/ \text{м}^3$	4,46
Средняя растворимость породы на единицу потери кислотности	$R_{mg}$	$10^{-6} \cdot \text{кг}/(\text{МГ} \cdot \text{ЭКВ})$	16
Коэффициент диффузии для HF при 0 °С	$C_{mf}$	$10^6 \cdot \text{МГ} \cdot \text{ЭКВ}/ \text{м}^3$	1,5
Количество карбоната в породе	$C_k$	%	3,1
Количество глины в породе	$C_r$	%	6,6
Радиус контура питания	$r_k$	м	500
Радиус скважины	$r_c$	м	0,1
Начальный дебит газовой скважины	$Q_0$	тыс.м <sup>3</sup> /сут	135,184
Тип коллектора	терригенный		

### Обработка призабойной зоны СКР

Пласт карбонизированного песчаника обработан 15 %-ным раствором HCl.

Рассчитаем параметры зоны растворения в СКР.

Найдём объем КР на расстоянии  $r$  от оси скважин:

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} (m_0/100) [\exp(-0,1r_c)(0,1 r_c + 1) - \exp(-0,1r)(0,1r + 1)] 100. \quad (3.1)$$

Обозначим выражение в скобках функцией  $A(r)$ , тогда уравнение (3.1) запишем в виде:

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} m_0 A(r). \quad (3.2)$$

1. Определяем по (3.2) объем СКР по мере нагнетания его в пласт как функцию условного радиуса:

$$V_{ks} = 2 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot 35 \cdot 0,35 \cdot 0,28 \cdot 0,5 A(r) = 337,3 A(r).$$

Результаты расчетов  $V_{ks}$  сведены в табл. 3.

Таблица 3 - Растворение породы пласта по глубине проникновения СКР

Параметры	Расстояние $r$ от оси скважины, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2	3	4
Объем СКР $V_{ks}$ , м <sup>3</sup>	-	0.07	0.19	0.37	0.75	1.64	2.82	5.96	9.90
Длительность нагнетания СКР в пласт $t_u$ , мин	-	0,71	1,87	3,69	7,48	16,38	28,24	59,58	99,04
Масса растворённой породы $G_s$	-	0.035	0.092	0.181	0.367	0.804	1.386	2.923	4.859

Вычисленные значения функции  $A(r)$  сведены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты расчетов  $A(r)$  в зависимости от радиуса проникновения кислоты  $r$

$r$ , м	$A(r)$	$r$ , м	$A(r)$	$r$ , м	$A(r)$
0,1	-	1	0,004630	2,5	0,026435
0,2	0,000147	1,1	0,005565	3	0,036880
0,3	0,000438	1,2	0,006609	3,5	0,036880
0,4	0,000729	1,25	0,007150	4	0,061304
0,5	0,001159	1,3	0,007696	5	0,090000
0,6	0,001678	1,4	0,008696	6	0,121700
0,7	0,002287	1,5	0,010140	7	0,155600
0,8	0,00298	1,75	0,013800	8	0,190900
0,9	0,003761	2	0,017480	9	0,227400
				10	0,263900

По (3.2) определим, какой радиус отвечает заданному объему КР и строим график  $V_{ks} = f(r)$  (рисунок 22).

2. Продолжительность нагнетания (мин) СКР на заданную глубину пласта (по радиусу), где расход кислотного раствора  $q = 144$  м<sup>3</sup>/сут:

$$t_u = 1440V_{ks}/q_k = 1440V_{ks}/144. \quad (3.3)$$

Порода растворяется в количестве  $G_s$  только в сфере проникновения СКР условным радиусом  $r$ . Это значит, что возрастает объем части порового

пространства, которая заполнена СКР и имеет контакт с ним - это является зоной реагирования кислоты с породой.

Количество растворенной породы определяем, когда известен коэффициент возрастания пористости  $k_{ms}$ .

$$k_{ms} = (m_0 + \Delta m_s)/m_0 = m_s/m_0 \quad (3.4)$$

В нашем случае пока не определено  $K_{ms}$ . Применим ниже изложенную методику. Для решения нужно знать содержание карбонатов и глин в породе.

### 3. Растворимость породы

$$DG_s = 0,25C_{гл} + 0,5C_k = 0,25 \cdot 6,6 + 0,5 \cdot 3,1 = 3,20 \% \quad (3.5)$$

где  $DG_s$  - растворимость породы в СКР, %;  $C_{гл}$  - содержание глин в породе, %;  $C_k$  - содержание карбонатов  $CaCO_3$  и  $MgCO_3$  в породе, %.

### 4. Зная $DG_s$ , определим объемную растворимость $DV_s$ (в %):

$$DV_s = \rho_{п} DG_s / \rho_{ск} = 2300 \cdot 3,2 / 2700 = 2,73 \% \quad (3.6)$$

### 5. Значение пористости породы после обработки СКР

$$m_s = m_0 + DV_s = 15 + 2,73 = 17,73 \% \quad (3.7)$$

### 6. Коэффициент возрастания пористости после обработки СКР

$$k_{ms} = m_s/m_0 = 17,73/15 = 1,18. \quad (3.8)$$

Далее по уравнению (3.9) находим  $G_s$ .

7. Количество породы, которая может быть растворенной в зоне  $r$  проникновения СКР, определяем при условии уже известного  $k_{ms} = 1,18$  и  $\rho_{ск} = 2700 \text{ кг/м}^3$ . С учетом этого запишем формулу в виде

$$G_s = \rho_{ск} V_{ks} (k_{ms} - 1) = 2700(1,18 - 1) V_{ks} = 486 V_{ks}. \quad (3.9)$$

С учетом  $V_{ks} = f(r)$  построим зависимость  $G_s = f(r)$ .

Таблица 4 - Растворение породы пласта по глубине проникновения СКР

Параметры	Расстояние $r$ от оси скважины, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2	3	4
Объем СКР $V_{ks}$ , $\text{м}^3$	-	0.07	0.19	0.37	0.75	1.64	2.82	5.96	9.90
Длительность нагнетания СКР в пласт $t_u$ , мин	-	0,71	1,87	3,69	7,48	16,38	28,24	59,58	99,04
Масса растворённой породы $G_s$	-	0.035	0.092	0.181	0.367	0.804	1.386	2.923	4.859

4. Определим размеры зоны растворения СКР. Условный радиус фронта зоны растворения определим из максимального количества породы, которая может быть растворенной в объеме кислотного раствора заданной концентрации.

Рассмотрим варианты закачивания в пласт от 1 до 12 м<sup>3</sup> СКР -15 %-ной HCl и определим максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 %. Для 15 %-ной HCl из (таблицы 5) находим  $C_{ms} = 4,46 \cdot 10^6$  мг·экв/м<sup>3</sup>. Средняя растворимость в СКР песчаника  $R_{ms} = 20 \cdot 10^{-6}$  кг/(мг·экв).

Таблица 5 - Коэффициент диффузии для HCl при 0 °С

Концентрация HCl		Концентрация HCl	
массовая $C_0$ , %	молярная $C_{ms} \cdot 10^6$ , мг·экв/м <sup>3</sup>	массовая $C_0$ , %	молярная $C_{ms} \cdot 10^6$ , мг·экв/м <sup>3</sup>
5	1,39	20	6,03
10	2,87	25	7,72
15	4,46	30	9,45

Зная вышеизложенные значения, получим уравнение (3.10)

$$G_{ms} = V_{ks} DC_s R_{ms} = 0,9 \cdot 20 \cdot 10^{-6} V_{ks} 4,46 \cdot 10^6 = 80,28 V_{ks}, \quad (3.10)$$

где  $G_{ms}$  - максимальная растворимость в кислотном растворе, кг;  $DC_s$  - потеря кислотности, мг·экв/м<sup>3</sup>.

Считается, что потери кислотности составляют 90 % ее начального значения, т.е.,

$$DC_s = 0,9C_{ms} \quad (3.11)$$

Результаты расчетов сведены в табл. 6

5. Построим по данным табл. 4. графики  $V_{ks} = f(r)$  и  $G_s = f(r)$  (рисунок 22).

