

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Эффективность применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.276.6(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович

Тема работы:

Эффективность применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО)
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-123/с 28.02.2020
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.20
--	----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Восточно-Сургутскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения о месторождении</li> <li>2. Характеристика продуктивных пластов и нефтеносность.</li> <li>3. Состояние разработки месторождения.</li> <li>4. Причины загрязнения призабойной зоны пласта.</li> <li>5. Методы интенсификации притока</li> <li>6. Анализ эффективности обработок призабойной зоны</li> <li>7. Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта</li> <li>8. Сравнение проектных и фактических объёмов применения методов интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении</li> <li>9. Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО), анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели</li> <li>10. Расчет показателей экономической эффективности мероприятия</li> <li>11. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</li> <li>12. Производственная безопасность</li> <li>13. Экологическая безопасность</li> <li>14. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</li> </ol>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика месторождения и состояние разработки</li> <li>2. Применение методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири</li> <li>3. Анализ применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском месторождении</li> </ol>	Пулькина Наталья Эдуардовна
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	Якимова Татьяна Борисовна
<p>Социальная ответственность</p>	Черемискина Мария Сергеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

1. Характеристика месторождения и состояние разработки.
2. Применение методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири.
3. Анализ применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском месторождении.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

5. Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной  
квалификационной работы по линейному графику

02.03.2020

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		02.03.2020
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович		02.03.2020

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования бакалавр  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	<i>Характеристика месторождения и состояние разработки</i>	20
04.04.2020	<i>Применение методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири</i>	30
09.04.2020	<i>Анализ применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском месторождении</i>	30
15.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

##### Консультант

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

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать <i>необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК- 23, ПК-24, ПК-25, ПК- 26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК- 26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные <i>методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2- е)</i>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страницу, 15 рисунков, 12 таблиц и 20 источников.

Ключевые слова: Восточно-Сургутское месторождение, интенсификация притока, обработка призабойной зоны, гидравлический разрыв пласта, дебит.

Объектом исследования являются продуктивные пласты  $BC_{10}$ ,  $ЮС_1^1$ ,  $ЮС_2^1$  Восточно-Сургутского месторождения.

Целью работы является анализ эффективности применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении.

В работе приведена характеристика продуктивных пластов и состояние разработки месторождения. Проведен теоретический обзор причин загрязнения призабойной зоны пласта и методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири. Проведена оценка эффективности применения методов интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении.

В результате исследования установлено, что среди применяемых методов наибольшей эффективностью обладает гидроразрыв пласта.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в том, что полученные результаты могут применяться при разработке месторождений со схожими геологическими характеристиками.

## **Обозначения, определения и сокращения**

ГТМ - геолого-технические мероприятия;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ВНК - водонефтяной контакт;

НИЗ - начальные извлекаемые запасы;

ТИЗ - текущие извлекаемые запасы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

СКО - соляно-кислотные обработки;

ГКО - глино-кислотные обработки;

ОПЗ - обработка призабойной зоны;

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ППД - поддержание пластового давления;

НПАВ - неионогенные поверхностно-активные вещества;

СИЗ - средства индивидуальной защиты;

ЧС - чрезвычайная ситуация.

## Оглавление

Введение .....	12
1 Характеристика месторождения и состояние разработки.....	13
1.1 Общие сведения о месторождении .....	13
1.2 Характеристики продуктивных пластов и нефтеносность.....	15
1.3 Состояние разработки месторождения .....	20
1.3.1 Основные технологические показатели разработки.....	20
1.3.2 Характеристика фонда скважин .....	21
1.3.3 Сравнение проектных и фактических показателей .....	21
2 Применение методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири .....	23
2.1 Причины загрязнения призабойной зоны пласта .....	23
2.2 Методы интенсификации притока.....	31
2.2.1 Физико-химические методы .....	31
2.2.2 Механические методы ОПЗ .....	35
2.2.3 Тепловые методы воздействия на ПЗП .....	39
2.2.4 Волновые методы ОПЗ.....	41
2.2.5 Комплексные методы .....	41
3 Анализ применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском месторождении .....	44
3.1 Анализ эффективности обработок призабойной зоны .....	46
3.2 Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта .....	51

3.3 Сравнение проектных и фактических объёмов применения методов интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении .....	57
4 Финансовый менеджмент .....	59
4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО), анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели .....	59
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия ....	61
5 Социальная ответственность .....	68
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	68
5.2 Производственная безопасность.....	69
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	70
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	72
5.3 Экологическая безопасность.....	73
5.3.1 Защита атмосферы.....	73
5.3.2 Защита гидросферы .....	75
5.3.3 Защита литосферы .....	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	77
Заключение .....	79
Список литературы .....	80

## **Введение**

Снижение эффективности извлечения нефти во время эксплуатации месторождения, а также низкие фильтрационно-ёмкостные свойства являются значительной проблемой для месторождений Западной-Сибири. Поэтому актуальным является применение на них различных методов и технологий интенсификации притока жидкости.

Целью работы является анализ эффективности применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении.

Объектом исследования работы является Восточно-Сургутское нефтяное месторождение. Оно открыто в 1977 году и введено в разработку в 1986 году. Однако эксплуатационное бурение было возобновлено в 2003 году, и оно главным образом направлено на эксплуатационный объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, который является низкопродуктивным и малопроницаемым. В связи с этим необходимо применение методов, направленных на интенсификацию притока жидкости.

Предметом исследования является мероприятия, направленные на интенсификацию притока жидкости. В работе рассмотрены такие методы, как гидроразрыв пласта и обработка призабойной зоны пласта.

Результаты анализа могут быть использованы при дальнейшем применении методов интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении, а также при разработке месторождений со схожими геологическими характеристиками.

Наиболее эффективным из применяемых методов является гидроразрыв пласта. Данный метод лидирует по количеству операций на данном месторождении.

# **1 Характеристика месторождения и состояние разработки**

## **1.1 Общие сведения о месторождении**

Год открытия месторождения - 1977 г. Разработка начата в 1986 г. Месторождение обладает значительными размерами по площади, и в связи с этим разрабатывается несколькими недропользователями: в южной (левобережье) – ООО «РН-Юганскнефтегаз», а в северной (правобережье р. Обь) - ПАО «Сургутнефтегаз».

Административно Восточно-Сургутское месторождение относится к одноимённому лицензионному участку, расположенного на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Географически месторождение находится в Сургутской и Обско-Иртышской провинциях лесной области Западно-Сибирской географической страны.

Климат района – континентальный. Среднегодовая температура почвы – + 3,2 °С. Лето короткое и умеренно тёплое. Его продолжительность составляет 50 – 60 дней. Самым тёплым месяцем является июль, его средняя температура равна +16,8 °С. Зима продолжительная, снежная и суровая. Самым холодным месяцем является январь, его средняя температура равна –21,5 °С. Устойчивые морозы продолжаются в течение 164 дней. Осадков выпадает много – 680 мм, преимущественно с апреля по октябрь. Коэффициент увлажнения больше 1.

Гидрография в пределах месторождения представлена реками, озёрами, болотами и водохранилищем (Сургутская ГРЭС). По водному режиму реки принадлежат к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года.

На приречных частях и водоразделах, а также на повышенных формах рельефа почвы представлены иллювиально-гумусовыми и иллювиально-

железистыми подзолами. В болотном ряде почв выделяются торфяные, торфяно-глеевые и торфянисто-перегноино-глеевые типы.

На территории месторождения находятся территории с особым правовым режимом: городская черта города Сургута, защитные леса водоохранные зоны рек и озёр. В связи с этим хозяйственная деятельность должна осуществляться с учётом соответствующих кодексов.

Инфраструктура на месторождении значительно развита. Она представлена пунктами подготовки, системой сбора и хранения нефти, напорными и межпромысловыми нефтепроводами и газопроводами, дожимными насосными станциями, развитой сетью автомобильных дорог, базой производственного обслуживания и системой электроснабжения.

Вблизи месторождения отсутствуют объекты магистрального транспорта товарной продукции. Ближайший пункт сбора, подготовки и хранения нефти – Западно-Сургутский ЦПС. Ближайшая нефтеперекачивающая станция системы ПАО «АК Транснефть» находится на Западно-Сургутском месторождении (рисунок 1).

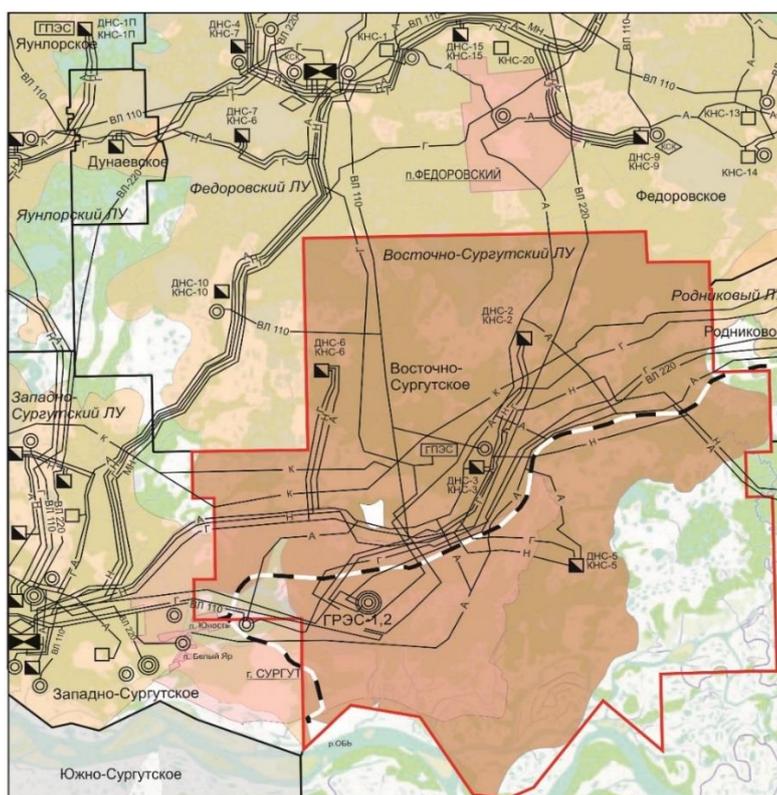


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

## 1.2 Характеристики продуктивных пластов и нефтеносность

В пределах месторождения к нефтеносным относятся терригенные отложения сортымской свиты нижнемелового возраста (пласт  $BC_{10}^0$ , ачимовская толща – пласты  $BC_{21}$  и  $BC_{22}$ ), васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласт  $ЮС_1^1$ ) и тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт  $ЮС_2^1$ ). В пяти продуктивных пластах обнаружено 25 залежей нефти, совпадающих в плане в разной степени. Этаж нефтеносности изменяется от кровли нефтенасыщенного коллектора пласта  $BC_{10}^0$  (2252,4 метра) до подошвы нефтенасыщенного коллектора пласта  $ЮС_2^1$  (2814,9 метра), таким образом он составляет 563 метра. Продуктивность залежей доказана итогами испытаний скважин.

Ниже приводится характеристика геологического строения продуктивных пластов сверху вниз по разрезу.

### *Пласт $BC_{10}^0$*

На Восточно-Сургутском месторождении в отложениях пласта  $BC_{10}^0$  выявлено пять залежей нефти. Продуктивность пласта доказана итогами испытаний как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Были получены притоки нефти с дебитом от 1,5 до 66,3 м<sup>3</sup>/сут.

Лучшими коллекторскими свойствами характеризуется коллекторы, расположенные в юго-восточной части пласта. Песчаные пропластки, обладающие лучшими ФЕС, расположены в верхней части пласта. В среднем общая толщина пласта равна 7,3 м, нефтенасыщенные из которых – 3,7 м. В продуктивной части пласт представлен двумя пропластками. Коэффициент песчанистости разреза равен 0,56. Средние ФЕС пласта следующие: коэффициент пористости равен 0,24; проницаемость равна  $166,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,64.

### *Пласты ачимовской толщи*

Среди комплексов нефтегазоносных отложений Западной Сибири наиболее сложно построенными являются отложения ачимовской толщи, которые представлены линзами песчано-алевритовых пород. В границах

месторождения в составе ачимовской толщи обнаружены две линзы. Обе линзы наклонены в западном направлении относительно поверхности баженовской свиты. Одна из линз является продуктивной, в ней выделяются пласты БС<sub>21</sub> и БС<sub>22</sub>.

#### *Пласт БС<sub>21</sub>*

Пласт БС<sub>21</sub> в пределах Восточно-Сургутского ЛУ представлен одной залежью нефти в районе скважины №169Р. Залежь расположена в северной части ЛУ, открыта в 1984 году. Скважина вскрыла нефтенасыщенный коллектор на абсолютной отметке 2683 м, нефтенасыщенная толщина в ней составила 5,4 м. С запада и юга залежь ограничена зоной неколлектора, на восточной части происходит выклинивание продуктивной линзы, на севере залежь контролируется ВНК. По типу залежь является пластовой сводовой, литологически экранированной. Высота залежи составляет 11 метров, а размеры – 2 на 1,4 км. Фильтрационно-емкостные свойства пласта БС<sub>21</sub> крайне низкие: коэффициент пористости составляет 0,17; проницаемость равна  $3,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а коэффициент нефтенасыщенности – 0,43.

#### *Пласт БС<sub>22</sub>*

В пределах пласта в 1982 году выявлена одна залежь нефти, вскрыта двумя разведочными и одной эксплуатационной скважиной. При испытании разведочных скважин получены притоки нефти дебитами 3,6 (скв. №169Р) и 7,2 м<sup>3</sup>/сут (скв. №156Р). Размеры залежи составляют 4,4 на 2,4 км, высота достигает 16 м, по типу является пластовой сводовой, литологически экранированной. Границы залежи с запада и юга ограничены зоной неколлектора, на востоке происходит выклинивание продуктивной линзы, на севере залежь контролируется ВНК. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 3,1 м. Фильтрационно-емкостные свойства пласта БС<sub>22</sub> также невысокие: коэффициент пористости составляет 0,19; проницаемость равна  $34,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а коэффициент нефтенасыщенности – 0,50.