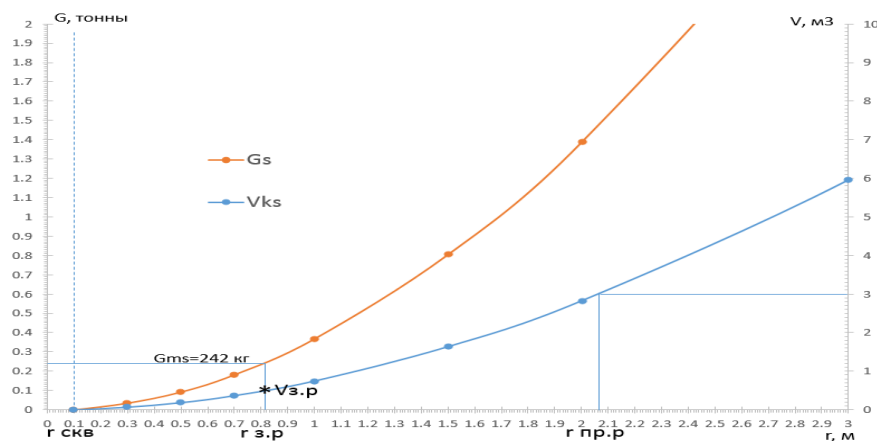


Рисунок 22 - Развитие зоны растворения пласта СКР:



$G_s$ , - масса растворенной породы в 3 м<sup>3</sup> СКР, т;  $V_{ks}$  - объемы СКР, м<sup>3</sup>;  $r$  - радиус от оси скважины, м;  $r_{з.р}$  и  $r_{пр.р}$  - условные радиусы зоны растворения и продуктов реакции соответственно, м;  $V_{з.р}$  - объем зоны растворения, м<sup>3</sup>.

6. Опустив перпендикуляр из значений  $V_{ks}$  и  $G_{ms}$  на ось  $x$ , найдем радиусы зоны продуктов реакции и зоны растворения -  $r_{пр.р}$  и  $r_{з.р}$  (таблицы 6).

Таблица 6 - Объёмы СКР и глубина обработки пласта СКР

Объём СКР $V_{ks}$ , м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость в кислотном растворе $G_{ms}$ , кг	Радиус зоны, м	
		растворения $r_{з.р}$	продуктов реакции в пласте $r_{пр.р}$
1	80	0,46	1,15
2	161	0,6	1,67
3	242	0,82	2,06
4	321	0,93	2,4
5	401	1,05	2,72
6	482	1,15	3,01
9	723	1,42	3,78
12	963	1,66	Не опред.

### 3.4 Обработка призабойной зоны ГКР

Пласт карбонизированного песчаника обработан раствором 15 %-ной HCl. После раствора HCl нагнетают ГКР - 15 % HCl + 3 % HF.

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому учтено влияние макронеоднородности породы (коэффициентами  $k_{в.о}$  и  $k_{г.о}$ ) и микронеоднородности (коэффициентом  $k_{у.ф}$ ).

На основании этого можно рассчитать объем  $V_{kg}$  занимаемый глинокислотным раствором на расстоянии  $r$  от оси скважины.

1. Определим возрастающий объем ГКР по мере его поступления в пласт:

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_B (m_s/100) (\exp(-0,1r_c)(0,1r_c+1) - \exp(-0,1r)(0,1r+1))100. \quad (3.12)$$

Обозначим выражение в скобках как  $A(r)$ . Получим формулу (3.13)

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_B m_s A(r) = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,73 \cdot 35 \cdot 0,35 \cdot 0,28 \cdot 0,5 A(r) = 405 A(r). \quad (3.13)$$

Вычисленные значения функции  $A(r)$  сведены в таблице. 4.

По приведенной выше формуле определяем, на какое расстояние от оси скважины по радиусу проникает некоторый объем КР, и строим график  $V_{kg} = f(r)$

Результаты расчетов сведены в табл.7.

2. Рассчитаем длительность нагнетания ГКР на заданную глубину пласта (по радиусу) (формула 3.14), где расход кислотного раствора  $q = 144 \text{ м}^3/\text{сут}$ , или  $q = 0,1 \text{ м}^3/\text{мин}$ :

$$t_u = 1440V_{kg}/q_k = V_{kg}/0,1. \quad (3.14)$$

Порода растворяется в количестве растворенной породы  $G_g$  только в интервале проникновения ГКР с условным радиусом  $r$ . Возрастает объем части порового пространства, которая пребывает в контакте с ГКР и является зоной реакции кислоты с породой.

Количество растворенной породы рассчитывают (таблица 7), как

$$k_{mg} = (m_0 + \Delta m_s + \Delta m_g) / (m_0 + \Delta m_g) = (m_s + \Delta m_g) / m_s. \quad (3.15)$$

В нашем случае не определено  $K_{mg}$ , так как мы не знаем пористость после проведения ГКО. Применим ниже изложенную методику. Для решения необходимо знать содержание карбонатов и глин в породе.

3. Растворимость породы в излишке ГКР

$$DG_g = 0,6C_{гл} + 0,3C_k = 0,6 \cdot 6,6 + 0,3 \cdot 3,1 = 4,89 \%. \quad (3.16)$$

где  $DG_g$  - растворимость породы в ГКР, % (по массе);  $C_{гл}$  - содержание глин в породе, %;  $C_k$  - содержание карбонатов  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgCO}_3$  в породе, %.

4. Определим растворимость в  $DV_g$ , (%), зная  $DG_g$ :

$$DV_g = \rho_{п} DG_g / \rho_{ск} = 2300 \cdot 4,89 / 2700 = 4,17 \%. \quad (3.17)$$

5. Определяем пористость породы (%) после обработки ГКР:

$$m_g = m_s + DV_g = 17,73 + 4,17 = 21,9 \%. \quad (3.18)$$

6. Коэффициент возрастания пористости после обработки ГКР по сравнению с пористостью после обработки СКР

$$k_{mg} = m_g / m_s = 21,9 / 17,73 = 1,235. \quad (3.19)$$

По уравнению (3.20) находим  $G_g$ .

7. Количество породы, которая может раствориться в зоне  $r$  проникновения ГКР, где  $k_{mg} = 1,24$  и  $\rho_{ск} = 2700 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Запишем формулу

$$G_g = \rho_{ск} V_{kg} (k_{mg} - 1) = 2700(1,235 - 1) V_{kg} = 648 V_{kg} \quad (3.20)$$

Таблица 7 - Растворение породы пласта по глубине проникновения СКР

Параметры	Расстояние $r$ от оси скважины, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2	3	4
Объем СКР $V_{kg}, \text{м}^3$	-	0,08	0,22	0,44	0,88	1,94	3,34	7,04	11,70
Длительность нагнетания СКР в пласт $t_u$ , мин	-	0,84	2,21	4,37	8,84	19,36	33,37	70,41	117,04
Масса растворённой породы $G_g$	-	0,053	0,140	0,277	0,561	1,228	2,117	4,467	7,426

Таким образом, используя зависимость  $V_{kg} = f(r)$ , построим зависимость  $G_g = f(r)$ .

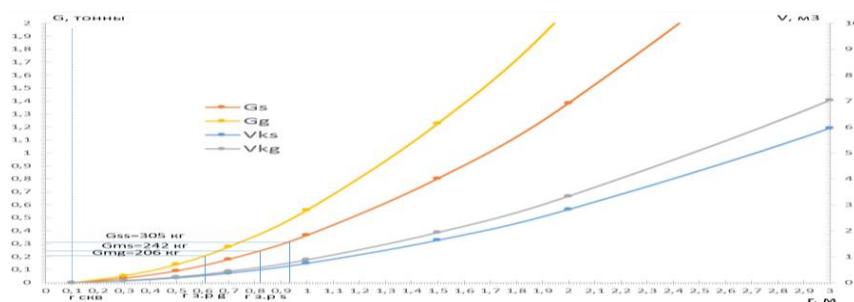


Рисунок 23 – Развитие зоны растворения пласта во время ГКО:

$G_{ms}$ ,  $G_m$ ,  $G_{ss}$  - масса растворенной породы соответственно в 3 м³ СКР, 3 м³ ГКР и остатке соляной кислоты после нейтрализации связанных кислот (HF с HCl), т;  
 $V_{ks}$  и  $V_{kg}$  - объемы СКР и ГКР, м³;  $r$  — радиус от оси скважины, м;  $r_{з.п.с}$  и  $r_{з.п.г}$  - условные радиусы зоны растворения в солянокислотной и глиноокислотной составных ГКР, м.