#### *Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>*

Все скважины месторождения вскрывают песчаники пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>. В границах пласта обнаружено 17 залежей нефти. Продуктивность пласта доказана итогами испытаний как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Были получены притоки нефти с дебитом от 0,3 до 66,3 м<sup>3</sup>/сут. По пласту выделены песчаные пропластки-коллекторы, формировавшиеся в условиях мелководно-морского бассейна, причем обломочный материал поступал в период тектонической активности Западно-Сибирской плиты с востока и юго-востока. Форма полеорельефа является террасовой, что обусловило накопление пласта в форме пропластков, которые сменяли друг друга, формируя линзовидное строение пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Лучшими коллекторскими свойствами характеризуется коллекторы, расположенные в юго-восточной части пласта. Песчаные пропластки, обладающие лучшими ФЕС, расположены в верхней части пласта. В среднем общая толщина пласта равна 9,4 м, нефтенасыщенные из которых – 3,4 м. В продуктивной части пласт представлен тремя пропластками. Коэффициент песчанистости разреза равен 0,39. Средние ФЕС пласта невысоки: коэффициент пористости равен 0,19; проницаемость равна 40,2\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>; коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,56.

#### *Пласт ЮС<sub>2</sub>*

При детальной корреляции разреза продуктивный горизонт ЮС<sub>2</sub> разделяется на два пласта – ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>. Кровля пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> прослеживается по минимуму всех зондов, подошва отбивается не совсем уверенно. В качестве контрольного репера принят пропласток угля, залегающий в средней части горизонта ЮС<sub>2</sub>. Как правило, верхняя часть разреза (пласт ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>) до угля нефтенасыщена, а нижняя (пласт ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>) водоносна.

Регионально горизонт ЮС<sub>2</sub> занимает существенную часть Сургутского свода. Границы простираения залежи пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> Восточно-Сургутского месторождения на востоке и юге контролируются зоной неколлектора, на остальной территории – границей лицензионного участка. Продуктивность доказана итогами испытаний скважин – в результате опробования были

получены притоки нефти дебитами от 0,1 до 57,6 м<sup>3</sup>/сут. Залежь по типу является литолого-стратиграфической, её размеры в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка составляют 40,8 на 40,3 км.

Пласт состоит из переслаивающихся глинистых и песчано-алевритовых пород. Отложения обладают сложным литологическим составом, изменчивы и не выдержаны по разрезу и по площади. Нефтеносный резервуар, соответствующий пласту ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, представлен совокупностью отдельных песчаных подрезервуаров, слабо взаимосвязанных между собой или не взаимосвязанных вовсе.

В среднем общая толщина пласта равна 9,4 м, нефтенасыщенные из которых – 3,4 м. Пласт характеризуется высокой расчленённостью: количество проницаемых пропластков изменяется от 1 до 13 в зависимости от скважины, в среднем расчленённость по пласту равна 5. Коэффициент песчаности разреза равен 0,35. Средние ФЕС пласта невысоки: коэффициент пористости равен 0,17; проницаемость равна  $6,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (варьируется от 0,4 до  $44 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,77.

Сводная информация по всем объектам представлена в таблице ниже (таблица 1).

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты				
	БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	БС <sub>21</sub>	БС <sub>22</sub>	ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Средняя глубина залегания кровли, м	2312	2752	2757	2793	2860
Тип залежи*	ПС+ЛЭ (2), В (3)	ПС+ЛЭ	ПС+ЛЭ	ПС (10), ТЭ, ПС+ЛЭ (5), ПС+ТЭ	ЛС
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	286872	1835	6543	187570	882296
Средняя общая толщина, м	7,3	13,0	10,3	9,6	18,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	1,7	2,0	2,7	5,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,8	4,8	3,1	1,7	-
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,17	0,19	0,18	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,60	0,43	0,49	0,56	0,73
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	166,7	3,0	35,0	38,9	6,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,56	0,42	0,30	0,33	0,35
Расчленённость, ед.	2	5	1	2	5
Начальная пластовая температура, °С	70	75		90	90
Начальное пластовое давление, МПа	22,6	27,0		27,5	28,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,66	2,8		1	1,51
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,82	0,841		0,77	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,878	0,882		0,842	0,861
Абсолютная отметка ВНК, м	2238- 2308	2694,0	2703,4	2630.4- 2768.4	-
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,107	1,076		1,172	1,152
Содержание серы в нефти, %	1,76	1,89		1,47	1,38
Содержание парафина в нефти, %	2,87	3,11		2,55	2,77
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,3	8,0		10	11,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	42	33	33	70	60
Содержание сероводорода, %	отсутствует				
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,000	0,995		0,989	0,987
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,013	1,009		1,014	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>					
нефти	10,6	9,1		13,1	12
воды	4,7	4,7		4,8	4,8
породы	5,1	5,9		3,8	3,6

## **1.3 Состояние разработки месторождения**

### **1.3.1 Основные технологические показатели разработки**

В эксплуатацию месторождение введено в 1985 году. Начальный период характеризовался интенсивным эксплуатационным бурением, так в 1986 году объём бурения равен 415 тыс. м. Разбуривание месторождения прекратилось в 1997 году. Максимальный уровень добычи был достигнут в 1992 году – 1519 тыс. т, темп отбора от НИЗ составил 1,2 %. Высокая добычи поддерживалась с 1988 по 1994 год.

В 2000 году началось применение технологии зарезки боковых стволов. Это позволило стабилизировать добычу нефти с 2001 по 2003 год. Эксплуатационное бурение было возобновлено в 2003 году. Максимальный объём бурения был установлен в 2011 году – 826,6 тыс. м. В настоящее время интенсивность разбуривания уменьшается.

Бурение преимущественно направлено на низкопродуктивный объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> – в 2013 году его доля в общем объёме составила 92 % (619 тыс. м). После возобновления эксплуатационного бурения, а также интенсивного ввода в разработку запасов объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> возрастала с каждым годом и достигла своего максимума за весь период разработки в 2013 году – 3485,1 тыс. т.

Пласт БС<sub>10</sub><sup>0</sup> определял основные уровни добычи с 1985 по 2008 год. Начиная с 2009 года основную долю в фонде скважин и добычи нефти (75 %) составляет объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Объёмы закачки воды увеличивались до 1995 года, после чего в период с 1996 по 2003 год снижались. Нарращивание отбора жидкости с 2006 года привело к увеличению объёма закачки воды.

Обводнённость продукции возрастала до 2000 года, после чего стабилизировалась на уровне 80% до 2010 года. Начиная с 2011 года, обводненность продукции начала снижаться.

Накопленная добыча нефти на 01 января 2014 года составляет 36417 тыс. т, при обводненности 67,8 % отбор от НИЗ составляет 29,9 %, текущий КИН – 0,0073. С начала разработки добыча растворённого (попутного) газа составила 1714 млн. м<sup>3</sup>.

Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup> обеспечивает основную долю в накопленной добыче – 69%. Текущий КИН равен 0,291 при обводненности 90,1 %, отбор от НИЗ составляет 82,4 %.

Основной эксплуатационный объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> обладает отбором от НИЗ в 11,8 %, при обводненности 49,4 %. Также к данному объекту приурочен основной объём ТИЗ – 73373 тыс. т (86% от ТИЗ месторождения).

Таким образом, перспектива разработки Восточно-Сургутского месторождения в дальнейшем будет определяться объектом ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

### **1.3.2 Характеристика фонда скважин**

На 01 января 2014 года на месторождении пробурено 1626 скважин, из которых: 1099 добывающих, 490 нагнетательных и 37 водозаборных. Эксплуатационный фонд составляют 1434 скважины, из которых: 932 добывающих (890 – действующих, 29 – бездействующих и 13 – в освоении), 467 нагнетательных (433 – действующих, 27 – бездействующих и 7 – в освоении).

Коэффициент использования добывающих скважин равен 0,953, нагнетательных – 0,927. Коэффициент эксплуатации действующих добывающих скважин составляет 0,984, нагнетательных – 0,985.

### **1.3.3 Сравнение проектных и фактических показателей**

Начиная с 2011 года разработка месторождения ведётся в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Восточно-Сургутского нефтяного месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 23.06.2011 №5177)».

Фактический объём эксплуатационного бурения в период с 2011 по 2013 год составил 2269,6 тыс. м, при проектном значении – 2167 тыс. м. Из бурения введено 528 скважин, при проектном значении – 533. Основная масса скважин, вводимых из бурения, приходится на объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Годовая фактическая добыча нефти за трёхлетний проектный период (2011 – 2013 гг.) была близка к проектной, не превышая допустимого отклонения ( $\pm 20\%$ ). В 2011 году отклонение в добыче нефти составило -2 % (фактическая добыча – 2211,5 тыс. т при проектной – 2256,8 тыс. т), в 2012 году – фактическая добыча соответствует проектной (отклонение – 0,01 %) (проект – 2926,9 тыс. т, факт – 2927,3 тыс. т).

В 2013 году добыча нефти на месторождении составила 3485,1 тыс.т при проектной – 3376,8 тыс. т (отклонение – 3,2 %), добыча жидкости – 10826 тыс. т при проектной – 10024 тыс. т, в пласты закачано 10692,9 тыс.м<sup>3</sup> воды при проектной закачке 11166 тыс. м<sup>3</sup>.

## **2 Применение методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири**

### **2.1 Причины загрязнения призабойной зоны пласта**

Загрязнение призабойной зоны может начаться на этапе строительства скважины и продолжаться в течение эксплуатации. Под призабойной зоной пласта принято понимать часть нефтяного коллектора, находящейся в непосредственной близости от перфорированной зоны пласта, в которой происходит наибольшее изменение давления. Эта зона чаще всего подвержена процессам засорения коллектора, что непосредственно оказывает влияние на процесс добычи. Изменение фильтрационно-ёмкостных свойств пород ПЗП приводит к изменению продуктивности [1].

В ходе строительства и эксплуатации скважины ухудшение ФЕС пород ПЗП обуславливается:

- 1) Плотностью частиц пород, а также их литологическим составом
- 2) Наличием в породе механических напряжений
- 3) Гидродинамическим воздействием трещин
- 4) Физико-химическими процессами, происходящими в коллекторе и приводящими к загрязнению пород
- 5) Распределением температуры и давления, а также процессами фильтрации жидкости в пласте

Различные факторы оказывают влияние на дебит скважин, среди которых можно выделить группу, зависящую от естественной характеристики коллектора. К этой группе можно отнести такие факторы как: проницаемость и пористость, вязкость пластовых флюидов, эффективная толщина и др [2].

Причины, которые приводят к снижению проницаемости ПЗП в процессе первичного и вторичного вскрытия пласта, разделяют на три группы.

Первой является механическая группа, которая обуславливает механическое загрязнение ПЗП в процессе бурения, цементирования, первичного вскрытия, крепления ствола скважины, а также эксплуатации.

К данной группе относятся следующие причины:

- проникновение в фильтрационные каналы ПЗП твёрдой фазы промывочного или бурового раствора, происходящее при бурении или эксплуатации скважины;
  - закупоривание слоя породы вблизи забоя тампонажным цементом или глиной, происходящее при креплении скважины;
  - загрязнение ПЗП выносимыми флюидом из удалённых частей пласта минеральными частицами;
  - заполнение трещин тампонажным или глинистым раствором, приводящее к снижению средней проницаемости ПЗП.

Второй является физико-химическая группа, обуславливающая разбухание глин при их контакте с растворами глушения на водной основе, происходящая при ремонтных работах.

Среди этой группы можно выделить следующие причины:

- образование «блокирующей» преграды фильтрации нефти из-за попадания в поровое пространство воды и последующего роста водонасыщенности, что приводит к увеличению разности поверхностных натяжений между флюидами в пласте;
  - проникновение фильтрата в породу и возникновение в результате этого капиллярного давления;
  - образование стойкой эмульсии в трещинах;
  - закрытие каплями нефти пор в потоке воды или наоборот;
  - образование осадка солей на скелете породы, вызванное взаимодействием закачиваемой и пластовой вод в начальный период нагнетания воды.

Третьей группой является группа термохимических причин, которая проявляется в случае перемены термодинамического равновесия.

К этой группе относятся следующие причины:

- отложение солей, вызванное попаданием нижних сильноминерализованных вод, находившихся под высокой температурой, в продуктивный пласт и последующим их охлаждением;
- образование асфальтосмолопарафиновых отложений на скелете породы в пласте с низкой температурой [1].

Падение продуктивности скважины, вызванное повреждением ПЗП может происходить при всевозможных технологических операциях: в процессе бурения, цементирования, проведении ремонтных работ, в последствии вторичного вскрытия продуктивного пласта, а также во время эксплуатации скважины.

В ходе процесса бурения, а также в начальный период строительства скважины встречаются такие причины засорения ПЗП, как кольматация каналов твердыми частицами из бурового раствора, а также проникновение в каналы промывочного раствора (рисунок 2). В ряде случаев твёрдая фаза бурового раствора может проникать вглубь пласта на десятки метров.



Рисунок 2 – Загрязнение ПЗП в процессе бурения

С целью обеспечения контроля процесса бурения необходимо превышение гидростатического давления бурового раствора над поровым давлением, в результате чего образуется репрессия. Во время первичного вскрытия пласта из-за наличия репрессии происходит поглощение фильтрата бурового раствора пластом с дальнейшим загрязнением ПЗП до образования фильтрационной корки. Фильтрационный раствор приводит к закупориванию каналов, вызванному набуханием глин. Наличие в буровых растворах твердых частиц приводит к закупориванию каналов и значительному снижению проницаемости. Также фильтрат может способствовать дисперсии глин и дальнейшему перемещению их вглубь пласта, где они могут закупорить поры (рисунок 3). Таким образом загрязнению зоны вокруг скважины способствуют химический состав бурового раствора, а также высокое давление в стволе скважины.