8. Определим размеры зоны растворения ГКР. Реакция ГКР в пласте происходит почти мгновенно, следовательно, профиль нейтрализации ГКР в пласте - прямоугольный, а радиус фронта зоны растворения - условный. Для его решения необходимо найти максимальное количество породы, которая может стать растворенной в заданном объеме КР заданной концентрации:

$$G_{mg} = V_{kg} DC_g R_{mg}, \quad (3.21)$$

где  $G_{mg}$  - максимальная растворимость в кислотном растворе, кг;  $DC_g$  — потеря кислотной смеси ( $x\text{HCl} + y\text{HF}$ ) %, мг·экв/м³;  $R_{mg}$  - средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг·экв.

После расчета  $G_{mg}$  для заданных  $V_{kg}$  радиус зоны растворения  $r_{з.п.г}$  определим графическим методом. Откладываем на оси  $G_g$  значение  $G_{mg}$  и,

пользуясь кривой  $G_g = f(r)$ , находим на абсциссе  $r$  искомый радиус зоны растворения (рисунок 23).

Рассмотрим варианты нагнетания в пласт от 1 до 12 м<sup>3</sup> ГКР - 15 % HCl + 3 % HF и определим максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 % по формуле (3.27). Для 15 %-ной HCl по (таблице 8) находим  $C_{ms} = 4,46 \cdot 10^6$  мг·экв/м<sup>3</sup>, а для 3 %-ной HF по табл. 8 выбираем  $C_{mf} = 1,5 \cdot 10^6$  мг·экв/м<sup>3</sup>. По уравнению (3.22), находим

$$DC_g = 3,6y(C_{ms} + C_{mf})/x = 3,6 \cdot 3(4,46 + 1,5)/15 = 4,29 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3. (3.22)$$

Таблица 8 - Коэффициент диффузии для HF при 0 °С

Концентрация HCl		Концентрация HCl	
массовая $C_0$ , %	молярная $C_{mf} \cdot 10^6$ , мг·экв/м <sup>3</sup>	массовая $C_0$ , %	молярная $C_{mf} \cdot 10^6$ , мг·экв/м <sup>3</sup>
1	0,50	4	2,00
2	1,00	5	2,50
3	1,50	6	3,00

По (3.21) определим максимальную растворимость в кислотном растворе  $G_{mg} = 3,6V_{kg}(C_{ms} + C_{mf})R_{mg} y/x = 4,29 \cdot 10^6 \cdot 16 \cdot 10^{-6} V_{kg} = 68,6 V_{kg}$

Результаты расчетов сведены в табл. 9.

9. Построим по данным табл. 7 графики  $V_{rg} = f(r)$ . Отложим на кривой  $G_g$  каждое найденное значение  $G_{mg}$  и, опустив из этой точки перпендикуляр на ось  $x$ , получим соответствующий радиус зоны растворения (рис. 29).

Таблица 9 - Объёмы ГКР и глубина обработки пласта ГКР

Объём СКР $V_{kg}$ , м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость в кислотном растворе $G_{mg}$ , кг	Радиус зоны, м	
		растворения $r_{з.р}$	продуктов реакции в пласте $r_{пр.р}$
1	69	0,34	1,06
2	137	0,49	1,52
3	206	0,62	1,9
4	275	0,7	2,19
5	343	0,78	2,47
6	412	0,86	2,74
9	618	1,05	3,43
12	824	1,21	Не опред.

10. Найдем окончательную потерю кислотности ГКР по формуле (3.22)

$$DC_{gs} = (x - 3,6y - 0,1x) (C_{ms} + C_{mf})/x = (15 - 3,6 \cdot 3 - 0,1 \cdot 15) (4,46 + 1,5) 10^6 / 15 = 1,07 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3.$$

11. Дополнительное количество растворенной породы остатками соляно-кислотной составляющей ГКР найдем по (3.23):

$$G_{gs} = V_{kg} R_{ms} D C_g = 3 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \cdot 1,07 \cdot 10^6 = 64 \text{ кг.} \quad (3.23)$$

12. Фронт зоны растворения в СКР продвинется в глубь пласта и согласно (3.24) будет отвечать следующей ординате кривой  $G_s$ :

$$G_{ss} = G_s + G_{gs} = 241 + 64 = 305 \text{ кг} \quad (3.24)$$

Далее обобщим результаты расчетов обработки пласта СКР и ГКР и выбираем их объемы для ГКО.

13. Выбираем возможные варианты пар объемов СКР и ГКР, учитывая, что зона растворения СКР была больше зоны действия ГКР (таблица 10).

14. Объемы зоны растворения находим по графикам (рисунок 23).

Таблица 10 – Объёмы СКР и ГКР и характеристики зон растворения

Объёмы СКР+ГКР, м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость пород, кг	Радиус зоны растворения, м	Объём зоны растворения, м <sup>3</sup>
1+1	80+69	0,46+0,34	0,13+0,1
2+2	161+137	0,6+0,49	0,25+0,21
3+3	242+206	0,82+0,61	0,4+0,32
4+4	321+275	0,93+0,7	0,5+0,42
5+5	401+343	1,05+0,78	0,65+0,52
6+6	482+412	1,15+0,86	0,76+0,63
9+9	723+618	1,42+1,05	1,48+0,96
12+12	963+824	1,66+1,21	1,95+1,3

### 3.5 Определение проницаемости после СКО и ГКО

Определим проницаемость песчано-алевролитовых пород до кислотной обработки и после неё.

Из обработки экспериментальных данных [11], полученных Ф.М. Бурмичем, были найдены корреляционные зависимости увеличения проницаемости пород после обработки СКР песчаников и алевролитов в количестве, достаточном для удаления карбонатов:

$$k_s = 0,9 \exp(0,2C_k) = 0,9 \exp(0,2 \cdot 3,1) = 1,67. \quad (3.25)$$

2. Проницаемость после СКР определяем по формуле

$$k_s = k_s k_0 = 1,67 \cdot 0,044 = 0,033 \text{ мкм}^2. \quad (3.26)$$

После дальнейшей обработки ГКР этих же образцов породы найдены зависимости для пород с начальной проницаемостью:

$$k_0 < 0,001 \text{ мкм}^2$$

$$k_g = k_s (k_{ms} k_{mg})^3 \quad (3.27)$$

1. Рассчитаем изменение проницаемости:

$$k_0 > 0,001 \text{ мкм}^2$$

$$k_g = k_s (k_{ms} k_{mg})^2 = 1,67 \cdot (1,18 \cdot 1,235)^2 = 1,67 \cdot 2,12 = 3,56. \quad (3.28)$$

2. Проницаемость после ГКО определяем по уравнению

$$k_g = k_g k_0 = 3,56 \cdot 0,02 = 0,071 \text{ мкм}^2. \quad (3.29)$$

Таким образом, определено ожидаемое возрастание проницаемости после СКО и ГКО.

### Расчёт изменения дебита

Рассчитаем технологическую проведения глинокислотной обработки.

Степень увеличения дебита после ГКО рассчитаем, применив решение задачи о притоке жидкости в скважину с однородным и неоднородным пластом. Для расчета необходимо знать значение проницаемости пласта до обработки и после нее, радиусы зоны растворения СКР и ГКР. Продукты реакции извлечены путем дренирования пласта. Расчет для условий фильтрации через две зоны растворения  $r_{з.р}$  и  $r_{з.р\ g}$  производят по формуле

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\left(\frac{k_0}{k_g}\right) \ln\left(\frac{r_{з.р\ g}}{r_c}\right) \left(\frac{k_0}{k_s}\right) \ln\left(\frac{r_{з.р\ s}}{r_{з.р\ g}}\right) + \ln\left(\frac{r_k}{r_{з.р\ s}}\right)} \quad (3.30)$$

где  $Q_g$  и  $Q_0$  - дебит после обработки ГКР и однородного пласта, м<sup>3</sup>/сут;  $k_0$ ,  $k_s$ ,  $k_g$  - проницаемость пласта до обработки, в зонах растворения СКР и ГКР соответственно, мкм<sup>2</sup>;  $r_{з.р\ s}$ ,  $r_{з.р\ g}$  - радиусы скважины, зон растворения СКР, ГКР и контура питания соответственно, м.

Приняв фактический дебит перед обработкой  $Q_\phi$  равным дебиту однородного пласта  $Q_0$ , т.е.  $Q_\phi = Q_0$ , дебит скважины после обработки определим следующим образом:

$$Q_g = A_g Q_\phi \quad (3.31)$$

Пласт песчаника обрабатывают раствором 15 % НС1 + 3 % НФ.

Рассмотрим варианты обработки объемами СКР и ГКР: сумма  $V_{ks} + V_{kg}$  составляет 1 + 1, до 6 + 6, 9 + 9 и 12 + 12 м<sup>3</sup>.

Влияние продуктов реакции не учитывается, потому что они немедленно удаляются из пласта. Определим технологическую эффективность обработки заданными объемами СКР + ГКР.

1. Степень увеличения дебита после ГКО ( $A_g$ ) рассчитаем по формуле (3.30), например, для объемов 1 + 1 м<sup>3</sup> по данным табл. 6 имеем  $r_{з,п s} = 0,46$  м, а по данным табл. 9 -  $r_{з,п g} = 0,34$  м:

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\left(\frac{0,02}{0,071}\right) \ln\left(\frac{0,34}{0,1}\right) + \left(\frac{0,02}{0,071}\right) \ln\left(\frac{0,46}{0,34}\right) + \ln\left(\frac{500}{0,46}\right)} = 1,20757 \approx 1,21.$$

Результаты расчетов сведены в (таблице 11)

2. Ожидаемые дебиты скважины после обработки ГКР для 1м<sup>3</sup> по (3.31)

$$Q_g = 1,21 \cdot 135,184 = 163,572 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$$

Таблица 11 – Результаты расчёта технологической целесообразности проведения ГКО

Объёмы СКР+ГКР, м <sup>3</sup>	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после КО, м <sup>3</sup> /сут
1+1	0,46+0,34	1,21	163.573
2+2	0,6+0,49	1,26	170.332
3+3	0,82+0,61	1,31	177.091
4+4	0,93+0,7	1,33	179.795
5+5	1,05+0,78	1,36	183.850
6+6	1,15+0,86	1,38	186.554
9+9	1,42+1,05	1,42	191.961
12+12	1,66+1,21	1,46	197.369

Вывод: таким образом, с увеличением объёма ГКР эффективность возрастает.

### 3.6 Расчёт скин-фактора после СКО и ГКО

Скин-фактор — гидродинамический параметр, который характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по

сравнению с совершенной (идеальной) скважиной. Причинами скин-фактора являются [30]:

- гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта;
- загрязнение околоскважинной зоны;
- прочие нелинейные эффекты (турбулентное течение, разгазирование, сжатие скелета горной породы и т. д.).

Используя концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с изменённой проницаемостью, Хокинс построил модель скважины, как показано на (рисунке 24). Скин-фактор вычисляется с помощью свойств призабойной зоны.

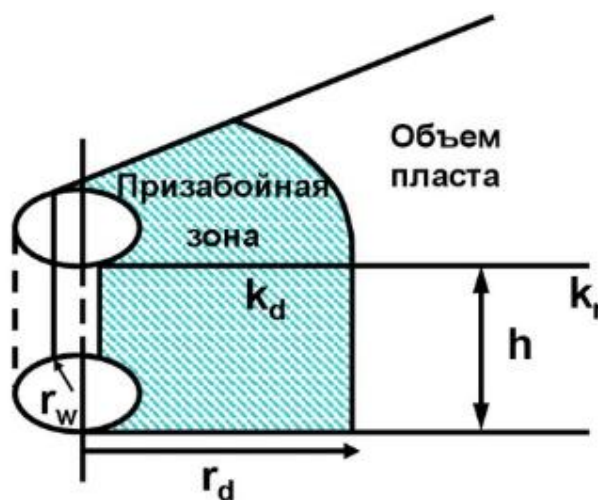


Рисунок 24 - Модель скважины с изменённой проницаемостью

$$S = \left( \frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right), \quad (3.32)$$

где  $k_r$  – проницаемость коллектора ( $k_0$ );  $k_d$  – проницаемость изменённой зоны;  $r_d$  и  $r_w$  – радиус изменённой зоны и радиус скважины соответственно.

Пример расчёта будет проводиться для закачки 3 м<sup>3</sup> СКР и 3 м<sup>3</sup> ГКР. Из (таблицы 10) выбираем радиусы зон растворения – (0,82+0,61) м. Проницаемость после ГКО равна  $k_g = 0.071$  мкм<sup>2</sup>. По формуле (3.32) рассчитаем скин-фактор

$$S = \left( \frac{0,02}{0,071} - 1 \right) \ln \left( \frac{0,82 + 0,61}{0,1} \right) = -1,9$$

Результаты расчетов сведены в таблице 12.



Таблица 12 – Результаты расчёта скин-фактора после проведения ГКО

Объёмы СКР+ГКР, м <sup>3</sup>	Радиусы зон растворения, м	Значения скин-фактора
1+1	0,46+0,34	-1.496
2+2	0,6+0,49	-1.718
3+3	0,82+0,61	-1.914
4+4	0,93+0,7	-2.008
5+5	1,05+0,78	-2.091
6+6	1,15+0,86	-2.159
9+9	1,42+1,05	-2.307
12+12	1,66+1,21	-2.415

Таким образом, с увеличением объёма ГКР были рассчитаны изменения значения скин-фактора, которые в дальнейшем будут использованы в построении гидродинамической модели.

### **3.7 Гидродинамическая модель метода интенсификации газоотдачи**

Исследование гидродинамической модели метода интенсификации газоотдачи основано на закачке в пласт соляной кислоты.

#### ***Задачи***

Провести закачку соляной кислоты в модель элемента сетки скважин.

1) Определить эффективность соляно-кислотной обработки с точки зрения увеличения газоотдачи.

#### ***Инструменты***

В качестве метода исследования использовалось гидродинамическое моделирование, в качестве инструментов – программное обеспечение компании Schlumberger:

- среда для геолого-гидродинамического моделирования TNavigator;
- гидродинамический симулятор для композиционного моделирования

ECLIPSE 300 версии 2012.2;

Для обработки результатов и построения графиков использовался программный продукт Microsoft Excel.

#### ***Описание модели***

Математическая модель состоит из пяти псевдокомпонентов: в виде чистых компонентов представлены CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> и C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>. Состав флюида приведён в (таблице 12).

Таблица 12 – Состав пластового флюида для 5-ти компонентной модели

Компонента	Мольная доля, %
N <sub>2</sub>	1,20
CO <sub>2</sub>	0,30
CH <sub>4</sub>	94,20
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,10
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,10

### Описание сетки

Для исследования была создана модель элемента пятиточечной системы поддержания пластового давления размерами 1100x1100x70 м. (рисунок 25,26)

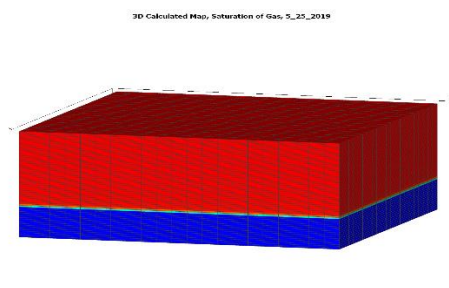


Рисунок 25 - Гидродинамическая модель элемента пласта

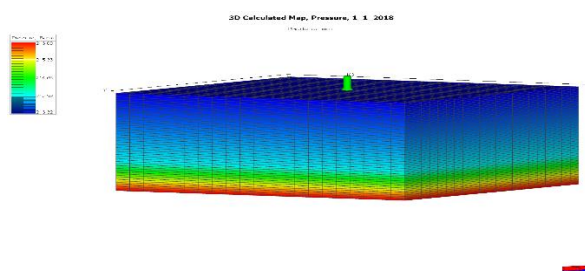


Рисунок 26 - Гидродинамическая модель элемента пласта

Распределение фильтрационно-емкостных свойств в модели было принято однородным для того, чтобы минимизировать количество факторов, влияющих на процесс вытеснения. Геометрические и фильтрационно-емкостные параметры модели приведены в (таблице 12).