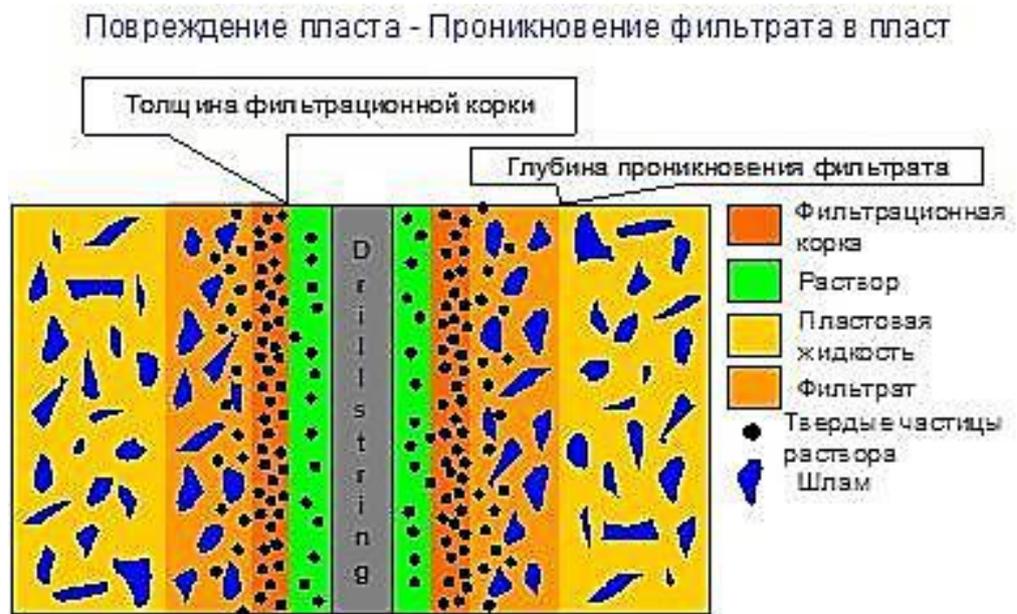


Рисунок 3 – Повреждение породы, вызванное проникновением  
фильтрата

Загрязнение ПЗП может быть вызвано цементным раствором. Этому способствуют высокие фильтрационные свойства цементного раствора относительно раствора бурения, а также высокая плотность цементного раствора, что способствует более глубокому проникновению фильтрата в пласт за счёт большей репрессии. Проникновение твёрдых частиц, присутствующих в цементном растворе, приводит к физическому закупориванию каналов (рисунок 4). В результате этого средняя проницаемость снижается.



Рисунок 4 – Повреждение пласта при цементировании

На этапах, проводимых после вторичного вскрытия пласта, частыми являются загрязнения ПЗП, вызванные раствором глушения на водной основе во время проведения ремонтных работ. Поскольку плотность раствора глушения должна превышать плотность пластовой жидкости, образуется репрессия, что ведет к проникновению жидкости глушения в пласт и дальнейшему воздействию её на глинистые частицы. Также загрязнение ПЗП может происходить взвешенными частицами, присутствующими в жидкости глушения (рисунок 5).



Рисунок 5 – Негативное влияние растворов глушения на ПЗП

Во время эксплуатации скважины наиболее характерными причинами снижения проницаемости ПЗП являются отложение солей и АСПО на скелете породы, загрязнение мехпримесями, а также образование устойчивых эмульсий. Образование АСПО и осадков солей вызвано снижением температуры или падением давления ниже давления насыщения, характерным участком для этого является место поступления жидкости в скважину. Образование осадков солей также происходит при смешивании пластовой и закачиваемой в пласт вод, это обусловлено их разной минерализацией (рисунок 6).

## Ущерб, наносимые пласту при эксплуатации скважины

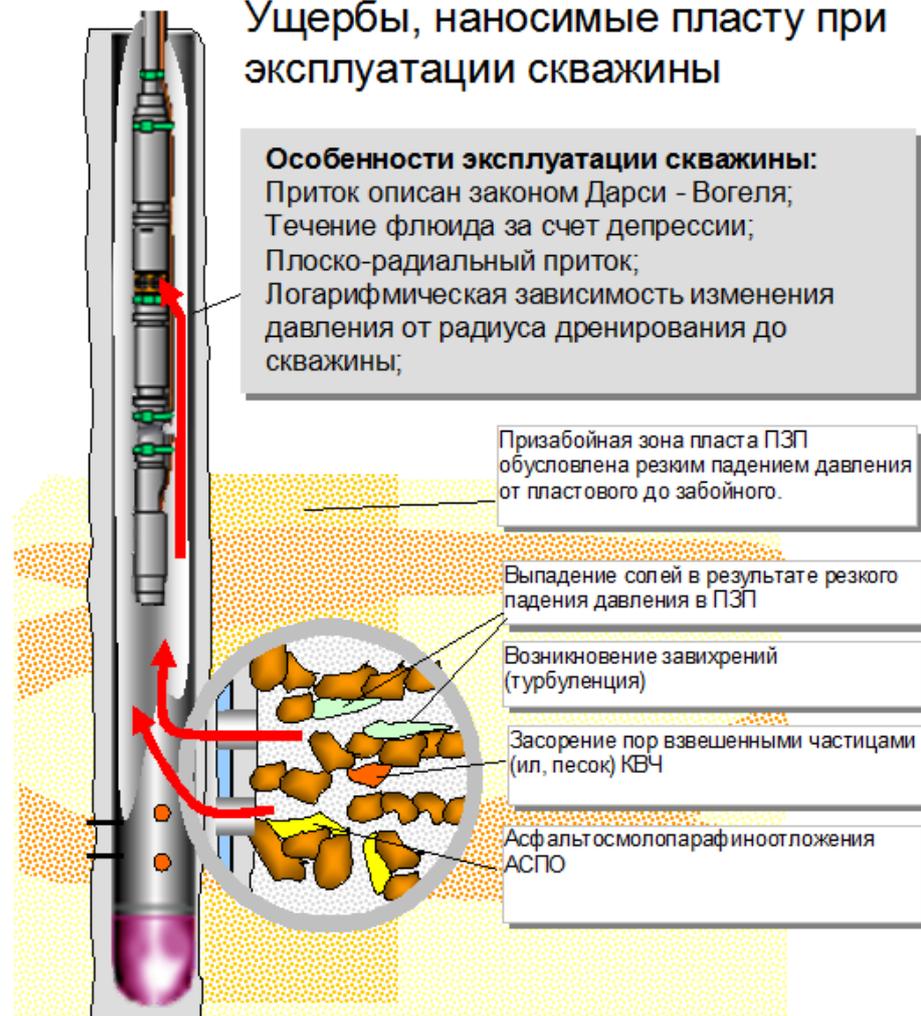


Рисунок 6 – Засорение ПЗП во время эксплуатации

Также в зоне забоя скважины возможно образование эмульсий. Частицы глины способны повысить стабильность эмульсии, в результате чего удаление этих эмульсий будет затруднено и эти эмульсии приведут к снижению проницаемости ПЗП.

Таким образом, снижение проницаемости ПЗП может быть вызвано разными причинами, отличающимися по своему времени проявления, принципу и механизму. От определения причины будет зависеть выбор наиболее оптимальных методов по интенсификации притока, а также их эффективность.

## **2.2 Методы интенсификации притока**

Явления, приводящие к ухудшению условий фильтрации жидкости из пласта, принято обозначать скин-эффектом. Мерой повреждений пласта является безразмерная величина – скин-фактор. В естественных коллекторских условиях скин-фактор равен нулю. Положительное значение скин-фактора свидетельствует об ухудшении свойств пласта и снижении продуктивности скважины. Отрицательная величина скин-фактора указывает на улучшение свойств пласта, в том числе проницаемости. Работы, направленные на снижение скин фактора, называют интенсификацией добычи нефти. При подборе метода интенсификации учитываются состав пород и жидкостей, термодинамические условия, состояние ПЗП, а также накопленный промысловый опыт.

Методы интенсификации можно разделить на пять групп: физико-химические, механические, тепловые, физические (волновые), а также комплексные [1].

### **2.2.1 Физико-химические методы**

Физико-химические методы направлены для растворения загрязнений, уменьшения фазовой проницаемости породы для воды, снижения набухаемости глин, растворения АСПО и т.д. В связи с этим к физико-химическим методам относятся: обработки водными растворами кислот, использование растворителей, закачка водных растворов ПАВ совместно с композициями химреагентов.

#### *Соляно-кислотные обработки (СКО)*

Кислотные обработки применяются для растворения солеотложений и продуктов коррозии, а также для создания новых каналов в около скважинной области. Для этого производится закачка рабочей жидкости в пласт при давлении, не превышающем давление разрыва.

Одним из более популярных методов кислотных обработок является соляно-кислотная обработка, в основе которой лежит соляная кислота ( $\text{HCl}$ ). На популярность этого метода повлияли такие факторы как его дешевизна и сравнительная простота.

При закачке в пласт соляная кислота создает новые каналы, за счёт растворения карбонатных породообразующих минералов (доломитов, известняков и карбонатного цемента), однако она слабо воздействует на сам загрязненный участок, в этом заключается её существенное отличие от плавиковой кислоты. В результате реакции образуются растворимы в воде соли: хлористый магний ( $\text{MgCl}_2$ ) и хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ), а также углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) – все эти продукты реакции довольно легко извлекаемы из пласта. На эффективность применения соляной кислоты оказывают влияние следующие факторы: её концентрация в растворе, давление, температура, тип породы, скорость продвижения кислотного раствора и прочие [3].

Наиболее часто применяют растворы соляной кислоты с её концентрацией от 10 до 15 %, потому что с ростом концентрации увеличивается вязкость раствора, что негативно влияет на его движение в пласте, однако при слишком низкой концентрации требуется значительно увеличивать объём раствора. При определении объёма кислотного раствора необходимо учитывать химический состав пород, коллекторские свойства, мощность пласта, а также количество предыдущих обработок. В случае повторной обработки рекомендуется увеличивать объём раствора на 20 – 40 %, относительно предыдущей [1].

В зависимости от состояния ПЗП с целью повышения эффективности СКО применяют различные специальные добавки [4]:

1. Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, направленные на уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-кислотный раствор в 3-5 раз, тем самым облегчается и ускоряется процесс очистки ПЗП от продуктов реакции и прореагировавшей кислоты.

2. Ингибиторы – вещества, используемые для уменьшения коррозионного воздействия соляной кислоты на оборудование, используемое для хранения, транспортировки и перекачки кислотного раствора. Количество ингибитора зависит от его типа. Распространёнными ингибиторами являются: формалин – снижает коррозионную активность в 7-8 раз при концентрации 0,6 %; уникол – снижает коррозионную активность в 30-40 раз при концентрации 0,25-0,5 %; катапин А - снижает коррозионную активность в 55-65 раз, при концентрации 0,25 кг на кубический метр раствора (0,025 %) – коррозионная активность снижается в 45 раз. Катапин А также является катионоактивным ПАВ.

3. Стабилизаторы – вещества, позволяющие удерживать в растворённом состоянии продукты реакции соляной кислоты с песчаниками, цементом и железом. Возможно образование следующего осадка: при взаимодействии с песчаниками и цементом – гель кремниевой кислоты; при взаимодействии с глинами – соли железа и алюминия. Для предотвращения образования геля кремниевой кислоты добавляется плавиковая кислота (HF) в количестве 1-2 %. Для удержания в растворённом состоянии солей железа и алюминия применяется уксусная кислота (CH<sub>3</sub>COOH).

Для увеличения проницаемости и очистки ПЗП применяют следующие СКО: простые кислотные обработки, кислотные ванны, кислотные обработки под давлением, пенокислотные обработки, термокислотные и ступенчатые кислотные обработки. Данные обработки направлены на удаление со стенок скважины и с открытого интервала забоя кальциевых отложений пластовых вод, смолистых отложений, глинистой и цементной корок, продуктов коррозии; освобождение подземного оборудования, прихваченного карбонатной коркой, а также очистку фильтра в интервале продуктивного пласта.

#### *Глино-кислотные обработки (ГКО)*

Глино-кислотные обработки применяются для воздействия на терригенные коллекторы. В процессе обработки происходит растворение загрязнений и минералов, которые ухудшают проницаемость ПЗП, причём новых каналов для фильтрации не образуется, как в случае СКО.

Глинокислотой является смесь соляной (HCl) и фтористоводородной (HF) кислот. Глинокислота также способна растворять глинистые частицы, в некотором объеме даже и кварцевый песок (рисунок 7). После глино-кислотных обработок глины также теряют способность к разбуханию, тем самым не снижают проницаемость.

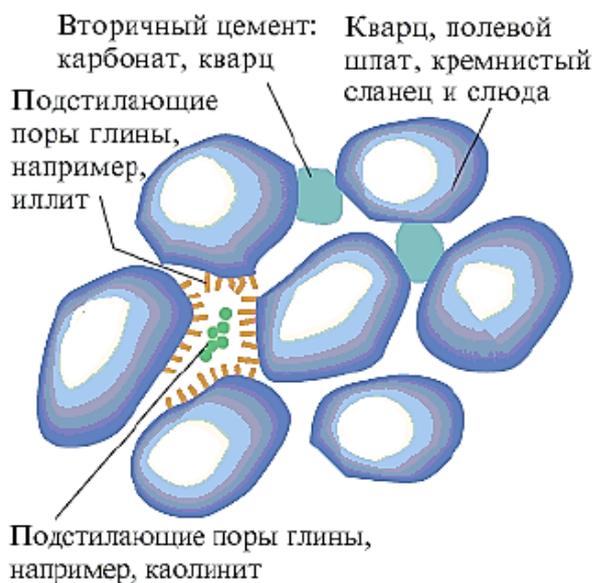


Рисунок 7 – Минералы, слагающие песчаник, на которые воздействует глинокислота

При применении кислотных обработок следует учитывать совместимость жидкостей кислотной обработки с породами пласта, особенно в случае обработки терригенных коллекторов. Кислотный состав не должен создавать новых загрязнений в результате взаимодействия с породами пласта. Нежелательными реакциями могут быть разрушение матрицы пласта с дальнейшим высвобождением мелких частиц или выпадение новых осадков в результате реакции кислотного раствора и пород [4].

Проницаемость пласта может оказывать влияние на чувствительность песчаника к нежелательным реакциям. Так, песчаники с высокой проницаемостью менее чувствительны к кислотным составам, нежели низкопроницаемые.

Также на подверженность пласта к нежелательным реакциям влияют его минералогический состав и площадь поверхности минерала. Так наиболее

реакционно активным минералов являются глины. После глин идут полевые шпаты, а за ними кварц.

Следующей важной составляющей является учет содержания в породе карбонатов, поскольку их реакция с HF приводит к образованию осадка фторида кальция (CaF<sub>2</sub>).

Таким образом при подборе состава глинокислоты обязательно необходимо учитывать породы, слагающие пласт. Зачастую, концентрации HCl и HF не превышают 12 и 3 % масс., соответственно [1].

Основные химические реакции, протекающие при ГКО терригенного коллектора, приведены в таблице ниже (таблица 2) [4].

Таблица 2 – Основные реакции при ГКО

<p><b>Кварц:</b></p> $4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{SiF}_4\uparrow(\text{тетрафторид кремния}) + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \leftrightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6 \text{ (гексафторкремниевая кислота)}$
<p><b>Альбит (натриевый шпат):</b></p> $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + 1 \text{ HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Na}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4\uparrow + 8\text{H}_2\text{O}$
<p><b>Ортоклаз (калиевый шпат):</b></p> $\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 14 \text{ HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{K}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4\uparrow + 8\text{H}_2\text{O}$
<p><b>Каолинит:</b></p> $\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 24\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 4\text{AlF}_2^+ + 4\text{SiF}_4\uparrow + 18\text{H}_2\text{O}$
<p><b>Монтмориллонит:</b></p> $\text{Al}_4\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4 + 40\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 4\text{AlF}_2^+ + 4\text{SiF}_4\uparrow + 24\text{H}_2\text{O}$

### 2.2.2 Механические методы ОПЗ

Применение механических методов эффективно для твёрдых пород, когда расширение существующих и создание новых трещин приводит к улучшению фильтрации в малопроницаемых частях пласта. К данному виду относятся повторная перфорации, гидравлический разрыв пласта, а также имплозионные методы очистки ПЗП скважин.

#### *Перфорация скважин*

Перфорация – это механический метод воздействия на пласт, предназначенный для создания в стальной колонне, цементном камне и горной породе каналов, проходящих через поврежденную к неповрежденной зоне для обеспечения поступления жидкости в скважину [1].

Повторная перфорация применяется для обеспечения высокой и длительной гидродинамической связи между скважиной и пластом за счёт образования каналов большего диаметра и глубины, а также за счёт привлечения продуктивных интервалов, не охваченных процессом выработки [2].

Выделяют следующие способы перфорации:

- Торпедная
- Кумулятивная
- Пулевая
- Гидропескоструйная
- Щелевая перфорация
- Гидромеханическая перфорация

### ***Гидравлический разрыв пласта (ГРП)***

Гидравлический разрыв – это процесс расширения существующих трещин или создания новых искусственных за счёт гидравлического давления. Рост трещин в длину, ширину и высоты происходит за счёт закачки гелевой смеси пропанта и флюида под высоким давлением. Созданные трещины приводят к увеличению проницаемости пласта, а также к увеличению зоны дренирования скважины [3]. Таким образом, применение ГРП способствует интенсификации добычи нефти, а также к увеличению нефтеотдачи.

Гидравлический разрыв пласта используется для плотных низкопроницаемых коллекторов, а также в случае загрязнения ПЗП большого радиуса.

Цели ГРП:

1) Создание канала, проходящего через загрязненную ПЗП, по которому будет осуществляться фильтрация жидкости

2) Увеличение эффективного радиуса дренирования скважины, которое приведет к повышению продуктивности

При проведении ГРП должны быть решены следующие задачи:

*Создание трещины.* Создание трещины происходит за счёт закачки в пласт жидкости подходящего состава со скоростью выше скорости поглощения её пластом. Давление жидкости будет возрастать до момента, пока оно не превзойдёт внутренние напряжения в породе, в результате чего образуется трещина.

*Удержание трещины в раскрытом состоянии.* При образовании и росте трещины в жидкость добавляется проппант – расклинивающий материал. Когда процесс ГРП завершен и давление снизилось, проппант удерживает трещину в открытом состоянии.

*Удаление жидкости разрыва.* Для начала добычи нефти необходимо удалить жидкость разрыва из пласта. На сложность удаления оказывают влияние такие факторы как характер используемой жидкости, пластовое давление и относительная проницаемость пласта по жидкости разрыва.

На протяжении всего процесса ГРП используются жидкости, по назначению их принято делить на жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость [5].

Жидкость разрыва используется для нарушения целостности структуры горной породы с расширением существующих или образованием новых трещин путём нагнетания её в ПЗП.

Жидкость-песконоситель используется для транспортировки проппанта в трещины. Её отличительными особенностями являются низкая фильтруемость и высокая пескоудерживающая способность.

Продавочная жидкость необходима для задавки жидкости разрыва и жидкости-песконоситель в трещины в пласте. В добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости используется сырая дегазированная нефть из пласта, в котором проводится ГРП.

В роли наполнителя трещин используются: отсортированный кварцевый песок, плотностью около  $2600 \text{ кг/м}^3$  и диаметром песчинок 0,5-1,2 мм; зерна агломерированного боксита, полимерные или стеклянные шарики.

На проницаемость трещины ГРП оказывают влияние следующие факторы, связанные с проппантом:

- количество и способ его перемещения
- степень деформации и разрушения проппанта
- его тип, однородность, а также размер

Ниже приведены размеры проппантов, наиболее часто используемых на месторождениях Западной Сибири (таблица 3).

Таблица 3 – Размеры проппантов

Размер сит	Предельные размеры частиц, мм
100	0,150
40-60	0,419-0,250
20-40	0,841-0,419
12-20	1,679-0,841
8-12	2,380-1,679

Классификация ГРП:

1. В зависимости от типа скважины:

- добывающие нефтяные
- добывающие газовые
- нагнетательные

2. В зависимости от внутрискважинного оборудования:

- разрыв по обсадной колонне (без НКТ)
- с НКТ
- без пакера (давление разрыва действует на обсадную колонну)

3. По виду ГРП:

- простой
- многократный
- направленный
- глубокопроникающий

- избирательный
- массированный
- комбинированный

#### 4. В зависимости от используемых жидкостей и наполнителей

##### ***Имплозионный метод***

Имплозионный метод применяется для очистки забоя скважины фильтрата бурового раствора, от песка, грязи и шлама после подземного или капитального ремонта скважины, от пропанта после проведения ГРП. В основе данного метода лежат эффект имплозии и эффект создания высоких мгновенных депрессий. Метод имплозия представляет собой процесс мгновенного наполнения определенного пустотного пространства флюидом со следующим за ним резким торможением потока [1]. Особенности данного метода являются высокая технологичность, а также возможность комплексного воздействия на ПЗП за однократный спуск глубинного оборудования.

При имплозионном методе в заполненную жидкостью скважину спускают на НКТ к забою имплозионную камеру, седло, плунжер и перепускной клапан. Во время работы имплозионной установки проход в камеру открывается, в результате чего жидкость начинает поступать в камеру, при этом создается импульс депрессии, а затем создается гидравлический удар, превышающий горное давление.

Использование данного метода позволяет производить промывку скважины, закачку в пласт различных растворов или агентов. Таким образом, для повышения эффективности данный метод можно применять в комплексе с одним из физико-химических методов.

### **2.2.3 Тепловые методы воздействия на ПЗП**

В случаях, когда в составе нефти в значительном количестве (свыше 5-6 %) присутствуют асфальтено-смолистые и парафинистые соединения,

используют ряд тепловых методов. Целесообразно использовать тепловую обработку в скважинах с глубиной до 1300 м [6].

Для прогрева ПЗП используются два способа:

- 1) спуск к забою скважины нагревательного устройства
- 2) закачка в пласт теплоносителя

Электротепловая обработка является наиболее простым и дешёвым тепловым методом. Для повышения температуры на забое используются различные глубинные электронагреватели мощностью от 10 до 30 кВт.

Следующим тепловым методом является прогрев ПЗП горячей нефтью или паром. Прогрев происходит за счёт циркуляции горячего теплоносителя или продавливания его в пласт. Продавливание теплоносителя в пласт более эффективно воздействует на ПЗП нежели его циркуляция.

Третьим методом является термо-акустическое воздействие. В данном методе на ПЗП одновременно воздействуют тепловое поле (нагрев) и акустическое поле (колебательные давления). Совместное использование теплового и акустического полей позволяет увеличить радиус зоны прогрева, а также приводит к разрушению АСПО, глинистого раствора и фильтрата, а также гидратов газа. Целесообразно использовать данный метод на месторождениях с высокопарафинистой, высоковязкой тяжелой нефтью. При этом обводненность продукции должна быть не выше 60 %, мощность пласта не ниже 3 метров, ПЗП должна быть механически устойчивой и глубина скважин не больше 2500 метров.

Ещё одним тепловым методом является термокислотная обработка. Данный метод используется для пластов, сложенных доломитами, и представляет собой обработку ПЗП горячей кислотой. Чем ниже температура кислотного раствора, тем больше остаточная концентрация HCl.

## **2.2.4 Волновые методы ОПЗ**

Воздействие вибрации и виброударных колебаний является одним из методов улучшения ФЕС пласта на забое. Виброволновое воздействие приводит к появлению в пласте волн сжатия и растяжения, которые образуют сетку трещин. Также воздействие волн давления способствует уменьшению вязкости и поверхностного натяжения нефти и её дегазации, тем самым облегчая её движение к забою [1].

Следующим методом является обработка ПЗП мощным ультразвуковым (высокочастотным) полем. Воздействие акустического поля приводит к увеличению проницаемости пород за счёт разрушения солеотложений, также происходит снижение вязкости нефти и её акустическая дегазация. Акустическая дегазация нефти заключается в росте и последующем схлопывании газовых пузырьков – зародышей под действием акустического поля. Схлопывание пузырьков приводит к появлению в нефти ударных волн. Акустические методы являются технически и физиологически безопасным, а также экологически чистым методом.

## **2.2.5 Комплексные методы**

Создание комплексных технологий, объединяющих в себе перечисленные методы, является перспективным направлением для повышения интенсификации скважин. Главной особенностью комплексных методов является снижение количества спускоподъёмных операций, в результате чего значительно уменьшается время проведения обработок.

Комплексная виброволновая обработка является эффективным физико-механическим методом низкочастотного воздействия на ПЗП. Виброволновое воздействие возможно использовать совместно с физико-химическим воздействием посредством последовательного поинтервального воздействия. Во время технологического процесса происходит образование высокоамплитудных

колебаний, передающихся в пласт, где они трансформируются в упругие колебания и распространяются вглубь пласта. В результате происходит изменение свойств пластовых жидкостей и разрушение отложений [1]. Для виброволнового воздействия применяется волновой гидромонитор (рисунок 8) с упругими колебаниями низкой частоты (от 1 до 20 Гц) – патент на полезную модель РФ № 139424 от 2014 года.



Рисунок 8 – Волновой гидромонитор

Следующим перспективным комплексным методом является комплексное ультразвуковое воздействие на ПЗП с депрессией на пласт. В начале происходит задавка в пласт кислотного или щелочного раствора в зависимости от загрязнения ПЗП. Далее происходит последовательная ультразвуковая обработка с одновременным образованием депрессии на пласт в результате освоения азотной установкой или струйным насосом типа УГИС. На призабойную зону одновременно воздействуют химический раствор и термоакустические поля ультразвукового диапазона, также эти процессы усиливаются гидродинамическим режимом обработки. Данный метод направлен на разрушение органических и неорганических загрязнений ПЗП, повышая проницаемость в этой зоне. Схема ультразвуковой обработки показана на рисунке (рисунок 9).

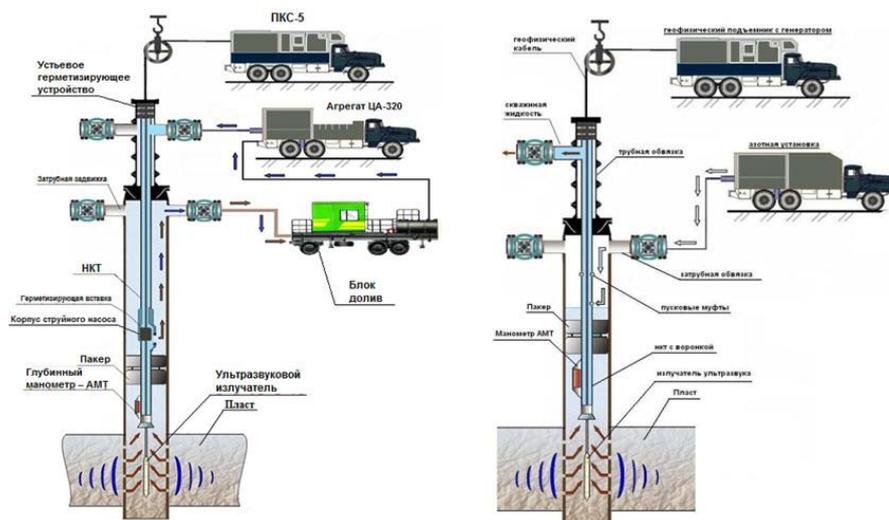


Рисунок 9 – Схема комплексной ультразвуковой обработки

Третьим комплексным методом является термогазохимическое воздействие на ПЗП. Данный метод заключается в горении порохового заряда в заполненной жидкостью скважине, что сопровождается обильным выделением газа и ростом давления и температуры. Поскольку жидкость в скважине не даёт газам подняться вверх, энергия газов тратится на механическое воздействие на породу, из-за этого происходит расширение существующих и образование новых трещин. Данное воздействие подобно ГРП, однако отсутствует закрепление трещин наполнителем. При использовании медленно горящих зарядов газы расплавляют АСПО, а также карбонатные породы при предварительной закачке в скважину раствора соляной кислоты. Выделяющийся в процессе горения углекислый газ растворяется в нефти и снижает её вязкость и поверхностное натяжение на границе с породой и водой [1].