Таблица 12 – Характеристики модели пласта

Наименование параметра	Значение	Ед. изм.
<b>Размеры модели</b>		
Длина модели по оси X	1100	м
Длина модели по оси Y	1100	м
Высота модели	70	м
Количество ячеек по оси X	21	
Количество ячеек по оси Y	21	
Количество ячеек по оси Z	70	
Размер ячейки	50x50x1	м
<b>Фильтрационно-емкостные свойства модели</b>		
Коэффициент пористости	0.15	
Проницаемость по оси X	20	мД
Проницаемость по оси Y	20	мД
Проницаемость по оси Z	1	мД
Песчанистость	0.26	
<b>Координаты скважин</b>		
Добывающая КЗ	(550;550)	м

Размер ячеек в модели довольно небольшой: 50x50x1 метров. К сожалению, вычислительные мощности современных компьютеров накладывают ограничения на размер количество ячеек и размер модели. Размер ячейки 50x50x1 м оказался достаточным для моделирования СКО, и, вместе с тем, при таком размере ячейки время моделирования не увеличивается до неприемлемой величины.

Графики относительных фазовых проницаемостей представлены на (рисунке 27).

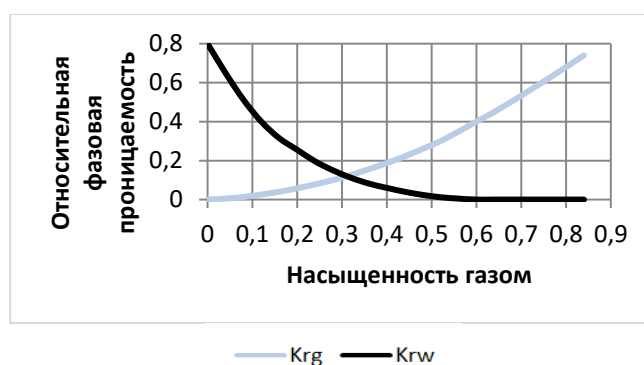


Рисунок 27 - Относительные фазовые проницаемости для системы «газ-вода»

### Результаты

В условиях статического равновесия, то есть до того, когда скважина начнет свою работу, газ и вода в экспериментальной гидродинамической модели

расположены в зависимости от их плотности, газ занимает верхнее положение (рисунок 28).

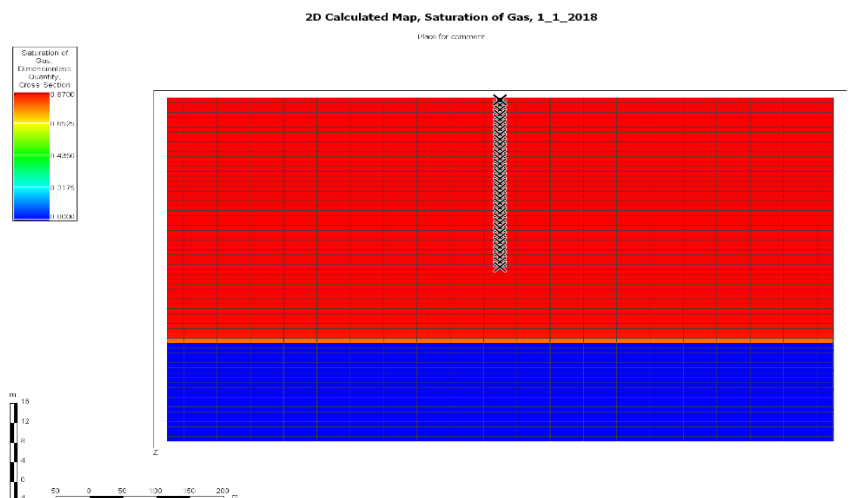


Рисунок 28 - Положение газовой-водяного контакта на гидродинамической модели

В момент, когда происходит добыча газа из скважины P1 из-за градиента давления, который принимает высокое значение в призабойной зоне пласта (ПЗП) добывающей скважины P1. В результате этого высокого градиента давления, происходит изменение формы условных границ разделов фаз (то есть газовой-водяного контакта), принуждая её изгибаться в сторону перфорационных отверстий скважины P1.

В определенный период времени, а именно, после того как провели соляно-кислотную обработку (СКО), наблюдается незначительный прорыв воды к добывающей скважине P1 (рисунок 29,30), что приводит к обводнению газовой скважины и снижению дебита газа (рисунок 31), из-за возрастания противодействия на пласт, а также затрудняется работа ствола скважины, из-за увеличения сопротивления потока газа в стволе. Быстрота образования конуса воды и промежуток времени, через который будет прорываться подошвенная вода на забой газовой скважины, определяется основным образом анизотропией пласта коллектора и величиной отбора газа.

Для удаления жидкости с забоя газовой скважины можно применить следующие методы:

- 1) механический метод (плунжерный лифт, газлифт, продувки);

а. физико-химический метод (с помощью применения пенообразующего реагента).

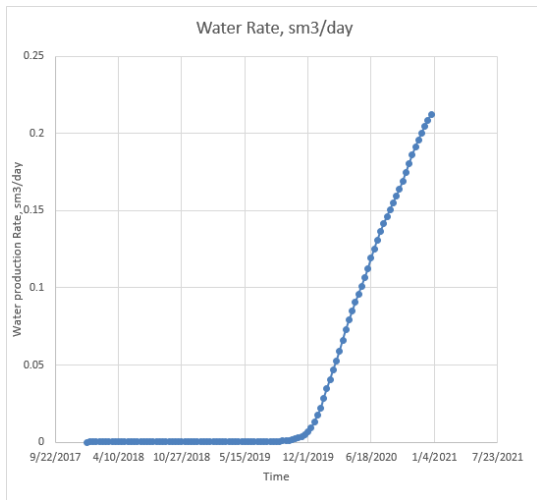


Рисунок 29 - График зависимости дебита воды газовой скважины Р1 от времени до и после соляно-кислотной обработки (СКО)

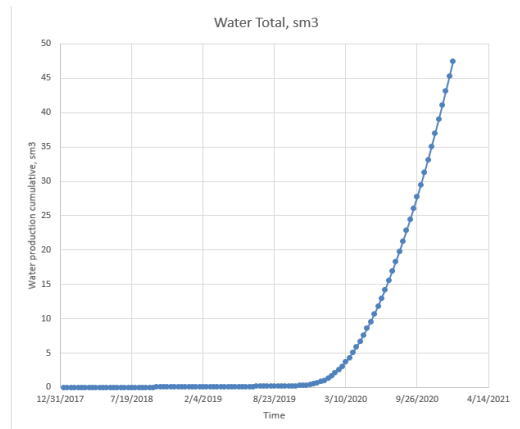


Рисунок 30 - График накопленной добычи воды газовой скважины Р1 до и после соляно-кислотной обработки (СКО)

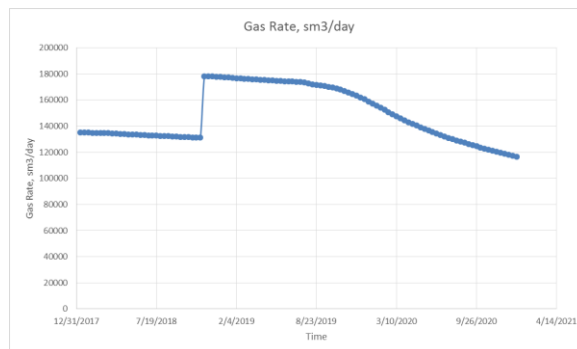


Рисунок 31 - График зависимости дебита газа от времени до и после соляно-кислотной обработки (СКО)

Рассматривая период после проведения соляно-кислотной обработки можно отметить, что дальнейшее снижение дебита газа обуславливается отложениями в каналах пласта-коллектора минеральных солей и твердых углеводородов при работе скважины. (Рисунок 32,33) наглядно демонстрирует как происходит образование конуса воды.