### **3 Анализ применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском месторождении**

В течение всего срока разработки месторождения проводились мероприятия с целью воздействия на пласты для восстановления и повышения приёмистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин. За анализируемый период 2009-2013 гг. на месторождении проводились следующие ГТМ:

- физико-химические обработки ПЗП (ОПЗ);
- перфорационные методы;
- гидравлические разрывы пластов (ГРП);
- изоляционные мероприятия;
- технологии МУН;
- гидродинамические методы.

Всего на Восточно-Сургутском месторождении за анализируемый период проведено 1989 геолого-технических мероприятий, за счёт чего дополнительно извлечено 7014,46 тыс. т нефти (61,9 % в общей добыче), из которых 5632,85 тыс. т за счёт ГРП (49,7% в общей добыче), 684,31 тыс. т за счёт воздействия на ПЗП (6,0 % в общей добыче) и 697,30 тыс. т за счёт гидродинамических методов и технологий МУН (6,2 % в общей добыче). Соотношение проведенных ГТМ по количеству и объёму дополнительной добычи нефти в зависимости от вида представлены в графическом виде (рисунок 10, рисунок 11).

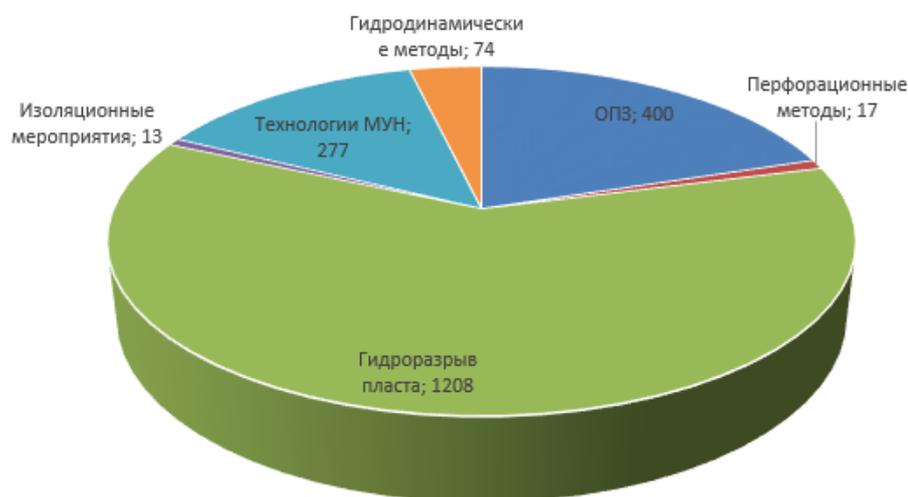


Рисунок 10 – Распределение количества геолого-технических мероприятий за анализируемый период

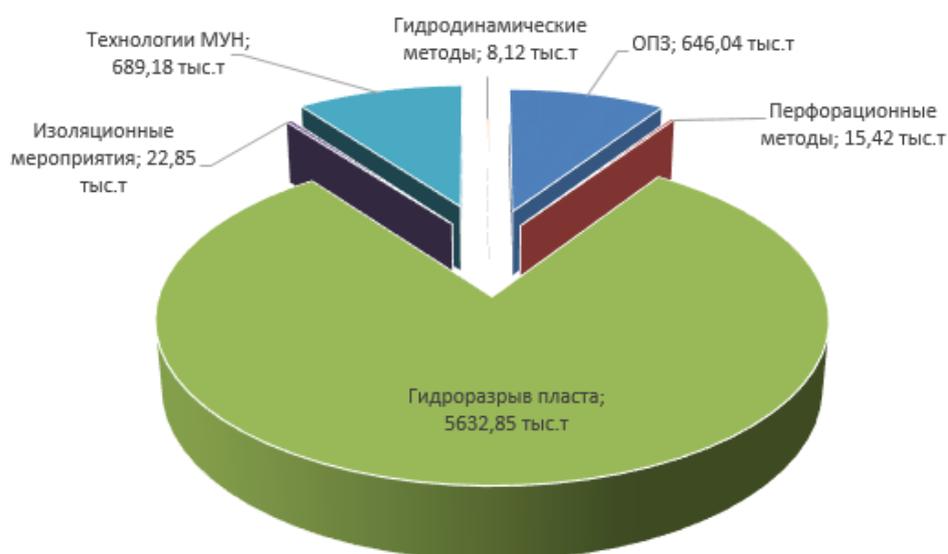


Рисунок 11 – Распределение дополнительной добычи нефти по видам геолого-технических мероприятий

В период с 2009 по 2013 гг. на месторождении проведено 400 обработок призабойной зоны (20,11 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 646,04 тыс. т (9,21 % от общего объема дополнительной добычи).

За анализируемый период проведено 17 перфорационных воздействий (0,85 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 15,42 тыс. т (0,22 % от общего объема дополнительной добычи).

С 2009 по 2013 гг. выполнено 1208 гидроразрыва пласта (60,73 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 5632,85 тыс. т (80,30 % от общего объема дополнительной добычи).

В период с 2009 по 2013 гг. выполнено 13 изоляционных мероприятий (0,65 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 22,85 тыс. т (0,33 % от общего объема дополнительной добычи).

За анализируемый период проведено 277 операций, направленных на увеличение нефтеотдачи, (13,93 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 689,18 тыс. т (9,83 % от общего объема дополнительной добычи).

С 2009 по 2013 гг. выполнено 74 гидродинамических мероприятия (3,72 % от общего объема ГТМ). Дополнительная добыча нефти составила 8,12 тыс. т (0,12 % от общего объема дополнительной добычи).

Больше всего, таким образом, проведено гидроразрыва пласта, обработок призабойной зоны, а также мероприятий для увеличения нефтеотдачи. Для данных мероприятий характерно наибольшее количество дополнительно извлеченной нефти.

Ниже подробно рассмотрены мероприятия, направленные на интенсификацию притока жидкости для рассматриваемого месторождения.

### **3.1 Анализ эффективности обработок призабойной зоны**

За анализируемый период на Восточно-Сургутском месторождении выполнено 400 обработок призабойной зоны пласта, дополнительная добыча нефти от данного воздействия составила 646,04 тыс. т, удельная эффективность на 1 скважино-операцию равна 1573 тонны.

В добывающих скважинах проведено 47 обработок, дополнительная добыча нефти составила 42,39 тыс. т при удельной эффективности 862,6 тонны на 1 скважино-операцию.

В нагнетательных скважинах проведено 353 обработки, дополнительная добыча нефти составила 603,64 тыс. т при удельной эффективности 1668,3 тонны на 1 скважино-операцию. Динамика проведения обработок призабойной зоны за анализируемый период в зависимости от вида скважин приведена ниже (рисунок 12).

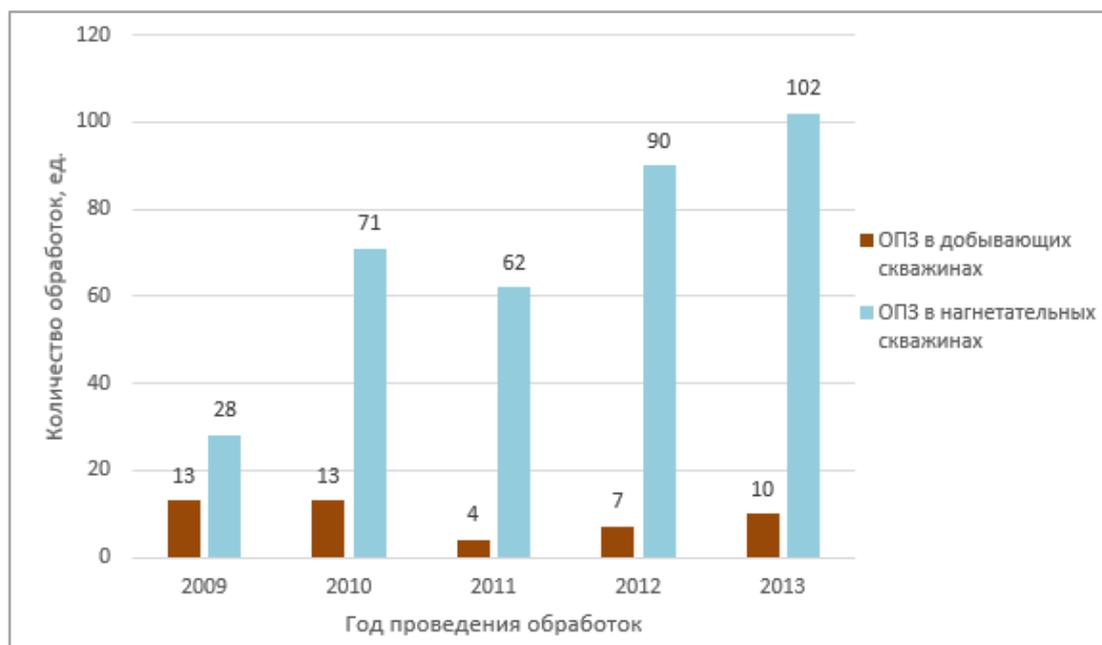


Рисунок 12 – Динамика изменения количества обработок призабойной зоны с 2009 по 2013 гг.

Из данного графика следует, что количество обработок призабойной зоны в добывающих скважинах достигло минимума в 2011 году, а в нагнетательных скважинах количество мероприятий увеличивается с каждым годом, за исключением 2011 года.

На рисунке 13 представлено распределение обработок призабойной зоны по объектам разработки. Основная масса ОПЗ приходится на объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> – 82,98 и 83,00 % для добывающих и нагнетательных скважин, соответственно. Это связано с тем, что данный эксплуатационный объект является основным и на него приходится 75 % фонда скважин, а также на данном объекте проводится интенсивное эксплуатационное бурение.

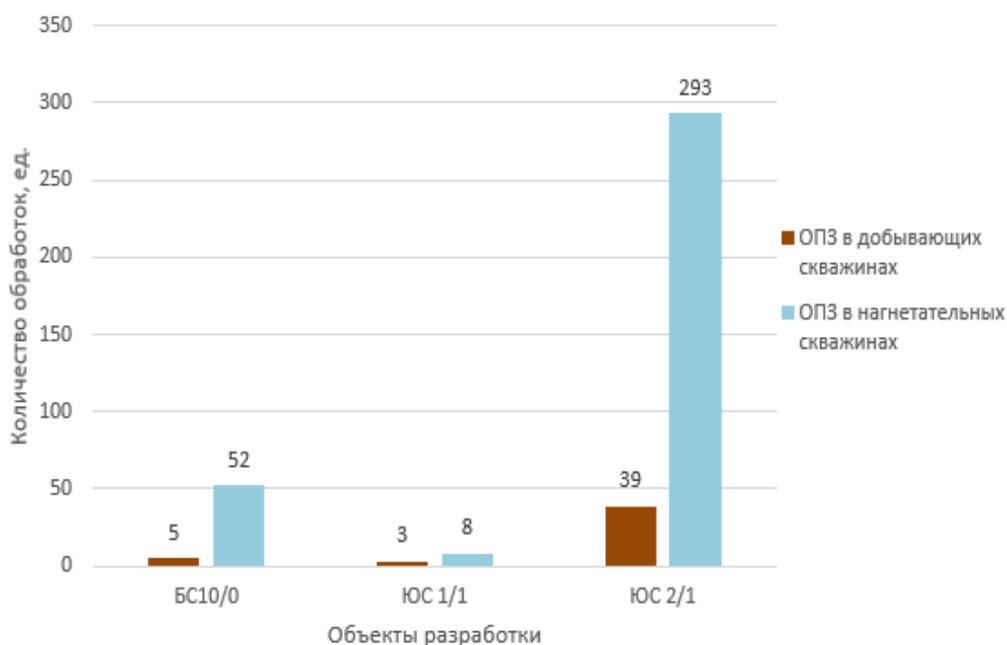


Рисунок 13 – Распределение ОПЗ по объектам разработки

В таблице 4 приведены показатели для технологий ОПЗ применяемых в добывающих скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. Средняя продолжительность эффекта обработок составила 275 суток при удельной эффективности в 873,6 тонны на 1 скважино-операцию. Наиболее применяемыми являются глинокислотные, солянокислотные ОПЗ, а также ГКО и СКО с добавлением ПАВ. Лучшими параметрами обладают ГКО и СКО с добавлением ПАВ, их средняя продолжительность эффекта составляет 498 суток при удельной эффективности 1970,8 тонн на 1 скважино-операцию, за счёт применения данных обработок было дополнительно добыто 19708,1 тонны нефти (58,14 % от дополнительной добычи нефти при помощи ОПЗ в добывающих скважинах на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>).