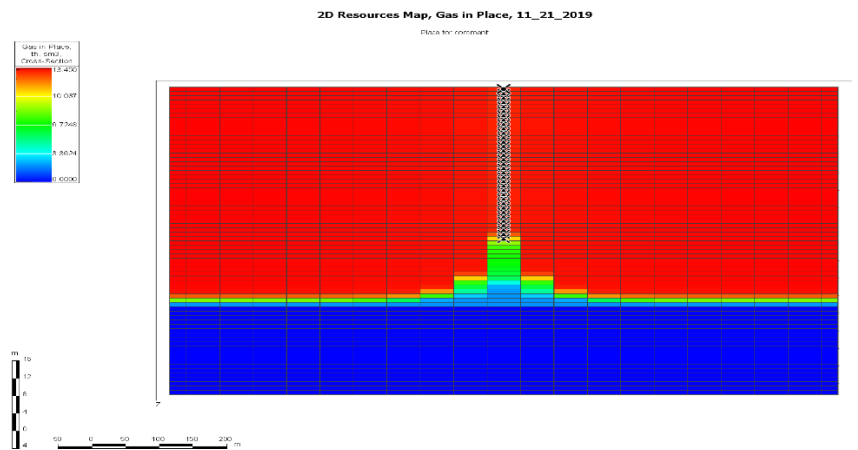


Рисунок 32 - Формирование конуса воды на гидродинамической модели

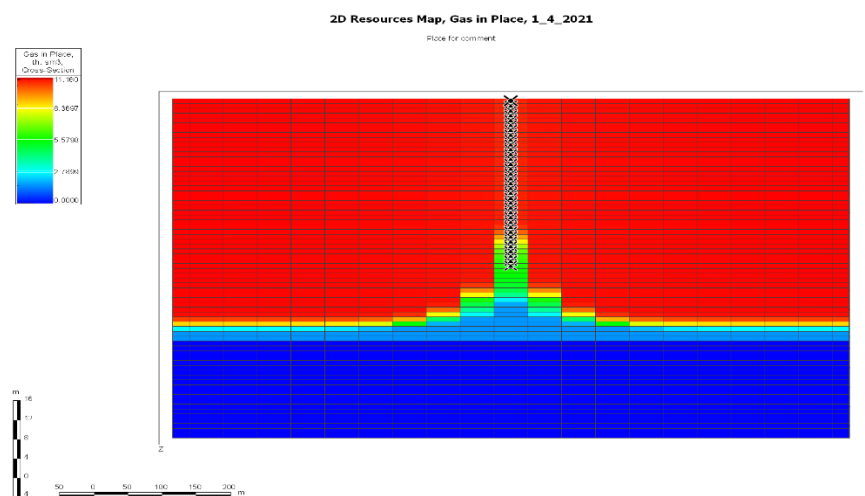


Рисунок 33 - Формирование конуса воды на гидродинамической модели P1

Также необходимо отметить, что после проведения соляно-кислотной обработки наблюдается снижение давления вследствие повышения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и больших отборов газа из скважины P1 (рисунок 34)

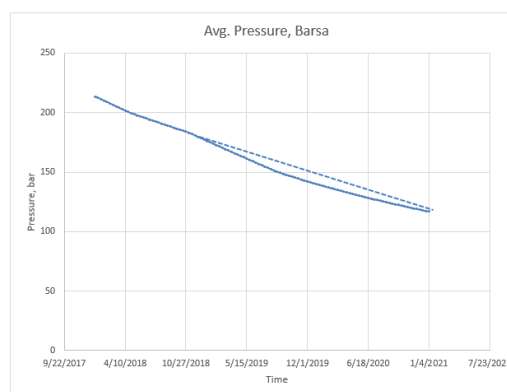


Рисунок 34 - График зависимости давления в скважине от времени до и после проведения соляно-кислотной обработки (СКО)

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 26927 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы.	д.э.н.		29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич		29.04.2022

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **Введение**

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок [31].

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной НИ (ВКР) – повышение эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» (Оренбургская область)

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **Цели и актуальность проекта**

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в (Таблице 13).



Таблица 13 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности добывающих скважин
	Снижение осложняющих эксплуатацию скважин факторов

В таблице 14 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 14 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Повышение эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта на нефте-газоконденсатном месторождении «Х»(Оренбургская область)
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Разработка по усовершенствованию скважин
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

### Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке. В качестве конкурентных решений примем:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пяти бальной шкале. Результат анализа сведем в (таблицу 15).

Таблица 15 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60

3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_j$  – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

### SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в (таблице 16).

Таблица 16– Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
С1. Эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.	Сл1. Дорогой конструкционный материал.
С2. Малое количество отходов за счет их вторичного использования.	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Качество продукта.	Сл3. Большое количество аналогичных технологий.
С4. Экономия энергии.	
С5. Экономия конструкционного материала.	
С6. Безопасность персонала за счет автоматизации.	
С7. Простота в разработке, эксплуатации и ремонте.	
С8. Процесс восстановления приёмистости нагнетательных скважин хорошо изучен и описан в литературе	
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
В1. Рост спроса на этилацетат.	У1. Рост импорта из других стран.
В2. Рост объемов получения нефтепродукта.	У2. Конкуренстные разработки.
В3. Прекращение импорта нефтепродукта из других стран.	У3. Отсутствие финансирования.
В4. Рост цены на другие технологии.	У4. Рост цен на материалы.
В5. Финансирование проекта за счет государства.	У5. Поломка оборудования.
В6. Экспорт продукта.	У6. Производственная авария.

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в (таблицах 17 – 20).

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

		<b>Сильные стороны проекта</b>							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
<b>Возможности проекта</b>	V1	+	+	+	-	-	-	+	+
	V2	-	-	-	+	-	-	-	-
	V3	+	-	-	-	-	-	-	-
	V4	+	+	-	-	-	-	-	-
	V5	-	-	-	-	-	-	-	-
	V6	+	-	-	-	-	-	-	+

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-
	B5	-	-	-
	B6	-	+	-

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

<b>Сильные стороны проекта</b>									
<b>Угрозы проекта</b>		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
	У1	-	-	+	-	-	-	+	+
	У2	-	-	-	+	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-	+	-	-	-
	У4	-	+	-	-	-	-	+	-
	У5	-	-	-	+	-	-	-	-
	У6	-	-	-	-	-	-	-	+

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Угрозы проекта</b>		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-
	B5	-	-	-
	B6	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую (таблицу 21).