Таблица 4 – Показатели обработок ПЗП в добывающих скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>

№ п/п	Технология	Количество скв.-опер., ед.	Средний объём закачки, м <sup>3</sup>	Средняя продолжительность эффекта, сут	Удельная эффективность, т/скв.-опер.	Доп. добыча нефти, т
1	Термо-газо химическое воздействие (ТГХВ)	1		359	310,7	310,7
2	ОПЗ кислотным составом (КС-1)	2	11,0	142	445,0	890,0
3	ОПЗ кислотным составом (КС-2)	2	4,5	206	690,1	1380,2
4	Глинокислотные ОПЗ (ГКО)	16	4,8	217	442,3	7076,7
5	ОПЗ СКО(ГКО) с добавлением ПАВ	10	15,4	498	1970,8	19708,1
6	Солянокислотные ОПЗ (СКО)	8	6,1	150	588,0	4704,2
Средние значения			8,2	275	873,6	
Суммарные значения		39				34069,9

В таблице 5 приведены показатели для технологий ОПЗ применяемых в добывающих скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. Средняя продолжительность эффекта обработок составила 345 суток при удельной эффективности в 1793,0 тонны на 1 скважино-операцию. Наиболее применяемыми являются ГКО и СКО с добавлением ПАВ, глинокислотные обработки и ОПЗ кислотным составом (КС-2). Лучшими параметрами обладают ОПЗ растворителем с последующей СКО (ГКО), их средняя продолжительность эффекта составляет 586 суток при удельной эффективности 3375,9 тонн на 1 скважино-операцию, за счёт применения данных обработок было дополнительно добыто 10127,6 тонны нефти (1,93 % от дополнительной добычи нефти при помощи ОПЗ в нагнетательных скважинах на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>). Значительная часть дополнительно добытой нефти получена за счёт применения ГКО и СКО с добавлением ПАВ – 183086,4 тонны нефти (34,85 % от дополнительной добычи нефти при помощи ОПЗ в нагнетательных скважинах на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>).

Таблица 5 – Показатели обработок ПЗП в нагнетательных скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>

№ п/п	Технология	Количество скв.-опер., ед.	Средний объём закачки, м <sup>3</sup>	Средняя продолжительность эффекта, сут	Удельная эффективность, т/скв.-опер.	Доп. добыча нефти, т
1	ОПЗ эмульсионным гидрофобизирующим составом	1	14,3	346	1083,1	1083,1
2	Глинокислотные ОПЗ (ГКО)	58	9,6	372	1873,3	108653,8
3	Солянокислотные ОПЗ (СКО)	33	10,1	189	1301,4	42947,1
4	ОПЗ растворителем с послед. СКО (ГКО)	3	10,3	586	3375,9	10127,6
5	Спирто-глинокислотные ОПЗ с ПАВ	9	9,1	377	1067,1	9603,8
6	ОПЗ СКО(ГКО) с добавлением ПАВ	89	10,9	410	2057,2	183086,4
7	ОПЗ кислотным составом (КС-1)	27	10,8	358	1430,0	38610,6
8	ОПЗ кислотным составом (КС-2)	51	10,1	322	2049,9	104544,5
9	ОПЗ кислотным составом (КС-3)	22	9,0	236	1212,6	26678,0
Средние значения			10,2	345	1793,0	
Суммарные значения		293				525334,9

Выводы:

Широкое применение на Восточно-Сургутском месторождении нашли солянокислотные и глинокислотные обработки призабойной зоны пласта, в том числе с добавлением ПАВ. Добавление ПАВ приводит к диспергированию глинистых агрегатов цемента, а также способствует более полному растворению АСПО. Присутствие в кислоте ПАВ, ацетона и спиртов значительно замедляет скорость реакции с породой и скважинными оборудованием.

При повторных обработках призабойной зоны увеличивается содержание в кислотах НПАВ, а также возрастает удельный объём кислотного состава. Так, при обработке более трёх раз удельный объём состава увеличивается с 1,5 до 3,0 м<sup>3</sup>, а содержание НПАВ до 3-5 %.

### 3.2 Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв пласта является высокоэффективным и при этом высокочрезвычайно затратным методом интенсификации притока жидкости. Данный метод применяется с 1988 года на Восточно-Сургутском месторождении. ГРП осуществлялись на объектах БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

В период с 2009 по 2013 гг. выполнено 1208 ГРП, из которых 3 на объекте БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, 95 на объекте ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и 1110 на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. На рисунке 14 представлена динамика проведения ГРП за анализируемый период в зависимости от типа скважин. За весь период было выполнено 884 ГРП на добывающем фонде скважин и 324 – в нагнетательных скважинах, из которых 150 в нагнетательных скважинах, находящихся в отработке. Наибольшее количество гидроразрывов произведено в 2011 году, после чего оно начало постепенно снижаться в 2012 и 2013 годах.

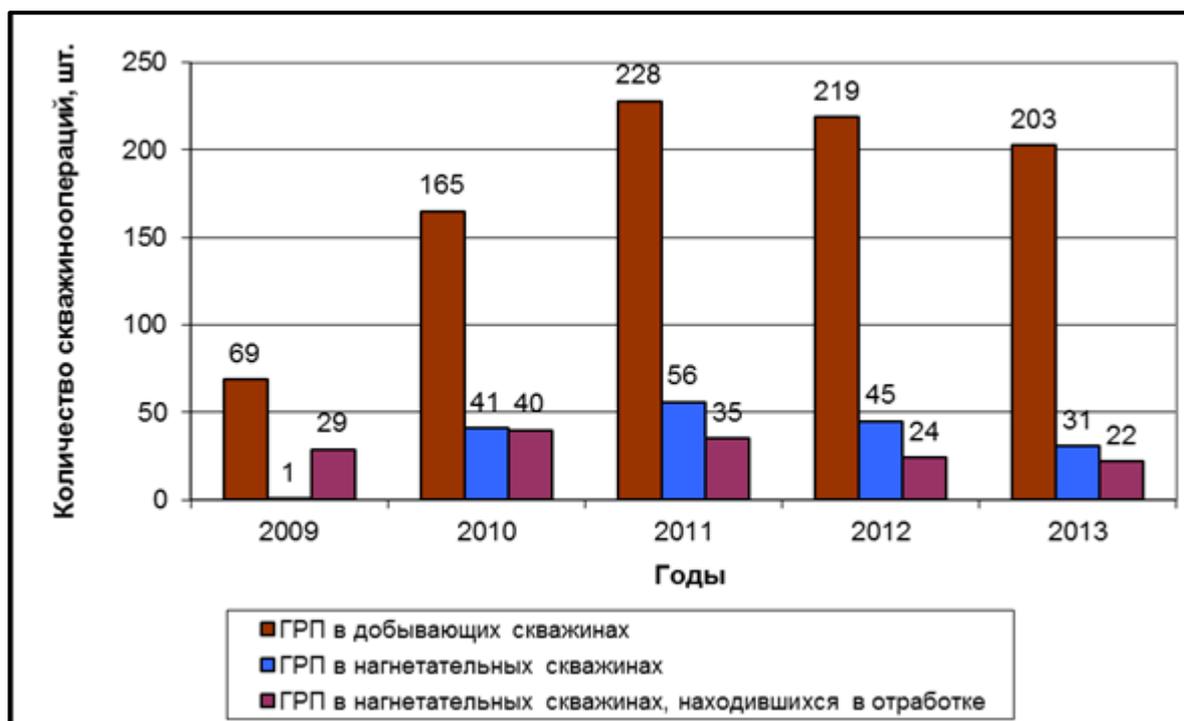


Рисунок 14 – Динамика проведения ГРП на Восточно-Сургутском месторождении

Операции по гидроразрыву пласта проводились по различным технологиям с широким спектром конфигураций трещин ГРП. Объем трещин характеризуется массой закачиваемого пропанта, которая изменялась в добывающих скважинах от 10,1 до 310,0 тонн, при среднем значении 64,3 тонны на 1 скважинно-операцию. В нагнетательных скважинах масса пропанта изменялась от 20,0 до 71,0 тонн, при среднем значении – 36,0 тонны. В скважинах, переведенных в систему ППД, масса пропанта в среднем составила 47,2 тонны, варьируясь от 15,1 до 82,6 тонн.

На рисунке 15 представлено распределение скважино-операций по технологии проведения ГРП.

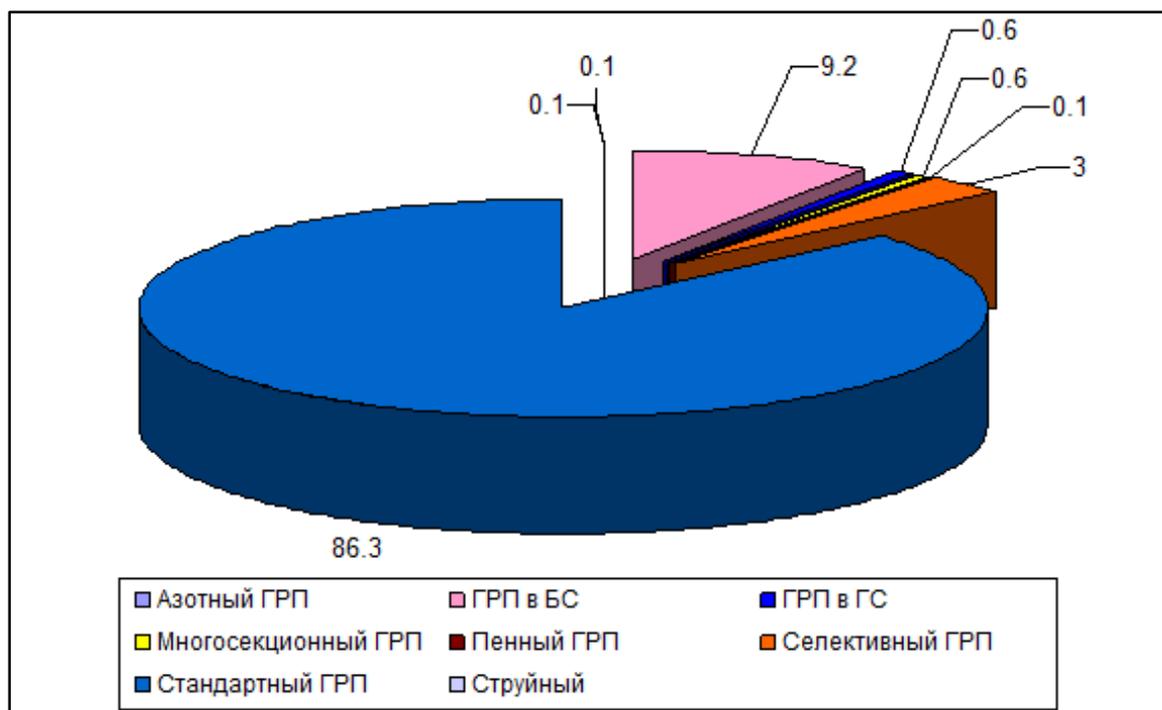


Рисунок 15 – Распределение ГРП по технологии проведения

Основная масса ГРП производилась по стандартной для ПАО «Сургутнефтегаз» технологии, количество операций составило 1043 ед. (86,3 % от общего числа операций). В боковых стволах выполнено 111 операций (9,2 %), из которых 34 мероприятия с циклической закачкой. Селективных ГРП проведено – 37 (3 %), три из которых в горизонтальных скважинах. В горизонтальных скважинах выполнено 7 (0,6 %) гидроразрывов, из которых 3 с циклической закачкой. Выполнено 7 (0,6 %) многосекционных ГРП. Также

выполнено по одному пенному, азотному и струйному ГРП, что составляет 0,1 % от общего числа операций для каждой технологии.

Поскольку большинство операций проведено на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> – 1110 из 1208 операций (91,89 % от общего числа мероприятий), рассмотрим параметры ГРП, выполненных на данном объекте. В добывающих скважинах произведено 808 операций, 164 в нагнетательных и 138 в скважинах, находившихся в отработке на нефть.

*Гидроразрыв пласта в добывающих скважинах.*

В горизонтальной скважине и боковых стволах семи скважин выполнены объёмные ГРП со средней массой проппанта 54,5 тонны. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 4,2 (3,3) раза – от 7,7 (6,4) до 32,3 (21,3) т/сут. Обводненность выросла с 15,9 до 34,0 %. Дополнительная добыча нефти составила 60,81 тыс. т, при удельной эффективности 7,60 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 5,6 т/сут.

Многообъёмный ГРП выполнен в боковых стволах пяти скважин при средней массе проппанта 70,9 тонны. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 3,6 (3,1) раза – от 6,7 (6,1) до 24,3 (18,7) т/сут. Обводненность выросла с 7,8 до 23,5 %. Дополнительная добыча нефти составила 26,87 тыс. т, при удельной эффективности 5,37 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 5,5 т/сут.

В 34 скважинах выполнен повторный объёмный ГРП, при средней массе проппанта 51,2 тонны. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 2,6 (2,5) раза – от 12,5 (6,3) до 32,9 (16,0) т/сут. Обводненность выросла с 49,5 до 51,2 %. Дополнительная добыча нефти составила 66,48 тыс. т, при удельной эффективности 1,96 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 3,5 т/сут.

В 60 скважинах проведён многообъёмный ГРП, при средней массе проппанта 72,7 тонны. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 2,8 (2,6) раза – от 13,8 (7,4) до 38,4 (19,2) т/сут. Обводненность выросла с 46,9 до 49,9 %. Дополнительная добыча нефти составила 196,93 тыс. т, при удельной

эффективности 3,28 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 4,4 т/сут.

В одной горизонтальной и боковых стволах девяти скважин выполнен повторный многообъемный ГРП, при средней массе проппанта 68,2 тонны. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 4,7 (4,6) раза – от 6,2 (3,9) до 29,3 (17,9) т/сут. Обводненность выросла с 37,6 до 38,9 %. Дополнительная добыча нефти составила 49,60 тыс. т, при удельной эффективности 4,96 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 6,5 т/сут.

Выполнено семь многосекционных ГРП в действующих скважинах с количеством ступеней от 4 до 5, при средней массе проппанта 40,2 тонны на ступень. Дебит жидкости (нефти) увеличился в 13,9 (15,9) раза – от 6,5 (3,3) до 90,9 (52,4) т/сут. Обводненность снизилась с 48,9 до 42,3 %. Дополнительная добыча нефти составила 25,62 тыс. т, при удельной эффективности 3,66 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 20,33 т/сут.

На стадии строительства, а также при переводе с других объектов выполнено 116 объемных ГРП, при средней массе проппанта 48,4 тонны. Средний дебит жидкости (нефти) при вводе составлял 38,7 (24,2) т/сут, при обводненности 37,5 %. К концу анализируемого периода средний дебит жидкости (нефти) составляет 25,5 (14,0) т/сут – снижение в 1,5 (1,7) раза. Обводненность выросла до 45,2 %. Дополнительная добыча нефти составила 486,13 тыс. т, при удельной эффективности 8,31 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 6,9 т/сут.