Таблица 21 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>C1. Эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.</p> <p>C2. Малое количество отходов за счет их вторичного использования.</p> <p>C3. Качество продукта.</p> <p>C4. Экономия энергии.</p> <p>C5. Экономия конструкционного материала.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>Сл1. Дорогой конструкционный материал.</p> <p>Сл2. Быстрый износ оборудования.</p> <p>Сл3. Большое количество аналогичных технологий.</p>
--	---	---

	<p>С6. Безопасность персонала за счет автоматизации.</p> <p>С7. Простота в разработке, эксплуатации и ремонте.</p> <p>С8. Процесс восстановления приёмистости нагнетательных скважин хорошо изучен и описан в литературе.</p>	
<p><b>Возможности</b></p> <p>В1. Рост спроса.</p> <p>В2. Рост объемов получения нефтепродукта.</p> <p>В3. Прекращение импорта из других стран.</p> <p>В4. Рост цены на другие технологии.</p> <p>В5. Финансирование проекта за счет государства.</p> <p>В6. Экспорт продукта.</p>	<p><b>Направления развития</b></p> <p>В1С3С1. Качество продукта ведет к росту спроса на нефтепродукт и эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.</p> <p>В2С3В5В3В6. Качество продукта позволяет увеличивать рост объемов производства на предприятиях-потребителях, что влечет за собой финансирование проекта за счет государства, следовательно прекращение импорта продукта из других стран, в следствие экспорта продукта зарубеж.</p> <p>С3С8. Качество продукта благодаря хорошо изученному и описанному в литературе.</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b></p> <p>Сл2В1У3. Рост спроса на нефтепродукт предполагает наращивание производственных мощностей. Это предвещает быстрый износ оборудования. Возможен недостаток финансов на дорогие материалы.</p>
<p><b>Угрозы</b></p> <p>У1. Рост импорта из других стран.</p> <p>У2. Конкурентные разработки.</p> <p>У3. Отсутствие финансирования.</p> <p>У4. Рост цен на реагенты и материалы.</p> <p>У5. Поломка оборудования.</p> <p>У6. Производственная авария.</p>	<p><b>Угрозы развития</b></p> <p>С1У3В5. Отсутствие финансирования, роста цен на сырье и материалы, в связи с этим преобладает эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.</p>	<p><b>Уязвимости:</b></p> <p>У3У2. Проекту угрожают альтернативные разработки отечественных и иностранных производителей.</p> <p>Существует угроза нехватки финансов на дорогие материалы, на ремонт оборудования.</p>

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в (таблице 22).

Таблица 22 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

### **Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения**

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{mini}}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{\text{р}i}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{ч_i},$$

где  $T_{\text{р}i}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой :

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{\text{к}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{\text{р}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где  $T_{\text{кал}}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – общее количество праздничных дней в

году. Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в (таблице 23).

Таблица 23 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
<b>Итого:</b>	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.



Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 35). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

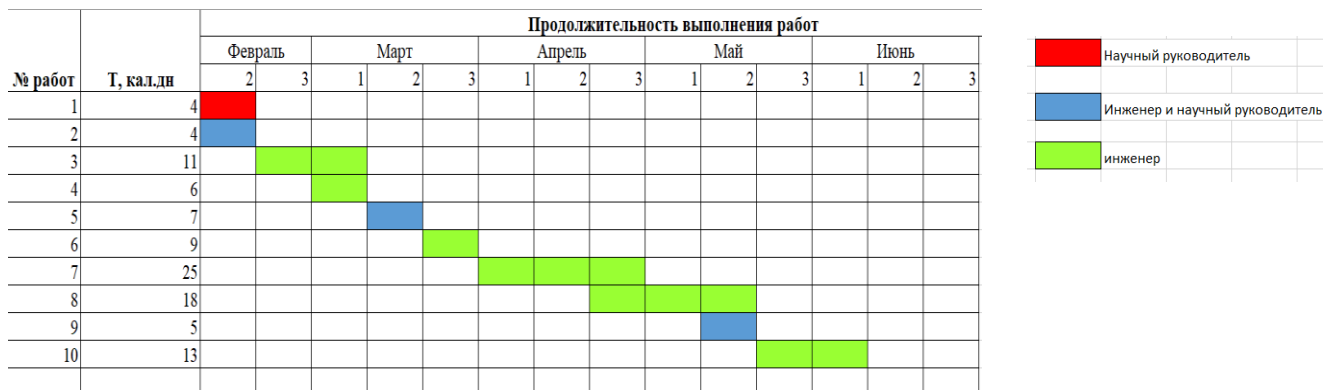


Рисунок 35 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

#### **Расчет материальных затрат научно-технического исследования**

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Результаты расчета затрат представлены в (таблице 23).

Таблица 23 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Тара для нефтепродукта	340	4	1 200
Смола влагопрочного порядка	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

### Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:  $H_A = \frac{1}{n}$ ,

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:  $A = \frac{H_A I}{12} \cdot m$ ,

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;  $m$  – время использования, мес.

Таблица 24 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
<b>Итого:</b>					<b>26927,1</b>

### Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_0$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,3$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}$$

где  $Z_{мс}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;  $k_{np}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;  $k_0$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;  $k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в (таблице 25).

Таблица 25 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в (таблице 26)

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р}, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

### Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

## Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в (таблице 27).

Таблица 27 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8290	26927,1	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{пр}},$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2 (таблица 28).

Накладные расходы по элементам:

Таблица 28 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в (таблице 29). В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 29 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	26927,1	32959,8	43453

3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$  руб,  $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$  руб,  $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$  руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 30).

Таблица 30 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 31).

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б7Г1		Былинко Олег Игоревич	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

<b>Повышение эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта на нефтегазоконденсатном месторождении X (Оренбургская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><b>Объект исследования:</b> нагнетательная скважина;</p> <p><b>Область применения:</b> кустовая площадка, нефтедобывающие объекты;</p> <p><b>Рабочая зона:</b> полевые условия;</p> <p><b>Размеры рабочей зоны:</b> 60*60 м;</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура;</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> метод поддержания пластового давления</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001;</li> <li>2. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</li> <li>3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;</li> <li>4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> <li>5. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)</li> <li>6. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования;</li> <li>7. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</li> </ol>
<b>Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аномальные климатические параметры воздушной среды;</li> <li>2. Превышение уровня шума и вибрации;</li> <li>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>5. Повышенная запыленность рабочей зоны;</li> <li>6. Работа с вредными веществами;</li> <li>7. Укусы насекомых;</li> <li>8. Монотонность труда.</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Короткое замыкание;</li> <li>3. Статическое электричество;</li> <li>4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>5. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от</b></p>

	<b>выявленных факторов:</b> спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески, москитные сетки, репелленты
<b>Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> химическое загрязнение СЗЗ - 120 м</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт, утилизация отработавшего оборудования;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</b>	<p><b>Возможные ЧС</b></p> <p>Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;</p> <p>Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;</p> <p>Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</p> <p>Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар, взрывы.</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
<b>29.04.22</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		29.04.22

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Былинко Олег Игоревич		29.04.22

## **5 Социальная ответственность**

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

В данной работе рассматривается анализ причин загрязнения призабойной зоны пласта. Следовательно, рабочие процессы происходят в полевых условиях. Рабочее место имеет размеры 60\*60 м.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011 [32].

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе

организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ [33]. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени [33].

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

## **5.2 Производственная безопасность**

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием

недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [34] по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

– допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

– обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства;

Таблица 32 – Опасные и вредные факторы [35]

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [35]</b>	<b>Нормативные документы</b>
Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [36]
Превышение уровня шума и вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [37] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [38] СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [39] ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [40]

Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[41]; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий [42];
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [43];
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [44] СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [45]
Укусы насекомых	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ [46]
Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [47]
Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [48]
Короткое замыкание	ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)". Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока [49]
Статическое электричество	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования [50]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности [51]
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты [52]

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### Аномальные климатические параметры воздушной среды

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены

средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 33).

Таблица 33 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

• Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
• безветренная погода	-40
• менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

### **Превышение уровня шума и вибрации**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [38]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение



уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [40] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

#### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [41].

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

#### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов. Для защиты слизистой оболочки глаза необходимо использовать защитные очки.

#### **Работа с вредными веществами**

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму—взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол—сильный яд, действующий на нервную и сердечно-сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м<sup>3</sup>.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются перчатки или рукавицы с кислотостойкой пропиткой.

Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

Для защиты глаз применяют защитные очки.

Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплен индивидуально.

### **Укусы насекомых**

Работы проводятся на открытом воздухе вследствие этого возникает риск укуса насекомыми. Особую опасность представляют энцефалитные клещи. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

### **Монотонность труда**

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом.

Монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижении тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену.

### **Электрический ток и короткое замыкание**

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кузовных площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. 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». [48]

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

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

Коллективные средства электробезопасности: 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.

Также для сотрудников проводят инструктаж каждый год.

### **Статическое электричество**

Статическое электричество представляет настоящую угрозу для организма человека. При длительном пребывании человека в электростатическом поле возникают головные боли, снижение аппетита, нарушается сон, наблюдаются боли в области сердца, брадикардия и артериальная гипотония, может наблюдаться артериальная гипертензия, возможно потемнение в глазах и головокружение. Статическое электричество

приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы, увеличению числа психических заболеваний, приносит вред работе нервной системы.