На стадии строительства, а также при переводе с других объектов выполнено 417 многообъемных ГРП, при средней массе проппанта 74,6 тонны. Средний дебит жидкости (нефти) при вводе составлял 42,6 (24,8) т/сут, при обводненности 42,0 %. К концу анализируемого периода средний дебит жидкости (нефти) составляет 25,5 (13,2) т/сут. Обводненность выросла до 48,2 %. Дополнительная добыча нефти составила 2622,82 тыс. т, при удельной эффективности 6,29 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 9,0 т/сут.

На стадии строительства, а также при переводе с других объектов выполнен многоэтапный ГРП в 30 скважинах (61 скв.-опер.), при средней массе проппанта 53,6 тонны на этап. Средний дебит жидкости (нефти) при вводе составлял 42,2 (26,0) т/сут, при обводненности 38,4 %. К концу анализируемого периода средний дебит жидкости (нефти) составляет 25,4 (14,4) т/сут. Обводненность выросла до 43,2 %. Дополнительная добыча нефти составила 254,29 тыс. т, при удельной эффективности 8,48 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 8,7 т/сут.

При зарезке бокового ствола выполнен объёмный ГРП в 14 скважинах, при средней массе проппанта 49,6 тонны. Средний дебит жидкости (нефти) при вводе составлял 29,6 (18,8) т/сут, при обводненности 36,3 %. К концу анализируемого периода средний дебит жидкости (нефти) составляет 5,8 (2,2) т/сут. Обводненность выросла до 62,6 %. Дополнительная добыча нефти составила 70,53 тыс. т, при удельной эффективности 5,04 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 3,6 т/сут.

При зарезке бокового ствола выполнен многообъёмный ГРП в 34 скважинах, при средней массе проппанта 78,7 тонны. Средний дебит жидкости (нефти) при вводе составлял 34,9 (21,1) т/сут, при обводненности 39,6 %. К концу анализируемого периода средний дебит жидкости (нефти) составляет 22,5 (9,3) т/сут. Обводненность выросла до 58,5 %. Дополнительная добыча нефти составила 222,98 тыс. т, при удельной эффективности 6,56 тыс. т на 1 скважинно-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 7,9 т/сут.

#### *Гидроразрыв пласта в нагнетательных скважинах.*

Значительное количество ГРП произведено на стадии строительства нагнетательных скважин. 34 операции проведено по стандартной технологии, при средней массе проппанта 21,8 тонны. Средняя приёмистость скважин при вводе в эксплуатацию и к концу анализируемого периода составляла 92,5 м<sup>3</sup>/сут и 51,4 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

106 объёмных ГРП выполнено по стандартной технологии, при средней массе проппанта 39,6 тонны. Средняя приёмистость скважин при вводе в

эксплуатацию и к концу анализируемого периода составляла 101,2 м<sup>3</sup>/сут и 57,2 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

96 операции по стандартной технологии проведены на стадии строительства скважин, переведённых в систему ППД, при средней массе пропанта 45,1 тонны. Средняя приёмистость скважин при переводе в систему ППД и к концу анализируемого периода составляла 99,6 м<sup>3</sup>/сут и 67,7 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

23 объёмных ГРП выполнено по стандартной технологии на стадии строительства скважин, переведённых в систему ППД, при средней массе пропанта 69,0 тонн. Средняя приёмистость скважин при переводе в систему ППД и к концу анализируемого периода составляла 119,7 м<sup>3</sup>/сут и 74,9 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Выводы:

Гидроразрыв пласта нашёл широкое применение на Восточно-Сургутском месторождении. За счёт проведения ГРП дополнительно добыто 5632,85 тыс. т нефти, что составило 49,7 % от общей добычи нефти на месторождении.

Значительное количество ГРП выполнено на эксплуатационном объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> (91,89 % от общего количества операций). Это связано с тем, что данный объект является основным. Также на данном объекте активно проводится эксплуатационное бурение, в связи с чем большая часть гидроразрывов выполняется в скважинах на стадии строительства. Применение гидроразрывов на стадии строительства скважин, также связано с низкой начальной проницаемостью пласта.

Широкое применение нашли стандартные, объёмные и многообъёмные ГРП, а также ГРП в боковых стволах скважин.

### 3.3 Сравнение проектных и фактических объёмов применения методов интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении

В таблице 6 представлено сопоставление фактических и проектных объёмов применения ГТМ на Восточно-Сургутском месторождении. В большем объёме выполнено мероприятий по гидроразрыву пласта – 863 факт, при 695 проекте. Это связано с большим количеством скважин введённых в эксплуатацию на объектах ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. Количество дополнительно извлечённой нефти при помощи ГРП соответствует проектному значению.

Фактический объём ОПЗ в добывающих скважинах значительно меньше проектного, это обусловлено увеличенным объёмом проведения ГРП в добывающих скважинах. При незначительном превышении фактического объёма ОПЗ в нагнетательных скважинах, удельная эффективность мероприятий превосходит проектную в 2,5 раза (1921,6 т/скв.-опер. – факт, 768,0 т/скв.-опер. – проект).

Таблица 6 – Сопоставление проектных и фактических объёмов применения методов воздействия на пласты

Вид воздействия	Показатели	Ед. изм.	2011-2013	
			проект	факт
ОПЗ физико-химическими методами в добывающих скважинах	Кол-во. скв.-опер.	ед.	123	21
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	85,19	21,35
ОПЗ физико-химическими методами в нагнетательных скважинах	Кол-во. скв.-опер.	ед.	240	254
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	192,86	518,71
Перфорационные методы	Кол-во. скв.-опер.	ед.	31	12
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	24,56	11,44
ГРП	Кол-во. скв.-опер.	ед.	695	863
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	4433,88	4573,9
Изоляционные методы	Кол-во. скв.-опер.	ед.	32	6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	20,58	17,38
Технологии МУН	Кол-во. скв.-опер.	ед.	191	194
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	288,39	513,42
Гидродинамические методы	Кол-во. скв.-опер.	ед.	33	64
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	15,18	1,2
Всего по месторождению	Кол-во. скв.-опер.	ед.	1345	1414
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т	5060,6	5657,4

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов проводимого исследования : материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость проведения ГРП 2. Количество проведенных ГРП: 10
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование применения гидроразрыва пласт
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Планирование проведения гидроразрыва пласта с целью увеличения интенсификации дебита нефти. Расчет прироста добычи нефти при проведении ГРП на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	3.03.2020
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Якимова Т. Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович		

## 4 Финансовый менеджмент

### 4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО), анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Одним из используемых методов интенсификации, используемых на рассматриваемом месторождении, является гидроразрыв пласта. Данный метод приводит к увеличению дебита в пластах с низкой проницаемостью, в результате чего увеличивается количество добытой нефти, что приводит к увеличению прибыли, а также снижению её себестоимости. Для оценки экономической эффективности было выбрано 10 добывающих скважин, на которых произвели объёмный стандартный ГРП (таблица 7).

Таблица 7 – Данные для обоснования экономической эффективности проведения ГРП

Показатели	Единицы измерения	ГРП 2012г.
Продолжительность технологического эффекта	год	3
Стоимость одного ГРП.	тыс. руб.	7104
Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ГРП	т/сут	4,77
Количество ГРП	ед.	10
Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед.	0,6
Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед.	0,95
Себестоимость добычи нефти	руб./т	2506
Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	53
Ставка дисконта	ед.	0,1
Цена одной тонны нефти	руб.	19849
Среднесписочная численность ППП	чел	4480
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	35354
Годовая добыча нефти	тыс. т	20,11

Проведение ГРП приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (1)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T$  – время работы скважины в течение года, сут.;

$N$  – количество скважин с ГРП, ед.

$K_3$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 4,77 * 365 * 0,95 * 10 = 16539,975 \text{ т/сут.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q * Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (2)$$

где  $\Delta ПТ$  – повышение производительности труда, руб./чел;

$\Delta Q$  – прирост добычи, т;

$Ц_n$  – цена одной тонны нефти, руб.;

$Ч_{ППП}$  – среднесписочная численность ППП, чел.

$$\Delta ПТ = (16539,975 * 19849) / 4480 = 73281 \text{ руб/чел}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q * Ц_n}{\Phi_{опф}}, \quad (3)$$

где  $\Delta \Phi_{отд}$  – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{опф}$  – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = (16539,975 * 19849) / 35354000 = 0,01.$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} * \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (4)$$

где  $\Delta C$  – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{пост}$  – условно постоянные затраты на добычу нефти, тыс. руб.;

$$Z_{пост} = Q * C * \frac{100 - D_{у/пер}}{100}, \quad (5)$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %

$Q$  – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 20,11 * 2506 * (100 - 53) / 100 = 23686 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta C = 23686 (1/20,11 - 1/(20,11 + 16,54)) = 531,57 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (6)$$

где  $\Delta P_{\text{рп}}$  – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$  – дополнительно реализованная нефть, т;

$C$  – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

$\Delta C$  – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{\text{рп}} = 16539,975 * (19849 - (2506 - 531,57)) = 295644528,5 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (7)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – величина налога на прибыль, руб.

Величина налога на прибыль составляет 20%.

$$\Delta P_{\text{ч}} = 295644528,5 - 295644528,5 * 0,20 = 236515623 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 236515623 руб.

#### 4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти ( $\Delta Q_1$ ).

Объём дополнительно добытой нефти – 16539,975 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение ГРП отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения ГРП годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_2 = 16539,975 * 0,6 = 6615,99 \text{ тонн/год}$$

$$\Delta Q_3 = 6615,99 * 0,6 = 2646,396 \text{ тонн/год}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (8)$$

где  $\Delta Q$  – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 16539,975 * 19849 = 328301963,8 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_2 = 6615,99 * 19849 = 131320785,5 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_3 = 2646,396 * 19849 = 52528314,2 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (9)$$

где  $\Delta Z_{\text{доп } t}$  – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (10)$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 16539,975 * 2506 * 53 / 100 = 21968064 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 6615,99 * 2506 * 53 / 100 = 8787225,598 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 2646,396 * 2506 * 53 / 100 = 3514890,239 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = \text{СГРП} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (11)$$

где СГРП – стоимость одного ГРП, руб.;

$N_{\text{скв}}$  – количество скважин с ГРП, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 7104000 * 10 = 71040000 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t - й год, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 21968064 + 71040000 = 93008064 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 8787225,598 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 3514890,239 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{н/обл\ t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (12)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{н/обл\ 1} = 328301963,8 - 93008064 = 235293899,8 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл\ 2} = 131320785,5 - 8787225,598 = 122533559,9 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл\ 3} = 52528314,2 - 3514890,239 = 49013423,96 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{пр\ t} = \Delta\Pi_{н/обл\ t} \cdot N_{пр} / 100, \quad (13)$$

где  $N_{пр}$  – ставка налога на прибыль, % (принять равной 20%).

$$\Delta H_{пр\ 1} = 235293899,8 \cdot 20/100 = 47058779,96 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{пр\ 2} = 122533559,9 \cdot 20/100 = 24506711,98 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{пр\ 3} = 49013423,96 \cdot 20/100 = 9802684,8 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ( $\Delta ДП_t$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{н/обл\ t} - H_t. \quad (14)$$

$$\Delta ДП_1 = 235293899,8 - 47058779,96 = 188235119,8 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 122533559,9 - 24506711,98 = 98026847,93 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 49013423,96 - 9802684,8 = 39210739,16 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t. \quad (15)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 188235119,8 \text{ руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 98026847,93 \text{ руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 39210739,16 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t. \quad (16)$$

$$НПДН_1 = ПДН_1 = 188235119,8 \text{ руб.}$$

$$НПДН_{1-2} = ПДН_1 + ПДН_2 = 286261967,8 \text{ руб.}$$

$$НПДН_{1-3} = ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 = 325472706,9 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t / (1 + i)^t, \quad (17)$$

где  $i$  – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 188235119,8 / (1+0,1)^1 = 171122836,2 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_2 = 98026847,93 / (1+0,1)^2 = 81013923,91 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_3 = 39210739,17 / (1+0,1)^3 = 29459608,69 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t. \quad (18)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 171122836,2 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 252136760,1 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 281596368,8 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Показатели экономической эффективности ГРП

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, руб.	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют
Прирост добычи нефти, тонн	16539,975	6615,99	2646,396
Прирост выручки от реализации, руб.	328301963,8	131320785,5	52528314,2
Текущие затраты, руб.	93008064	8787225,598	3514890,239
Прирост прибыли, руб.	235293899,8	122533559,9	49013423,96
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	47058779,96	24506711,98	9802684,8
Прирост денежных потоков, руб.	188235119,8	98026847,93	39210739,16
Поток денежной наличности, руб.	188235119,8	98026847,93	39210739,16
Накопленный поток денежной наличности, руб.	188235119,8	286261967,8	325472706,9
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	171122836,2	81013923,91	29459608,69
Чистая текущая стоимость, руб.	171122836,2	252136760,1	281596368,8

Таким образом, применение на месторождении десяти объёмных ГРП привело к увеличению добычи нефти на 25802,36 тонн за три года. За счёт увеличения добычи себестоимость снизилась на 531 руб/т (21,2%), также наблюдается прирост выручки от реализации, за три года он составил 512 млн. руб. Дисконтированный доход от проведения операций составляет 281,6 млн. руб. Государство за счёт увеличения налоговых выплат дополнительно получит 81,4 млн. руб.

Из полученных данных следует, что проведение гидроразрыва пласта на десяти скважинах является экономически эффективным, потому что наблюдается положительное изменение показателей экономической эффективности.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Эффективность применения методов интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовая площадка нефтяного месторождения. Область применения: Восточно-Сургутское нефтяное месторождение (ХМАО).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ТК РФ Статья 117; – ТК РФ Статья 147; – ТК РФ Статья 212; – ФЗ №173 от 17.12.2001; – ГОСТ Р ИСО 6385-2007.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Повышенный уровень вибрации и шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; – Движущиеся части и механизмы; – Сосуды и аппараты под давлением.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных двигателей технологических установок и агрегатов; – Выбросы в атмосферу углеводородов и паров химических реагентов. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод нефтью, отработанными растворами и сточными водами. Литосфера:

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Повреждение или уничтожение почвенного слоя агрегатами и спецтехникой;</li> <li>– Засорение почвы углеводородами, химическими растворами и жидкостями ГРП.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Торфяные и лесные пожары;</li> <li>– Паводковые наводнения;</li> <li>– Пожар на объекте;</li> <li>– Негерметичность трубопроводов и аппаратов.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожар на объекте.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	03.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Сафроненко Александр Вячеславович		

## **5 Социальная ответственность**

### **Введение**

Рассматриваемые в работе операции по интенсификации притока на Восточно-Сургутском месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе характеризуются повышенным уровнем опасности, а также возможностью появления чрезвычайных ситуаций, способных нанести значительный вред здоровью рабочих.

Обеспечение безопасности трудящихся является приоритетной задачей ПАО «Сургутнефтегаз». Для этого в компании создаются свод правил по технике безопасности, разрабатываются мероприятия, направленные на улучшение условий труда, снижение производственного травматизма и профессиональных заболеваний. Также немаловажным является соблюдение рабочими строжайшей дисциплины и инструкций по охране труда.

Анализ вредных и опасных производственных факторов, а также возможных чрезвычайных ситуаций позволит усовершенствовать правила и нормы безопасности, а также улучшить условия труда. Исследование экологической безопасности позволяет выявить источники загрязнений окружающей среды и при помощи ряда мероприятий снизить вред, наносимый ей.

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

Поскольку оператор добычи нефти и газа должен производить постоянный контроль за бесперебойной работой оборудования, продолжительность его рабочей смены не должна превышать 12 часов, а работы организуются в две смены. К работе не допускаются подростки, женщины и прочие сотрудники, которые не имеют соответствующий доступ. Каждый

работник обязательно должен получить 2 комплекта одежды и соответствующие средства индивидуальной защиты [7].

Работа на нефтегазопромысле относится к ряду вредных и опасных для здоровья рабочего, в связи с этим для работников предусмотрены компенсации и льготы. К ним относятся дополнительный оплачиваемый отпуск, увеличение размера оплаты труда [8;9].

Работник также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. От 04.06.2014, с изм. От 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [10].

Проектирование рабочего места и пространства проводится в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [11]. Проектирование должно учитывать мобильность трудящихся и стабильность их рабочих поз. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть безопасным и легкодоступным. Проектирование рабочего пространства должно учитывать, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## **5.2 Производственная безопасность**

Производственный процесс должен быть организован так, чтобы работник предприятия находился в безопасности во время работы. Важной задачей является выявление вредных и опасных факторов, которые могут повлиять на здоровье трудящегося нефтегазопромыслового предприятия, также важным является устранение или снижение масштабов воздействия этих факторов. В ходе работы были выявлены некоторые вредные и опасные факторы,

возникающие во время работ, направленных на интенсификацию притока (таблица 9).

Таблица 9 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации и шума	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [7] Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ [6]
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности [8]
3. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [9]
4. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91[10]
5. Сосуды и аппараты под давлением	-	-	+	ГОСТ 34347-2017 [11]

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

#### *Повышенный уровень шума и вибраций*

В процессе выполнения гидроразрыва пласта на оператора оказывают воздействие повышенные уровень шума и вибрации. Предельно допустимые значения данных факторов, оказывающих непосредственное влияние на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. В соответствии с ГОСТ 12.01.003-83 [12], значение уровня шума не должно превышать 80 дБ на рабочих местах. Согласно ГОСТ 24346-80 [13], значение уровня вибрации должно находиться в пределах 92 дБ.

Для снижения воздействия на рабочего нефтегазопромысла повышенных вибраций и шума предусмотрена комплексная программа, включающая в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

*Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Работа оператора по гидроразрыву пласта связано с многократными перемещениями его на территории производственных объектов и подъемами его на площадки, находящиеся на высоте. В связи с этим для обеспечения хорошей видимости в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест при помощи прожекторов. С целью создания необходимого уровня освещенности и безопасных условий труда регламентирована норма освещенности нефтегазовых объектов. Типы прожекторов, рекомендованные для предприятий нефтегазовой промышленности представлены в таблице ниже (таблица 10).

Таблица 10 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [14]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

*Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ*

Операторы, проводящие кислотную обработку призабойной зоны скважины и гидроразрыв, работают с различными химическими реагентами. Их действие приходится на органы дыхания человека, кожные покровы и на его центральную нервную систему. Воздействие химических веществ приводит к головной боли и головокружению, тошноте, общей слабости, отравлению,

воспалению органов дыхания и слизистых оболочек. Постоянное воздействие химических веществ может привести к хроническим отравлениям, острым или хроническим заболеваниям.

Содержание опасных и вредных химических веществ в воздухе постоянно контролируется при помощи газоанализаторов, значения их концентрации не должны превосходить предельно допустимых, установленных ГОСТ 12.1.005-88 [15].

Для обеспечения безопасности труда рабочего и профилактики заболеваний они снабжаются средствами индивидуальной защиты, предусматривающими защиту органов дыхания, головы, лица и рук. К таким средствам защиты относятся спецодежда и спецобувь, очки и защитные щитки, респираторы и противогазы.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего**

#### *Движущиеся части и механизмы*

При проведении гидроразрыва пласта или кислотной обработки оператор находится близко или контактирует с опасными механизмами и оборудованием, что может привести к получению травмы.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих. Если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций [16].

Для обеспечения безопасности запуск технологических установок и начало операции закачки в скважину жидкости производится, когда из опасной зоны удалены все рабочие, не связанные с непосредственной работой у агрегатов. Также перед началом проведения работ производится проверка оборудования на наличие неисправностей.

#### *Сосуды и аппараты под давлением*

Процесс гидроразрыва пласта связан с работой с аппаратами и сосудами под большими давлениями (свыше 21МПа). При возникновении неисправности или непредвиденной аварии существует риск смертельной опасности для рабочего, в связи с этим все сосуды, баллоны и трубопроводы должны соответствовать всем требуемым нормам, а операторы должны проходить все соответствующие инструктажи.

Согласно технике безопасности, недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел в сосуды, поскольку в случае их перегрева возможно образование взрывоопасной смеси, вентили и краны устанавливаются так, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, количество работников должно быть не меньше двух (один – внутри, второй – снаружи). Необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: в случае обнаружения каких-либо трещин, пропусков газа, отпотевания в местах сварочных швов, то данные сосуды снимаются с эксплуатации [17]. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Защита атмосферы**

Большинство неблагоприятных воздействий нефтегазовых промыслов на окружающую среду приходится на атмосферу. К источникам загрязнения

атмосферы относятся: буровые установки, нефтегазопромислы, установки подготовки, станции хранения углеводородов, перерабатывающие заводы, нефтепроводы.

К основным вредным примесям, загрязняющим атмосферу, относятся углеводороды и их производные, оксиды серы, углерода и азота, сероводород, а также твердые частицы.

Во время воздействия на призабойную зону пласта используются технологические установки и агрегаты с двигателями на дизельном топливе, которые при работе выделяют в атмосферу вредные компоненты. Также возможно попадание в атмосферу углеводородов и их производных из-за негерметичности оборудования, прорыва трубопроводов и различных аварий.

Для контроля содержания в атмосфере вредных веществ установлены следующие нормативы: максимально разовая и среднесуточная предельно допустимая концентрация (ПДК) и предельно допустимый выброс (ПДВ). ПДК наиболее распространенных вредных веществ на нефтегазопромисле приведены в таблице ниже (таблица 11).

Таблица 11 – ПДК и класс опасности вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

Для ограничения количества вредных выбросов в атмосферу осуществляется контроль технического состояния техники и агрегатов, а также времени их работы, контролируется соблюдение производственного регламента, использование более качественного сырья, обладающим меньшими выбросами загрязняющих веществ при работе [18].

### 5.3.2 Защита гидросферы

При интенсификации притока может происходить загрязнение гидросферы нефтью, сточными водами и отработанными растворами, в которых могут присутствовать минеральные соли, ПАВ и механические примеси. В качестве источников загрязнения выступают промышленные стоки, прорывы отстойников и амбаров во время паводков, аварии при проведении технологических операций, а также прорывы технических жидкостей и нефти в водоносные горизонты из-за близкого их нахождения к продуктивным пластам.

Из-за загрязнения водоёмов техническими растворами и нефтью могут погибнуть животные и птицы, обитающие в них и на территории рядом с ними. Загрязнение водоносных горизонтов приводит к невозможности дальнейшего использования воды, содержащейся в них.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения применяется ряд мероприятий, среди которых можно выделить следующие:

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- использование в производственных нуждах уже бывшего в употреблении бурового раствора;
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание;
- устройство дренажных ёмкостей, необходимых для сбора стоков с технологического оборудования
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водо-, нефте- и газосодержащих горизонтов;
- устройство по всему периметру кустового основания обваловки;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

### 5.3.3 Защита литосферы

Загрязнение почвы может происходить в различные этапы разработки месторождения: при бурении скважин, сооружении подземных хранилищ, добыче углеводородов и при мероприятиях, направленных на интенсификацию притока, в частности.

Ущерб землям может быть нанесён техническими средствами, используемыми для проведения данных операций: автоцистернами, агрегатами, пескосмесителями и прочей спецтехникой. Это происходит в случае нарушения и неудовлетворительного состояния маршрутов следования техники.

Также загрязнение почв может быть вызвано проникновением за пределы пласта закачиваемых в него химических растворов и жидкостей ГРП. В результате наблюдается изменение физико-химических свойств почв. Согласно ГН 2.1.7.2041-06 для почв также установлены предельно допустимые концентрации вредных химических веществ (таблица 12) [19].

Таблица 12 – ПДК в почве вредных химических веществ

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Обеспечение безопасности почвенной среды обеспечивается следующими мероприятиями:

- территория вокруг скважины ограждается обвалкой и благоустраивается;
- оставшиеся на территории кустовой площадки углеводороды собираются, потом утилизируются или вывозятся, при невозможности утилизации;

– остатки химических растворов и жидкостей ГРП сливаются в специальную ёмкость и вывозятся с территории.

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

На нефтегазопромысле возможно возникновение природных и техногенных чрезвычайных ситуаций. К первой группе относятся такие ЧС как: торфяные и лесные пожары, снежные заносы и метели, паводковые наводнения. Во второй группе можно выделить следующие ЧС: пожар на объекте, негерметичность трубопроводов и аппаратов, которая может привести к отравлению рабочих, пожару, а также к взрыву.

Наиболее вероятной является техногенная чрезвычайная ситуация – непредвиденное возникновение пожара. Причин возникновения данной ЧС множество: негерметичность соединений и трубопроводов, сильные перегревы, искры от работающего электрооборудования, наличие ударов и трений.

Для предотвращения пожароопасных ситуаций на нефтегазопромыслах между их объектами выдерживаются противопожарные размеры: расстояние от устья скважины до резервуаров и насосных станций должно быть не менее 40 метров, до газокompрессорной станции – не менее 60 метров, до общественных зданий – не менее 500 метров.

В случае возникновения открытого огня или возгорание требуется немедленно устранить его при помощи первичного инвентаря пожаротушения, инертного газа, изоляцией его от воздуха и т.д.

Согласно ГОСТ Р 22.3.03-94 для защиты жизни людей при возникновении ЧС применяются следующие мероприятия:

- эвакуация рабочих из зоны ЧС и укрытие их в предназначенных для защиты в данных ситуациях помещениях;
- использование СИЗ для защиты кожных покровов и органов дыхания;
- оказание пострадавшим первой доврачебной помощи;

- организация аварийно-спасательных и иных неотложных работ в зонах чрезвычайных ситуаций [20].

## Заключение

В данной дипломной работе были проанализированы методы интенсификации притока жидкости на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении (ХМАО). Приведены общие сведения о месторождении, продуктивных пластах и состоянии разработки. Были рассмотрены причины загрязнения призабойной зоны пласта и методы интенсификации притока, характерные для месторождений Западной Сибири.

На Восточно-Сургутском месторождении широкое применение нашли солянокислотные и глинокислотные обработки призабойной зоны пласта, в том числе с добавлением ПАВ, а также гидроразрывы пласта. ОПЗ главным образом применялись в нагнетательных скважинах. При объёме мероприятий, практически, соответствующем проектным значениям, их фактическая удельная эффективность превысила проектную в 2,5 раза. Применение ОПЗ в добывающих скважинах не нашло широкого применения, поскольку в больших объёмах производились ГРП.

Гидроразрыв пласта является наиболее популярным методом на Восточно-Сургутском месторождении. За счёт применения ГРП добыча нефти увеличилась на 5632,85 тыс. тонн, что составляет 49,67 % от общей добычи и 80,30 % от дополнительно добытой нефти. Количество мероприятий составляет 60,73 % от все ГТМ, выполненных на месторождении с 2009 по 2013 гг. Превышение фактического объёма применения ГРП связано с эксплуатационным бурением проводимом на объектах ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. Значительное количество гидроразрывов выполнялось на стадии строительства скважин и зарезке боковых стволов. Наиболее распространенными являются объёмные и многообъёмные ГРП.

## Список литературы

1. Апасов Т. К., Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М., 2003. – 816 с.
3. Ильина Г. Ф., Алтунина Л. К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 166 с.
4. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: учебное пособие / Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. – М., 2011 – 142 с.
5. Махмудбеков Э. А., Вольнов А. И. Интенсификация добычи нефти – М.: Недра. – 1975. – 264 с
6. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т. Интенсификация добычи нефти – М.: Наука, 2000. – 414 с.
7. ТК РФ Статья 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
8. ТК РФ Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
9. ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
10. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».
11. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
12. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

13. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
14. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
15. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
18. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
19. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
20. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.