Избыток статического электричества провоцирует искру при малейшем контакте с другими объектами. Это представляет серьезную угрозу для безопасности работ на взрывоопасном производстве, т.к. в результате искры возникает взрыв и пожар.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся:

- проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека

в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [51].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами, соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться), периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

#### **Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)**

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для выравнивания профиля приёмистости (ВПП), не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на месторождении, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Операции ВПП сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

##### *Влияние селитебной зоны*

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое заражение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона,
- установление требований защиты к проектируемому зданию,

технологическому процессу, оборудованию.

##### *Загрязнение гидросферы*

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами;
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

#### *Влияние на атмосферу*

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельная электростанция (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементировочный агрегат (работает в период освоения и бурения скважин);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.



Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

#### *Влияние на литосферу*

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые,

первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

На этапе технологической подготовки газа наносится ущерб литосфере от утилизации отходов при выходе из строя компонентов устройства, утилизация люминесцентных ламп, микросхем. Для решения данной проблемы можно отправлять на переработку данные объекты.

### **3.1 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению

людей, удостоверившись в собственной безопасности.

### **Выводы по разделу**

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов;
- категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;
- Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).
- Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены различные методы и технологии, влияющие на положительную эффективность воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП), а именно метод соляно-кислотной обработки (СКО), однако, даже после нескольких десятилетий работ на промыслах, бесчисленных лабораторных и теоретических исследований, кислотная обработка на сегодняшний день является одним из мощнейших инструментов, которыми располагает нефтяная индустрия для оптимизации добычи, но тем не менее, в этой области есть еще многое, что требует улучшения.

Рассматривая период после проведения соляно-кислотной обработки можно отметить, что дальнейшее снижение дебита газа обуславливается отложениями в каналах пласта-коллектора минеральных солей и твердых углеводородов при работе скважины.

Также необходимо отметить, что после проведения соляно-кислотной обработки наблюдается снижение давления вследствие повышения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и больших отборов газа из скважины.

Научно-исследовательские работы направлены на улучшение результативности и снижение затрат, в основе этого лежит идея, что любую методику следует оценивать по ее промышленным результатам. Много внимания уделяется междисциплинарному подходу, улучшению обучения и завершенным научно-исследовательским проектам. В настоящее время проходят испытания новых технологий кислотной обработки, разработанных в научно-исследовательских центрах. Главное внимание уделяется лабораторным исследованиям оценки скин-фактора с помощью моделирования фактических промышленных условий.

## Список используемых источников

1. Захарченко, Л. И. Геофизические методы контроля разработки МПИ: учебное пособие / Л. И. Захарченко, В. В. Захарченко. — Ставрополь: СКФУ, 2017. — 249 с.
2. Основы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений: учебное пособие / Е. В. Безверхая, Е. Л. Морозова, Т. Н. Виниченко [и др.]. — Красноярск: СФУ, 2019. — 190 с.
3. Журавлев, Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин: учебное пособие для вузов / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков. — 3-е изд., стер. — Санкт-Петербург: Лань, 2021. — 344 с.
4. Коротенко, В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / В. А. Коротенко, А. Б. Кряквин, С. И. Грачёв. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 104 с.
5. Хямяляйнен, В. А. Физические процессы в нетрадиционных геотехнологиях: учебное пособие / В. А. Хямяляйнен, В. И. Мурко, М. А. Баёв. — Кемерово: КузГТУ имени Т.Ф. Горбачева, 2021. — 252 с.
6. Ровкина, Н. М. Химия и технология полимеров. Исходные реагенты для получения полимеров и испытание полимерных материалов. Лабораторный практикум: учебное пособие / Н. М. Ровкина, А. А. Ляпков. — Санкт-Петербург: Лань, 2020. — 432 с.
7. Васильев, В. А. Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / В. А. Васильев, Л. М. Зиновьева, М. В. Краюшкина. — Ставрополь: СКФУ, 2014. — 125 с.
8. Батурин, Ю. Г. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Кн. 2. Проектирование разработки: учебное пособие / Ю. Г. Батурин. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. — 205 с.
9. Безопасность и геоэкология в горном деле: сборник научных трудов. — Москва: Горная книга, 2020. — 124 с.

10. Балугев, А. А. Вскрытие и освоение продуктивных пластов: учебное пособие / А. А. Балугев. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. — 151 с.
11. Журавлев, Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин: учебное пособие для вузов / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков. — 3-е изд., стер. — Санкт-Петербург: Лань, 2021. — 344 с.
12. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 187 с.
13. Ваганов, Л. А. Основы проектирования разработки месторождений нефти: учебное пособие / Л. А. Ваганов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 80 с.
14. Савченков, А. Л. Химическая технология промышленной подготовки нефти : учебное пособие / А. Л. Савченков. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2011.
15. Попова, А. А. Методы защиты от коррозии. Курс лекций: учебное пособие / А. А. Попова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Санкт-Петербург: Лань, 2022. — 272 с.
16. Кратиров, Д. В. Гидравлика и теплотехника: учебно-методическое пособие / Д. В. Кратиров. — Казань : КНИТУ-КАИ, 2016. — 96 с.
17. Заватский, М. Д. Прикладные аспекты нефтегазовой геохимии : учебное пособие / М. Д. Заватский, Е. Ю. Неёлова. — Тюмень : ТИУ, 2020. — 120 с.
18. Ковалев, А. В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / А. В. Ковалев. — Томск : ТПУ, 2019. — 225 с.
19. Горное дело : словарь / под редакцией К. Н. Трубецкого. — 5-е изд., перераб. и доп. — Москва : Горная книга, 2016. — 635 с.
20. Сизов, В. Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин : учебное пособие / В. Ф. Сизов, О. Ю. Турская. — Ставрополь : СКФУ, 2017. — 195 с.
21. Справочник мастера КРС по сложным работам : учебное пособие / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, В. А. Долгушин, Д. А. Кустышев. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 285 с.

22. Миннимухаметова А.А. Соляно-кислотная обработка скважин // Символ науки. 2016. №8-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/solyano-kislotnaya-obrabotka-skvazhin> (дата обращения: 22.06.2022).
23. Крец, В. Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. — 2-е изд., перераб. и доп. — Томск : ТПУ, 2016. — 200 с.
24. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
25. Слабнов, В. Д. Математическое моделирование технологии регулирования процесса извлечения нефти из неоднородных пластов: монография / В. Д. Слабнов. — Казань : КФУ, 2014. — 188 с.
26. Воробьева, Л. В. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / Л. В. Воробьева. — Томск : ТПУ, 2017. — 202 с.
27. Трухин, М. П. Компьютерное моделирование и проектирование РЭА: системный подход. Часть 1 : учебник для вузов / М. П. Трухин. — Санкт-Петербург : Лань, 2022. — 408 с.
28. Лобов М. А., Каюмов Р. Э. Применение селективной пено-кислотной обработки призабойной зоны пласта с помощью установки БДТ по технологии FoamMAT\* на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Вестник ОГУ. 2011. №16 (135). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-selektivnoy-peno-kislotnoy-obrabotki-prizaboynoy-zony-plasta-s-pomoschyu-ustanovki-bdt-po-tehnologii-foammat-na-orenburgskom> (дата обращения: 22.06.2022).
29. Дополнение к технологической схеме разработки Вишневого нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области (протокол ПНГС ЦКР Роснедр по УВС №1299 от 15.12.2016 г.)
30. Дмитриев, А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев. — Томск : ТПУ, 2016. — 272 с. — ISBN 978-5-4387-0697-7. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная

система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/107735> (дата обращения: 22.06.2022). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

31. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

32. ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях

33. Российская федерация. Трудовой кодекс российской федерации. (с изменениями на 25 февраля 2022 года)

34. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1

35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

36. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

37. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация

38. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

39. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

40. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

41. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

42. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

43. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические



требования к воздуху рабочей зоны

44. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

45. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

46. Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных  
ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ

47. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

48. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

49. ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)". Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока

50. ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования

51. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

52. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты