

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок в процессе эксплуатации скважин на Западно- Останинском нефтегазоконденсатном месторождении(Томская область)</b>
<u>УДК.622.276.63(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Макаров Артём Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна	-		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промышленной геологии</i>
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промышленной геологии.</i>

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

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

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

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
----------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Макаров Артём Александрович

Тема работы:

<b>Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок в процессе эксплуатации скважин на Западно-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Западно-Останинскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективность проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации скважин на Западно-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

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

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

Задание выдал руководитель / консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7Г1	Макаров Артём Александрович		

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА.....	11
1.1 Цели и задачи, решаемые при проведении соляно-кислотной обработки пласта.....	11
1.2 Соляно-кислотная и глино-кислотная обработки призабойной зоны пласта как основные на месторождениях Западной Сибири.....	16
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	21
2.1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	21
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	23
2.3 Запасы нефти и газа.....	25
3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	28
3.1 Состояние разработки Западно-Останинского месторождения.....	28
3.2 Обоснование применения методов повышения добычи углеводородов.....	40
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО- КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА НА ЗАПАДНО- ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	47
4.1 Требования к скважинам кандидатам.....	47
4.2 Технология расстановки оборудования при проведении соляно- кислотной обработки пласта.....	47
4.3 Результаты проведения соляно-кислотной обработки (СКО).....	51
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
5.1 Затраты на проведение мероприятий.....	55
5.2 Расчет выручки от реализации.....	58
5.3 Расчет экономической	

эффективности.....	58
6 СОЦИАЛЬНАЯ	
. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
6.1 Производственная безопасность.....	62
6.2 Экологическая безопасность.....	68
6.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	70
6.4 Правовые организационные вопросы обеспечения безопасности социальной защиты работы на предприятии.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК	ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО- ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА ПЕРИОД 2005-2009 ГГ.....	82

## ВВЕДЕНИЕ

Кислотное воздействие на пласт является одним из распространенных методов увеличения производительности скважины ввиду малых затрат и относительной простоты процесса. Понимание процессов и механизмов, происходящих во время реагирования породы пласта с кислотным раствором, является основополагающим для получения максимального эффекта от воздействия [2]. Применение предлагаемого метода позволяет оценить дебит при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения, изменение скин-эффекта после воздействия, а также оценить оптимальный объем закачки кислотного раствора, максимизирующий прибыль от проводимого воздействия. Эти факторы определяют актуальность предлагаемой работы.

Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону.

Оптимизация процесса соляно-кислотной обработки возможна путем подбора параметров процесса, основными из которых являются объем и скорость закачки кислотного раствора и его концентрация, а также тип реакции кислоты с породой. В настоящее время для прогнозирования эффекта, полученного от интенсификации скважины, используя расчет параметров, полученных опытным путем и последующее прогнозирование полученного эффекта на основании анализа накопленных статистических данных [2].

Цель выпускной квалификационной работы: эффективность применения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта на Западно-Останинском месторождении.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

– изучить геолого-физическую характеристику Западно-Останинского месторождения;



- проанализировать современные методы химического воздействия на призабойную зону пласта;
- провести анализ технологии проведения соляно-кислотной обработки пласта;
- выполнить расчет основных параметров растворов обработки на скважине №446 куст 2 Западно-Останинского месторождения.

Объектом исследования являются скважины Западно-Останинского нефтяного месторождения, расположенное в Парабельском районе Томской области.

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужила учебная и научная литература, официальные статистические и информационные материалы различных министерств и ведомств, ресурсы интернет. Так же были задействованы методы научного познания, а именно методы анализа и классификации. В процессе выполнения выпускной квалификационной работы использовалась вычислительная техника, в частности для проведения расчетов, построения графиков и диаграмм использовалась система электронных таблиц MS Excel.

## РАСШИФРОВКА АББРЕВИАТУРЫ

- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГК – газовая компания;
- ГНКТ – Гибкая насосно-компрессорная труба
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ – геолого – техническое мероприятие;
- КНБК – Компоновка нижней части бурильной колонны
- КО – кислотная обработка;
- МРП – межремонтный период;
- НГК – нефтегазовая компания;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны;
- ПАВ – поверхностно – активные вещества;
- ПДВ – предельно допустимый выброс;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПДС – предельно – допустимый сброс;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПЗС – призабойная зона скважины
- ПЛВА – План ликвидации возможных аварий;
- ПНП – повышение нефтеотдачи;
- ППД – поддержание пластового давления;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- ТГХВ – термогазохимическое воздействие;
- ТПП – топливно-промышленное предприятие;
- ТХВ – термохимическое воздействие;
- ФЕС – фильтрационно-емкостных свойств;
- КВЧ – концентрация взвешенных частиц;

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

## 1.1 Цели и задачи, решаемые при проведении соляно-кислотной обработки пласта

Призабойная зона скважины – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны [27]. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины. Воздействие на ПЗП с целью восстановления или увеличения проницаемости основано на растворении привнесенных в пласт извне или образовавшихся в пласте кольматантов.

К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны добывающих и нагнетательных (водозаборных) скважин в процессе эксплуатации можно отнести следующие [25]:

- проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе текущего и капитального ремонта скважин;
- проникновение пластовой воды в обводненных скважинах при их остановках; набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- образование водонефтяной эмульсии;
- выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;
- проникновение в ПЗП механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

Основными принципами технологии обработки призабойной зоны скважин являются:

- восстановление продуктивности или приемистости скважин в случае, если они ограничены состоянием ствола скважины, перфорационных

каналов и призабойной зоны, за счет воздействия на кольматирующие вещества химическими реагентами;

– увеличение продуктивности или приемистости скважин за счет воздействия на структуру порового пространства скелета породы как вблизи призабойной зоны скважин, так и удаленной зоны;

– разрушение кольматанта при физико-химическом взаимодействии с закачиваемыми химическими реагентами.

В настоящее время в нефтепромысловой практике используются следующие виды соляно-кислотных обработок [29]:

- кислотные ванны;
- кислотные обработки под давлением;
- термохимические и термогазохимические обработки;
- обработка жидкими взрывчатыми веществами;
- пенокислотные обработки;
- кислотные импульсные обработки и кислотные струйные обработки;
- гидropескоструйные совместно с промывкой кислотой;
- углекислотные обработки;
- обработка нефtekислотными эмульсиями и др.

Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10-16 %. С увеличением концентрации растворяющая способность и скорость растворения возрастают, хотя при концентрации более 22 % скорость растворения уменьшается. С увеличением концентрации кислоты возрастают также коррозионная активность, эмульгирующая способность и вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой [1].

При обработке малопроницаемых пород пользуются более концентрированным раствором, чем при обработке хорошо проницаемых. Для первичных обработок пористых малопроницаемых пород расход раствора составляет 0,4-0,6 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта, высокопроницаемых – 0,6-1,0 м<sup>3</sup>/м. Для вторичных обработок – соответственно 0,6-1,0 и 1-1,5 м<sup>3</sup>/м. При

воздействии на трещиноватые породы для первичной обработки необходимо 0,6-0,8 м<sup>3</sup>/м, для вторичной– 1-1,5 м<sup>3</sup>/м.

Терригенные коллекторы, цементирующим веществом в которых являются силикаты (аморфная кремниевая кислота, глины, аргиллиты), обрабатываются смесью соляной и плавиковой кислот [30]. При растворении силикатов плавиковой кислотой образуется фтористый кремний, который в присутствии воды переходит в гидрат окиси кремния, последний при снижении кислотности раствора может превратиться из золя в студнеобразный гель, закупоривающий поры. Чтобы этого не произошло, вместе с плавиковой применяется соляная кислота, практически не реагирующая с соединениями кремния. Оптимальным считается кислотный раствор с содержанием HCl 8-10% и HF 3-5%, при объеме закачки глинокислоты для первичной обработки 0,3-0,4 м<sup>3</sup> на 1 м обрабатываемой толщины пласта. Глинокислота применяется и при кислотных ваннах для разрушения глинистых и цементных корок [5].

Для обработки железосодержащих карбонатных коллекторов в раствор соляной кислоты добавляется 3-5 % уксусной или 2-3 % лимонной кислоты. Эти же кислоты используют для стабилизации железа в технической соляной кислоте.

Для обработки сульфат– и железосодержащих карбонатных коллекторов можно также использовать растворы уксусной (10%) или сульфаминовой (10-15 %) кислоты [43].

При обработке трещиноватых и трещиновато-пористых пород для увеличения охвата по толщине применяют вязкие и вязкоупругие системы: растворы, загущенные карбоксилметилцеллюлозой или сульфитспиртовой бардой, кислотные эмульсии и пены. При обработке пористых коллекторов с низкой проницаемостью используют газированные кислотные растворы и кислотные композиции с добавками катионоактивных ПАВ (катапин, катамин, марвелан) при дозировке 0,2-0,3%. Помимо улучшения фильтруемости раствора, катион-активные ПАВ гидрофобизируют породу и уменьшают межфазное натяжение на границе нефть – отработанный раствор.

Кислотные обработки проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями. В скважинах с межпластовыми перетоками их величина может увеличиться в результате проведения соляно-кислотных обработок [20].

Технологию и периодичность проведения кислотных обработок (КО) обосновывают технологические и геологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями по отдельным видам ОПЗ, данным регламентом, с учетом технико-экономической оценки их эффективности, а также исходя из ранее проведенных работ по повышению нефтеотдачи пластов (рис. 1).

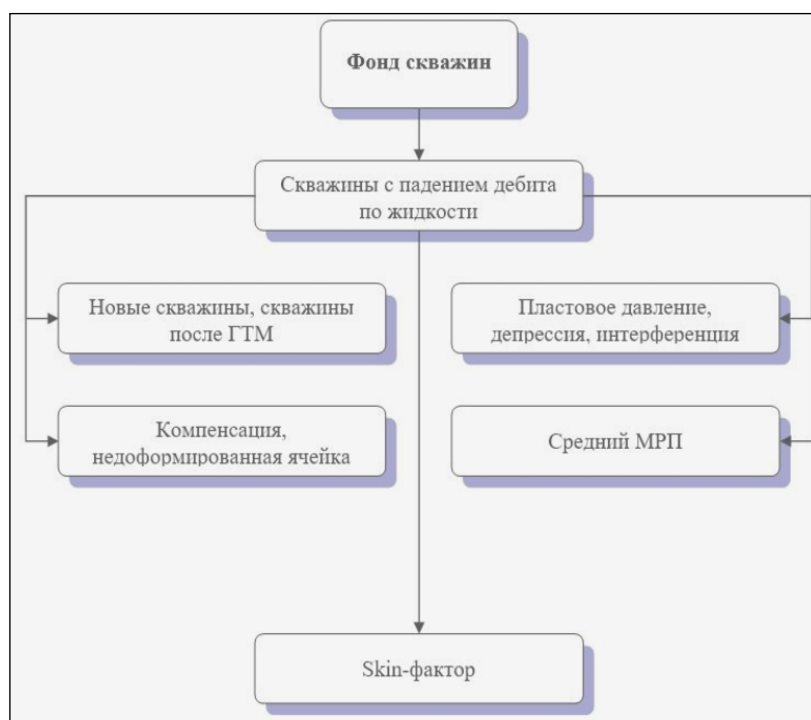


Рисунок 1 –Блок-схема выбора скважин кандидатов под обработку призабойной зоны [28]

Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону [42]. Одним из распространенных способов обработки

призабойной зоны скважины является применение соляной кислоты (рис. 2).

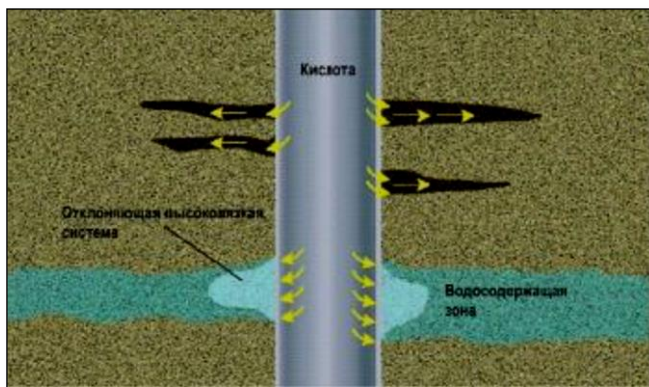


Рисунок 2 – Схема призабойной зоны пласта [30]

Кислотное воздействие впервые было применено для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для проведения кислотной обработки использовалась соляная кислота, и метод получил название соляно-кислотной обработки. Затем область применения кислотной обработки и ассортимент кислотных растворов, используемых при этом методе, значительно расширились.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности кислотное воздействие используется для [32]:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;
- очистки фильтра и ПЗС от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды;
- очистки фильтра в ПЗС от образований, обусловленных процессами ремонта скважин; удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- инициирования других методов воздействия на призабойную зону.

Кроме этого, обработка соляной кислотой производится в скважинах с открытым стволом для удаления глинистой и цементной корок, для ликвидации прихвата инструмента, а также разрушения забойных пробок.

## **1.2 Соляно-кислотная и глино-кислотная обработки призабойной зоны пласта как основные на месторождениях Западной Сибири**

К настоящему времени учеными и специалистами накоплен определенный опыт, разработаны технические средства и технологии воздействия на ПЗП с целью интенсификации притоков нефти. Этому направлению посвящены многочисленные работы А.А. Аббасова, В.А. Амияна, Г.И. Баренблатта, Ю.Е. Батурина, А.А. Боксермана, Г.Г. Вахитова, И.М. Галлямова, В.А. Гребенникова, С.А. Жданова, Л.Х. Ибрагимова, И.Т. Мищенко, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.А. Поддубного, Б.М. Сучкова, М.М. Саттарова, Гадиева, В.А. Блажевича, Н.И. Хисамутдинова, А.К. Ягафарова и многих других [10].

В настоящее время при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири всё чаще приходится сталкиваться с проблемой снижения добычи. Появление этой проблемы связано с различными причинами, но в большей степени это выражается в снижении проницаемости и коэффициента продуктивности из-за ряда осложнений, возникающих в призабойной зоне пласта (ПЗП) (в основном: поглощение фильтрата бурового раствора, солеотложения, суффозия глинистых частиц и последствия ремонтов скважин). Появляется необходимость проведения работ по увеличению или восстановлению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта [22].

Кислотная обработка ПЗП является решением проблемы её загрязнения. Обработка призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями представляет наиболее распространённый, относительно недорогой и простой метод улучшения фильтрационных характеристик и повышения производительности скважин, основанный на взаимодействии водного раствора кислот с минералами скелета породы и привнесёнными веществами, блокирующими пути течения флюидов. На большинстве месторождений Западной Сибири из



общего числа геолого-технических мероприятий (ГТМ) доля кислотных обработок занимает около 60-80% [21].

В настоящее время СКО и ГКО имеют огромное распространение в Западной Сибири, а также в России и во всём мире. Многочисленный опыт работ подчёркивает эффективность данных кислотных составов и их широкое применение.

Несмотря на низкое содержание карбонатов (от 2 до 4 %) в цементе терригенных пород на месторождениях Западной Сибири, растворимость пород в соляной кислоте может достигать значительных величин. Исследования фирмы ВJ-сервис показали, что растворимость в кислоте пород месторождений колеблется от 8 до 29 %. Значительный разброс означает, что для ряда месторождений обработка соляной кислотой бесполезна в силу малой растворимости пород, для других месторождений при обработке соляной кислотой можно достичь существенного разрушения скелета породы и смятие её под действием горного давления. Более предпочтительной для условий пластов месторождений Западной Сибири ввиду высокого содержания в них алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимости воздействовать именно на скелет породы является глинокислотная обработка. За двухгодовой период соляно-кислотная обработка совместно с поверхностно-активными веществами (ПАВ) была применена на 731 скважине месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», средний прирост дебита нефти составил 10,5 т/сут., а глинокислотная на 102 скважинах имела средний прирост 8,5 т/сут. [20].

После проведения в НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» (ХМАО) мероприятий по обработке ПЗП позволило увеличить добычу нефти на 1230,6 т.

В 2015 году на Самотлорском месторождении (ХМАО) было проведено 235 скважино-операций по кислотной обработке, при этом коэффициент эффективности составил 40 %, а средний прирост нефти 2,6 т/сут. В среднем по всем объектам разработки Самотлорского месторождения удельная

дополнительная добыча составила 425,5 тонн нефти на одну скважино-операцию.

В этом же году на Приразломном месторождении (шельф Печорского моря) за 4 месяца было обработано 16 скважин глинокислотой и 43 скважины соляной кислотой, прирост составил 13 т/сут. Вместе кислотные обработки (СКО и ГКО) составили 60% от общего числа ГТМ.

На Красноленинском месторождении (ХМАО) в 2016 году провели сравнение двух видов ГТМ: гидравлический разрыв пласта (ГРП) и КО. После ГРП средний дебит снизился с 3,5 т/сут. до 1 т/сут., а после КО – прирост дебита составил 6 т/сут. [20].

В 2016 г. в ТПП «Когалымнефтегаз» выполнено 113 комплексных обработок ПЗП с последующей очисткой скважин от продуктов реакции методом свабирования на Повховском и 21 обработка на Тевлинско-Русскинском месторождениях (ХМАО). Среднесуточный прирост по нефти на скважину составил 6,4 т/сут. Эффективность выполненных работ 86,3%. Дополнительная добыча по Повховскому месторождению от выполненных ОПЗ на 31.12.2016 г. составила 73508 т. Среднесуточный прирост по нефти по эффективным скважинам по Тевлино-Русскинскому месторождению составил 6,7 т/сут. Общий прирост по нефти по месторождению составил 131,1 т. Эффективность выполненных работ по месторождению 84, 8% [48].

В 2017 г. в ТПП «Когалымнефтегаз» выполнена комплексная обработка призабойных зон 52 скважин. Средний прирост дебита нефти составил 5,1 т/сут.

Но также бывают и отрицательные результаты применения кислотных ОПЗ. Так на Средне-Хулымском месторождении (ЯНАО) в период 2013–2016 гг. при обработке 39 добывающих скважин, рентабельный прирост дебита был только в 60% работ, а средний прирост по всему месторождению остался прежним.

Данные по приросту нефти (т/сут) после применения СКО и ГКО на различных месторождениях Западной Сибири представлено в виде диаграммы

(рис. 3).

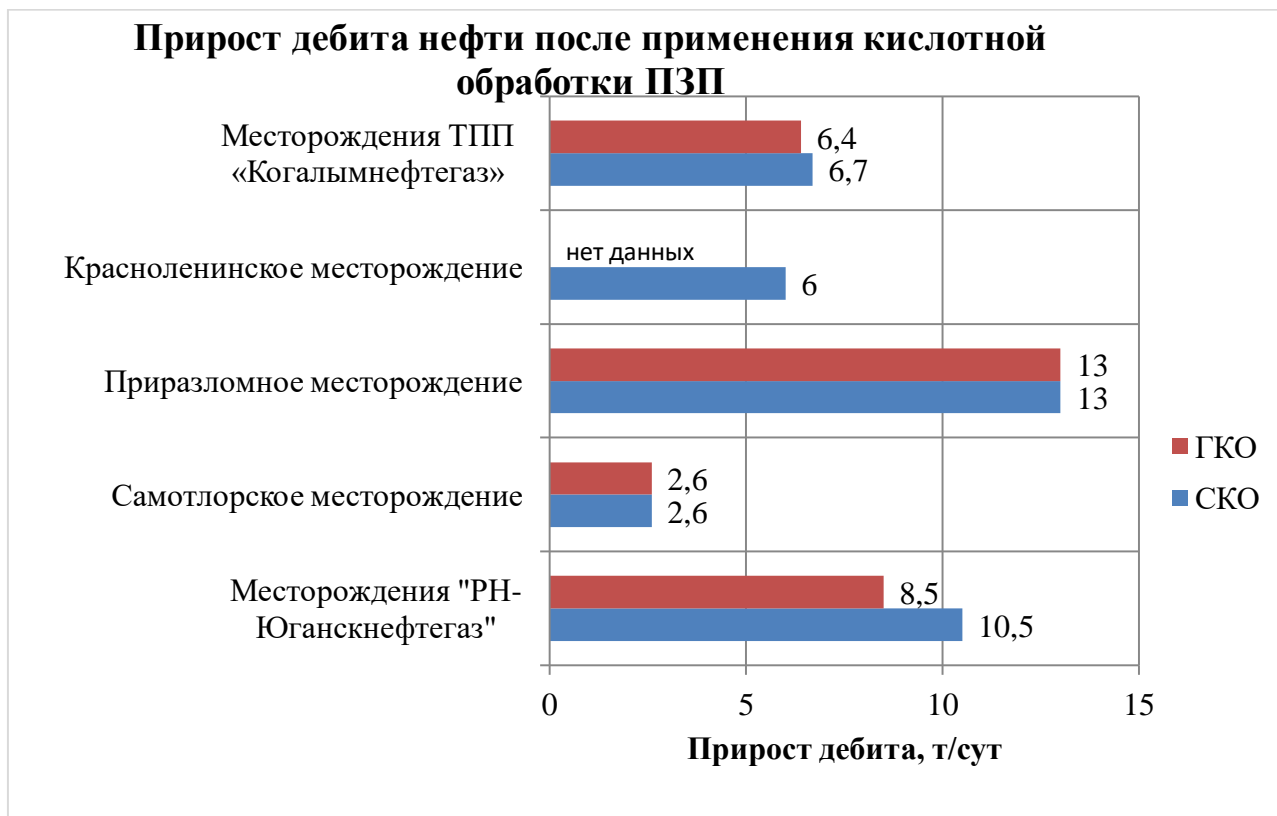


Рисунок 3 – Соляно-кислотная и глино-кислотная обработки призабойной зоны пласта месторождений Западной Сибири

Из рисунка 3 видно, что наибольшие значения прироста дебита нефти в сутки на месторождениях Западной Сибири после проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта, что делает тему выпускной квалификационной работы актуальной.

Выбор способа ОПЗ и вида кислотных обработок осуществляют на основе изучения причин снижения продуктивности или приемистости скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП[25].

Для кислотной обработки нефтяных и газовых скважин разработано специальное транспортное и насосное оборудование. Растворы кислоты перевозят на промысел в автоцистернах емкостью от 500 до 3500 гал. (2-13 м<sup>3</sup>). Химические добавки замешиваются в кислоту во время заправки цистерны. Насосы, установленные на грузовых автомобилях, используются для подачи

кислоты через скважину в продуктивный пласт.

Методика обработки приведена ниже:

- удалить жидкость из скважины свабированием (поршневанием) или тартанием (откачиванием);
- закачать кислоту в скважину; если жидкость не была удалена, ее следует нагнетать в пласт перед кислотой;
- вслед за кислотой подать достаточное количество вытесняющей жидкости, чтобы заставить всю кислоту проникнуть в пласт; давление, создаваемое для нагнетания кислоты в пласт, определяется мощностью и производительностью наземных насосов;
- по истечении времени, достаточного для окончания реакции, удалить отработанную кислоту, содержащую продукты реакции, свабированием, тартанием, откачиванием насосом или, если забойное давление достаточно велико, фонтанированием из скважины [26].

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 2.1 Геолого-физическая характеристика месторождения

Западно-Останинское нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кедровый – центр Пудинского нефтедобывающего района. В городе Кедровом имеются аэропорт с бетонным покрытием, школа, больница, почта. Расстояние до железнодорожной станции – областного центра г.Томска – 335 км (рис. 4).

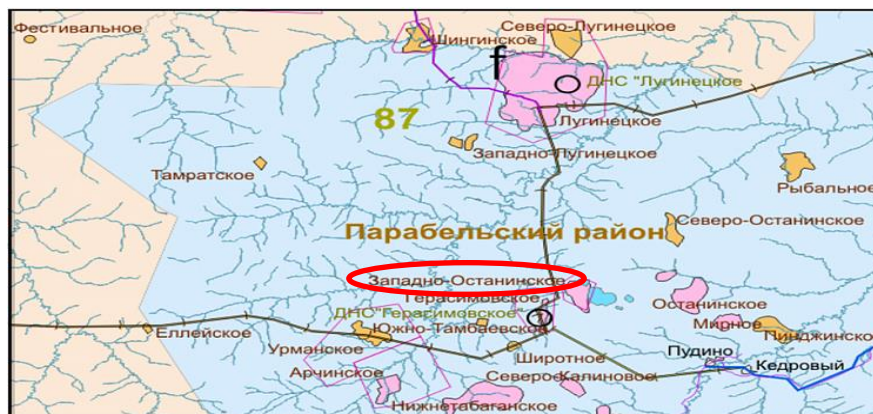


Рисунок 4 – Западно-Останинское месторождение [22]

В орографическом отношении район представляет собой слаборасчлененную заболоченную равнину с абсолютными отметками до +100 м, находящуюся в междуречье рек Чузик и Чижалка. Вскрытие рек происходит в конце апреля – мае, ледостав – во второй половине октября. Болота промерзают к концу января – началу февраля. Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем зимой составляет минус 20-25 градусов, летом плюс 15-20 градусов. По количеству выпадающих осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400- 500 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Высота снежного покрова на открытых местах до 0,6-1 м, в залесенных – до 2 м. В настоящее время доставка грузов осуществляется зимником из Кедрового. В

стадии строительства находится дорога в бетонном исполнении Герасимовское – Западно-Останинское. Проведены изыскания по строительству бетонной дороги Кедровый – Герасимовское – Западно-Останинское – Лугинецкое [48].

Геологический разрез Западно-Останинского месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста [48].

По кровле палеозойских образований Западно-Останинское поднятие представляет собой горст-синклиналь, сформированную как пликативной крупной складчатостью, так и инверсионными блоковыми движениями по системе разломов. Сеть тектонических нарушений разделяет месторождение на ряд блоков. Юрские терригенные коллекторы (пласты Ю<sub>1</sub>-Ю<sub>12</sub>) представлены песчаниками, включающими прослой алевролитов и аргиллитов. Песчаники – типично поровые коллекторы. Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в верхней, измененной части палеозойского разреза – в пласте М.

Геолого-физическая характеристика пласта М месторождения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пласта М месторождения [48]

Объект	Пласт М
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Поровый, трещинно-поровый
Средняя глубина залегания, м	-2661,0
Средняя общая толщина, м	100,0
Средняя толщина нефтенасыщения, м	44,0
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	26750,0
Пористость, доли ед.	0,006
Проницаемость, мД	4,45
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,65
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,86
Пластовая температура, °С	116,0
Пластовое давление, МПа	28,0
Абсолютная отметка ВНК, м	-2712,0
Коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/МПа	0,00007
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом (водой), доли ед.	0,832

Этот пласт сложен выветрелыми отложениями палеозойского возраста. Коллектор относится к поровому, трещинно-поровому типу. Он имеет вторичный генезис, формировался под воздействием процессов поверхностного выветривания и инфильтрационного метасоматоза.

## 2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Западно-Останинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, подстилаемые эффузивно-осадочными и осадочными перм-триасовыми породами и палеозойскими метаморфическими и изверженными породами. Осадочные отложения мезозойско-кайнозойского возраста хорошо изучены бурением поисковых и разведочных скважин [41].

В геологическом строении принимают участие девонские, юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Продуктивные пласты находятся в мезозойской группе юрской системы (рис. 5).

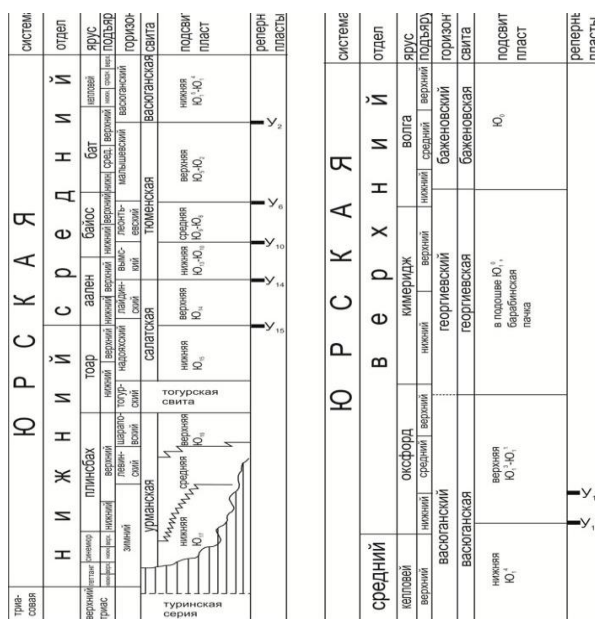


Рисунок 5 – Схема стратиграфического расчленения юрских отложений юго-востока Западной Сибири (по Б.Н. Шурыгину)

### Мезозойская эратема

Отложения мезозойской эратемы залегают на размытой поверхности фундамента и представлены отложениями юрской и меловой систем.

## Юрская система, J

### Нижний-средний отдел, J<sub>1-2</sub>

*Тюменская свита J<sub>1-2tm</sub>*. Отложения этого возраста представлены переслаивающимися песчаниками, алевроиты и аргиллиты серого и тёмно-серого цвета. Мощность слоёв колеблется от нескольких сантиметров до единиц и породы обильно насыщены растительным дендритом, часто встречаются прослой углистых аргиллитов. Для пород свиты характерно частое замещение и линзовидное строение пластов, вследствие чего их очень трудно коррелировать. Песчано-алевритовые разности полимиктового состава имеют классический материал различной степени окатанности. Цемент глинистый, карбонатный, реже кремнистый. Содержание цемента достигает 45%.

### Верхний отдел, J<sub>3</sub>

Верхнеюрские отложения представлены морскими фациями в объёме васюганской, георгиевской и баженовской свит.

*Васюганская свита J<sub>3vs</sub>*. Песчаники и алевролиты васюганской свиты мелко- и среднезернистые, полимиктового состава с большим содержанием полевых шпатов. Цемент глинистый, реже кальцитовый. Тип цемента базальный, содержание его достигает 40%. Глинистые пласты, судя по их вещественному составу, могут рассматриваться как покрышки в случае их устойчивого распространения. К этим песчаникам на месторождении приурочены нефтяные залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> в горизонте Ю<sub>1</sub>.

*Георгиевская свита J<sub>3grk</sub>*. Осадкам этого возраста отнесены чёрные и тёмно-серые аргиллиты с прослоями известняков, залегающие маломощными прослоями на отложениях васюганской свиты. В пределах месторождения эти отложения развиты повсеместно, но мощность их обычно не превышает 5 - 6 м, реже 10 м. По керну они мало отличаются от выше лежащих аргиллитов баженовской свиты. На каротажных диаграммах георгиевская свита выделяется условно.

*Баженовская свита J<sub>3gr</sub>*. Отложения свиты широко развиты в пределах района и представлены характерными морскими образованиями. Это буровато-



чёрные тонкоплитчатые, сильно битуминозные, часто известняковые аргиллиты с обильным скоплением флоры. Осадки баженовской свиты накапливались в морском бассейне, где своеобразные геохимические условия (анаэробная среда) вызвали сильное сероводородное заражение бассейна, и привели к обильному насыщению осадков пиритом, рассеянным в природе в тонкодисперсном состоянии. Литолого-петрографический состав, условия образования и обильное содержание в них органического вещества и битумов позволяют относить данные осадки к нефтегазоматеринским. Глинистые осадки свиты являются региональной покрывкой для продуктивных нижележащих пластов коллекторов васюганской свиты [38].

### 2.3 Запасы нефти и газа

Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение согласно принятой схеме районирования находится в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области (рис. 6).



Рисунок 6 – Казанский нефтегазоносный район на карте [41]

В непосредственной близости от Западно-Останинского месторождения находятся многопластовые газонефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Калиновое, Нижнетабаганское, Герасимовское, Северо-Калиновое. Залежи нефти и газа на этих месторождениях приурочены к палеозойским образованиям, к зоне контакта, отложениям тюменской и васюганской свит. Большинство залежей имеет промышленное значение [41].

В пределах левобережной части Томской области (ТАО) к 2014 г., согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ, открыто 131 месторождение УВ – 103 нефтяных (Н), 21 нефтегазоконденсатных (НГК), 7 газоконденсатных (ГК) (рис. 7) [35].

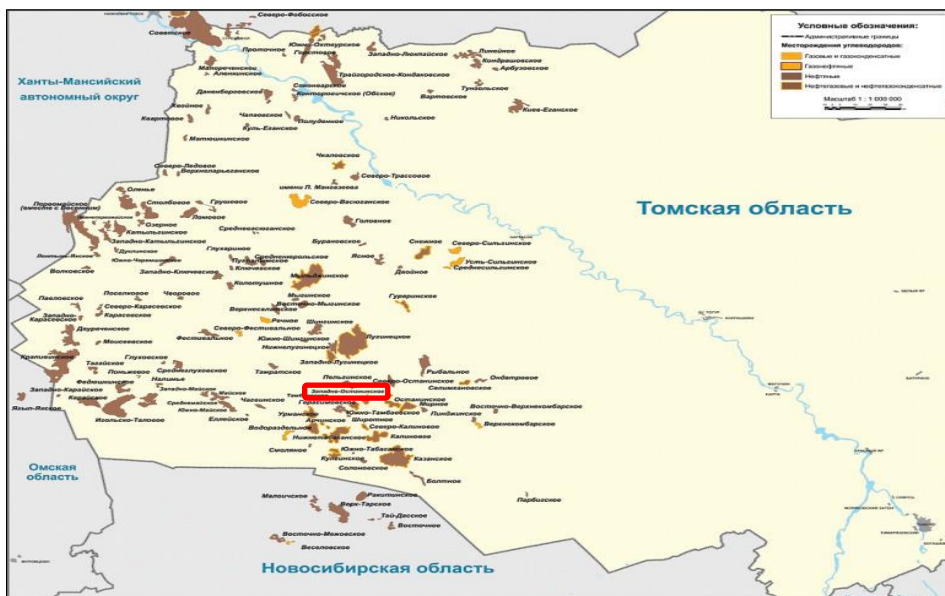


Рисунок 7 – Карта размещения месторождений углеводородов в ТАО: ГН – газонефтяные [35]

В ТАО залежи свободного газа и нефти обнаружены в нижнемеловых горизонтах на 11 месторождениях, в верхней юре (гор. Ю1 васюганской и наунакской свит) на 94 месторождениях, в средне- и нижнеюрских горизонтах Ю2–Ю15 тюменской свиты на 16 месторождениях и в нефтегазоносной «зоне» контакта юры с доюрскими породами (НГЗК) на 17 месторождениях.

Известны четыре крупнейших месторождения нефти: Советское (325 млн т начальных разведанных геологических запасов нефти), Крапивинское (155 млн т), Лугинецкое (128 млн т), Первомайское (125 млн т); семь крупных месторождений (от 30 до 80 млн т), остальные – средние и мелкие по величине запасов.

Среди газосодержащих месторождений крупным относятся Мыльджинское и Лугинецкое (64 млрд м<sup>3</sup>), 27 месторождений – средние и мелкие. Начальные разведанные запасы газа составляли 300 млрд м<sup>3</sup>, нефти – 1820 млн т, конденсата – 53 млн т. В ЮК (юрский коллектор) была

сосредоточена значительная часть запасов свободного газа (252 млрд м<sup>3</sup>) и 1,3 млрд т нефти из 1,8 млрд т.

В последнее десятилетие (2007–2016 гг.) открыты всего 20 новых месторождений (18 Н, 2 ГК) с разведанными запасами нефти менее 3 млн т.

Запасы Западно-Останинского месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение начальных и текущих запасов свободного газа и нефти по разрезу ЮК (по состоянию на 01.01.2016) [48]

Подкомплекс	Запасы							
	Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>				Нефть, млн т (геол.)			
	Q*	Q+Q+Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Всего	Q	Q+Q+Q <sub>2</sub>	Q <sub>2</sub>	Всего
Западно-Останинское месторождение								
Верхняя юра	-	-	-	11,9	-	1,5	-	1,5
Средняя юра	-	-	-	7,1	-	-	-	-
Всего	-	-	-	19,0	-	1,5	-	1,5

\* - накопленная добыча

Более 70% всех запасов УВ (с учетом гигантского Советского месторождения) приурочены к песчано-алевролитовым пластам горизонта Ю<sub>1</sub> (келловей-оксфорд), залегающим в кровле проницаемого юрскогo комплекса под региональной верхнеюрско-валанджинской глинисто-кремнистой покрывкой [40].

### 3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

#### 3.1 Состояние разработки Западно-Останинского месторождения

Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1972 году. В разработку месторождение введено в 1987 году на основании «Проекта пробной эксплуатации Западно-Останинского месторождения», составленного институтом «ТомскНИПИнефть» и утвержденного в 1987 г. Центральной комиссией по разведке и разработке нефтяных месторождений (протокол от 29.12.86г.). Проект составлен по данным бурения пяти разведочных скважин, на запасах нефти и газа по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, представленных в ЦКЗ в 1973 г. и числящихся на оперативном балансе.

В 1987 году месторождение введено в пробную эксплуатацию. По результатам бурения первых 23 скважин были выявлены залежи нефти в пластах Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, которые были поставлены на баланс протоколом ЦКЗ №134/99 от 30.03.90 г.

В 1993г. в ГКЗ РФ (протокол №174 от 20.07.1993) представлены и утверждены запасы нефти, по месторождению с выделением в пределах горизонта Ю<sub>1</sub> четырех пластов: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, газа и конденсата – по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> [10].

На базе утвержденных запасов, институтом «ТомскНИПИнефть» составлена «Технологическая схема разработки Западно-Останинского месторождения» и утверждена Центральной комиссией по разработке Минтопэнерго РФ (протокол №2049 от 24.07.96 г.) [11] с реализацией 3-го варианта разработки, который предусматривает выделение двух эксплуатационных объектов (Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>) с применением по каждому из объектов блоковой трехрядной системы с размещением проектных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.

В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с «Дополнениями к технологической схеме разработки Западно-

Останинского месторождения», составленными специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2005 году [12].

Работа была принята по четвертому варианту разработки, с организацией опытного участка водогазового воздействия с 2010 года, обеспечивающему достижение КИН-0,409 при утвержденном 0,285, в соответствии с рекомендацией Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (протокол заседания ЦКР Роснедра от 15.12.2005 №3506) и принятыми ЦКР Роснедра положениями:

- выделение трех объектов разработки: Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>;
- трехрядная система заводнения;
- максимальные уровни:
- добыча нефти, тыс.т/год – 404 (2011 г.);
- добыча жидкости, тыс.т/год – 1141 (2014 г.);
- закачка воды, тыс.м<sup>3</sup>/год – 1346 (2013 г.);
- фонд скважин – 134 ед. (в т.ч. 51 добывающая, 21 нагнетательная, 5 водозаборных, 54 проектных эксплуатационных, 3 проектных разведочных);
- фонд скважин для эксплуатационного бурения – 54 ед.(в т.ч. 50 добывающих, 4 нагнетательных);
- фонд скважин для разведочного бурения – 3 ед.
- зарезок с горизонтальным БС – 5 ед.;
- зарезок с наклонно-направленными БС – 2 ед.

В том числе по объектам разработки предполагался следующий комплекс мероприятий:

*Объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>:*

- в 2006-2007гг.проведение пяти зарезок боковых горизонтальных стволов из скважин №№2, 26, 44, 84, 99;
- в 2009-2010гг. бурение 36 добывающих и 4 нагнетательных скважин.

- В 2010 г. проведение шести операций ГРП на скважинах №№14, 15, 18, 60, 100, 102.
- в 2010г.выделение опытного участка ВГВ;
- перевод 14 уплотняющих скважин после отработки пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> на Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>.

Вывод из бездействия и ожидания ликвидации:

- в 2006г. пяти добывающих скважин (№№56,54,40,23,29К) и пяти нагнетательных (№№83, 34, 7, 8, 36) на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- в 2007г. году трех добывающих скважин (№№14,94,97);
- в 2012г. году – вывод из бездействия двух нагнетательных скважин (№№1, 33) и перевод в ППД скважины №97;
- в 2014г. перевод четырех добывающих скважин (№№ 10, 15, 37, 39) и двух нагнетательных находящихся в отработке на нефть (№№ 12,112) в ППД;
- в 2015 г. перевод двух нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть (№№100,111) в ППД;
- в 2016 г. перевод скважины №65 под закачку.

*Объект Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>:*

- 2009-2010гг. бурение 10 скважин;
- проведение ГРП на скважине №18, работающей совместно с Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- перевод добывающей скважины №23 после отработки пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>;
- приобщение в 2010 году в нагнетательных скважинах №№9, 21 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> для осуществления совместно отдельной закачки;
- перевод в 2014 г. под совместно-раздельную закачку с Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> скважины №12;
- зарезка БС в 2007 г. из скважины №41;
- зарезка БС в 2014 г. из скважины №15;
- перевод двух добывающих скважин после отработки Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

*Объект Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>:*

- бурение 4 добывающих скважин;

- перевод скважины №23 после отработки пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Так же было утверждено проведение комплекса исследовательских работ на отобранном керновом материале новых разведочных скважин:

- определение коэффициента вытеснения нефти различными рабочими агентами;
- построение основных петрофизических зависимостей;
- изучение ФЕС и литолого-минералогических свойств продуктивных пластов и покрышек по крену;
- определение ОФП по нефти газу и воде.

Следующим проектным документом должен был быть «Проект разработки», но так как в результате бурения разведочной скважины № 450Р был выполнен прирост площади на объекте Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и новые запасы защищены в 2009 г в ФГУ ГКЗ (протокол №1945 от 19.06.2009г.). Необходимо размещение нового проектного фонда на 58 % новых площадей.

Ввиду того, что в настоящее время в разработке для увеличения нефтеизвлечения широко и эффективно применяются такие технологии как ГРП, боковые и боковые горизонтальные стволы скважин было принято решение о дополнении проектных решений предусмотренных технологической схемой.

Составление дополнения к проектному документу обеспечивает поиск новых решений, обоснование модификации действующей системы разработки и плана разбуривания в соответствии с текущим состоянием разработки для наиболее полной выработки запасов с наименьшими затратами.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по Западно-Останинскому месторождения представлено в приложении А.

Накопленная добыча нефти за весь период разработки составила 3281 тыс.т, что на 11,4 % ниже проектного значения. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов равен 42,9 %, по проекту – 48,4 %. Текущий КИН составил

0,163 д. ед., при проектном значении – 0,184 д.ед. Фактическая добыча жидкости с начала разработки по месторождению ниже проектного значения на 9,8 % и составляет 4633 тыс.т. Накопленная закачка воды (7377 тыс.м<sup>3</sup>) на 10,6 % ниже проектного показателя (8256 тыс. м<sup>3</sup>) (рис. 8).

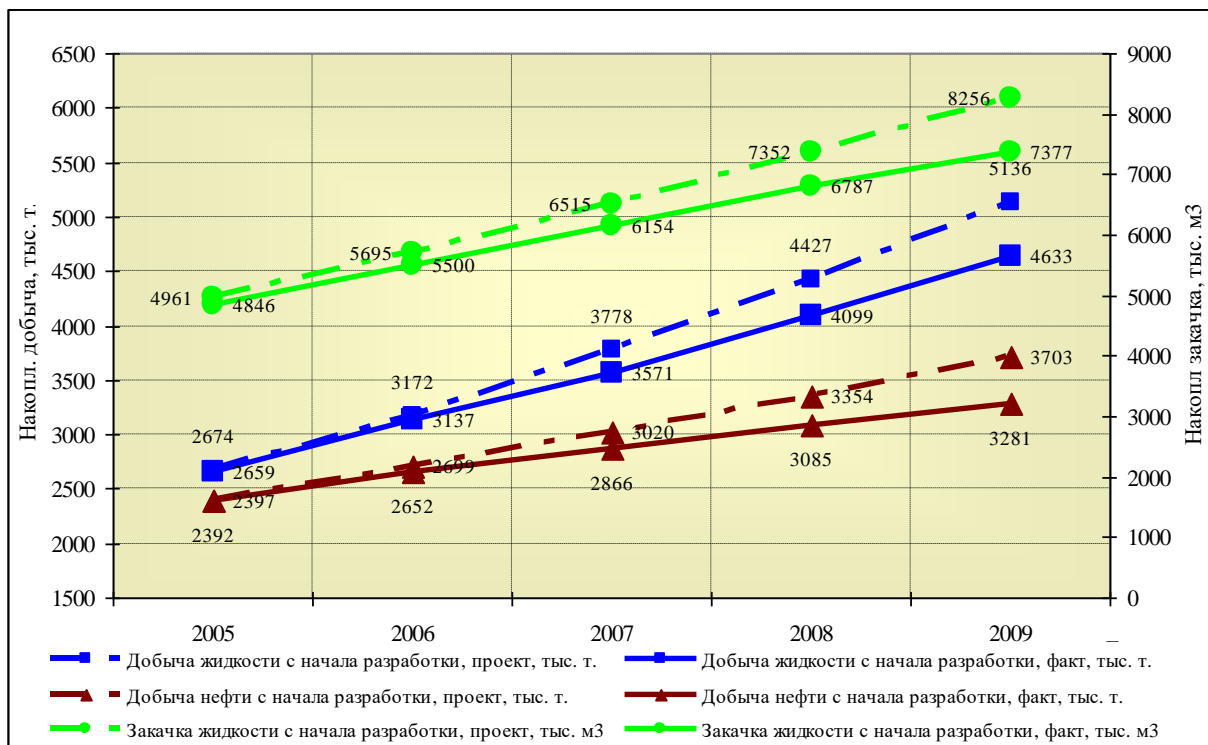


Рисунок 8 – Сопоставление проектных и фактических накопленных показателей разработки Западно-Останинского месторождения

Превышение фактических показателей по добыче нефти наблюдалось с 2001 г. До этого времени с 1996 г. среднее ежегодное отставание составляло 26,0%, что было связано с меньшим, в среднем на 28,0 %, эксплуатационным фондом при дебитах нефти, в целом, соответствующим проектным. Параллельно с ростом годовых отборов нефти происходит уменьшение эксплуатационного фонда. Скважины, выведенные в данный период из эксплуатационного фонда (находятся в категории ожидания ликвидации), характеризуются малыми дебитами и невысокими накопленными отборами нефти; причины их остановки – высокая обводненность, прекращение фонтанирования.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> гидродинамически связан с пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и является основным пластом объекта Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, который содержит 92 % начальных



рекомендуемых извлекаемых запасов месторождения, и характеризует динамику основных показателей разработки как объекта Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, так и месторождения в целом.

В динамике график добычи нефти выглядит многовершинным (рис. 9-10).

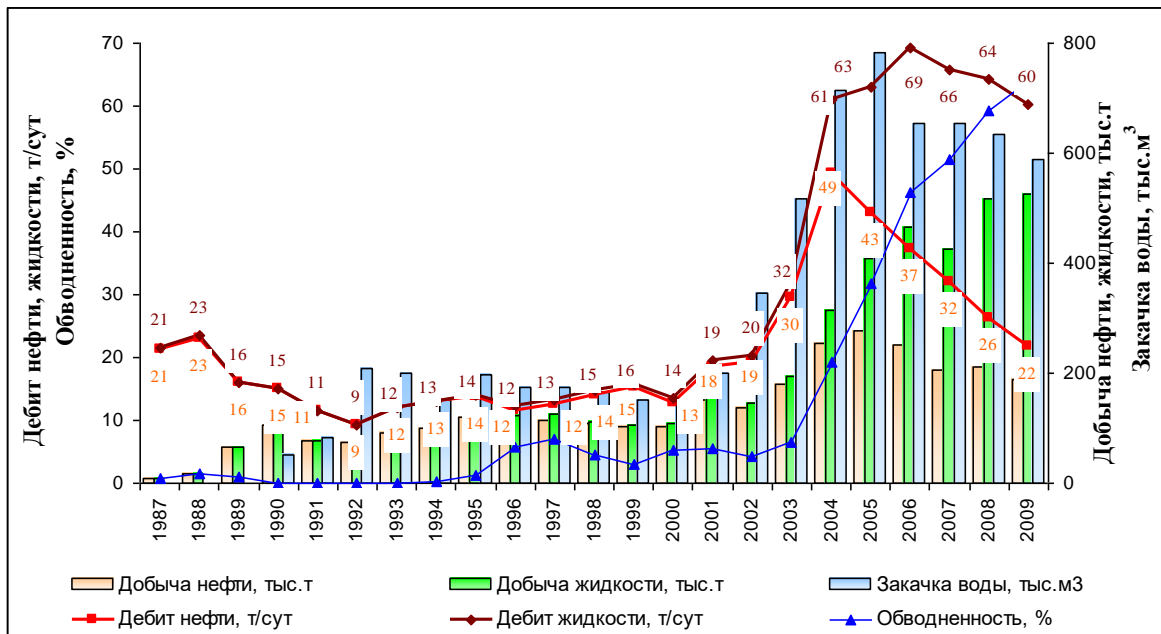


Рисунок 9 - Динамика основных показателей разработки Западно-Останинского месторождения по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>

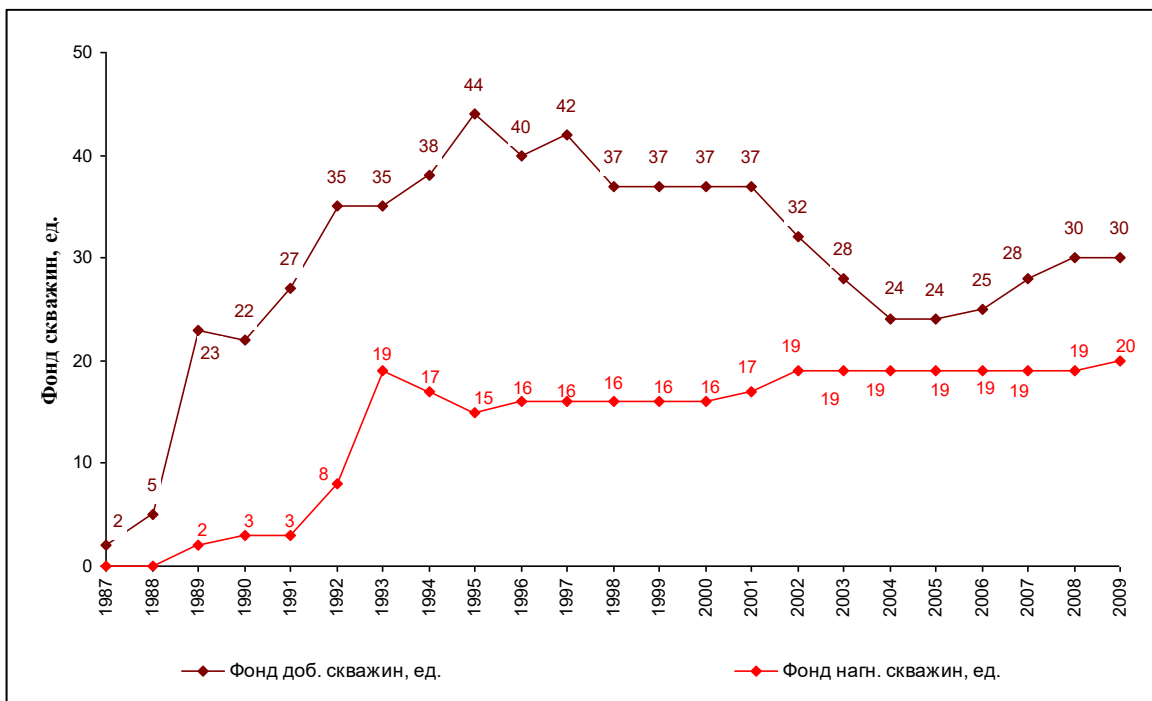


Рисунок 10 – Динамика эксплуатационного фонда скважин объекта Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>  
Западно-Останинского месторождения

Добыча нефти синхронна изменениям добывающего фонда, эта тенденция просматривается до 2000 г. Увеличение добычи нефти после 2000 г., несмотря на уменьшение количества скважин добывающего фонда, обусловлено увеличением дебитов добывающих скважин. Максимальный уровень добычи нефти, жидкости, а также закачки воды приходится на 2005 г., при этом действующий фонд добывающих скважин в 2005 г. в два раза меньше по сравнению с 1996 г., когда действующий фонд был максимальным.

За 2009 г. добыто 196,1 тыс.т нефти, это ниже чем прошлогодний показатель на 10,2% (218,4 тыс.т за 2008 г.), добыча жидкости выросла на 1,3% (527,7 тыс.т за 2008 г.) и достигла значения 534,7 тыс.т. при увеличении среднегодовой обводненности до значения 63,3%.

Снижение дебитов по нефти в 1992 г. до 8,3 т/сут. обусловлено снижением пластового давления на 3,5 МПа в зоне отбора против первоначального 25 МПа. Далее постоянный уровень сохранялся до 2000 г., после чего происходит существенный рост, что можно объяснить эффектом от ГТМ, а также увеличением пластового давления в зоне отбора (с 20,4 МПа в 2002 г. до 24,2 МПа в 2005 г.), что вызвано увеличением темпов закачки рабочего агента.

Существенный рост дебита нефти отмечается в 2004 г., который объясняется широким применением гидравлического разрыва пласта, охватившего 50% эксплуатационного фонда нефтяных скважин. Далее наблюдается плавное падение среднегодового дебита нефти добывающих скважин

Среднегодовой дебит по нефти в 2009 году находится на уровне 22,5 т/сут., по жидкости – 61,3 т/сут., что ниже показателей 2008 года по нефти на 19%, по жидкости - на 6,2%. Добыча нефти, по сравнению с 2008

годом, уменьшилась на 22,3 тыс.т, а добыча жидкости увеличилась на 7 тыс.т.

#### Объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>

Объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> включает в себя два пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> гидродинамически связан с пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и составляет основную часть объекта. Поэтому пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризует динамику основных показателей разработки всего объекта. Объект находится на третьей стадии разработки.

Действующий фонд скважин на 01.01.2010 г. – 38 единиц (21 добывающая и 17 нагнетательных. Плотность сетки 34,7 га/скв.

По объекту Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> сформирована комбинированная система разработки, что не соответствует утвержденной трехрядной системе.

В 2009 г. добыча нефти составила 189,9 тыс. т, добыча жидкости – 526,0 тыс.т., при увеличении обводненности до 63,9%. Среднегодовой дебит нефти составил 21,8 т/сут., по жидкости - 60,3 т/сут.

В целом по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> Западно-Останинского месторождения с начала разработки добыто 3067 тыс.т нефти и 4395 тыс.т жидкости, текущий КИН составляет 0,172.

Средняя приемистость нагнетательных скважин 109,2 м<sup>3</sup>/сут. Закачка рабочего агента за 2009 год составила 590,0 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная закачка – 6795 тыс.м<sup>3</sup>.

Формирование системы ППД начато в 1990 году. На 01.01.2010 г. средневзвешенное пластовое давление по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> составляет 25,1 МПа, что на уровне начального пластового давления 25 МПа.

#### Объект Ю<sub>2</sub><sup>3</sup>.

Объект Ю<sub>2</sub><sup>3</sup> эксплуатируется с 1989 года.

Действующий фонд скважин на 01.01.2010 г. – 3 добывающие. Плотность сетки 55,9 га/скв.

В 2009 г. добыча нефти составила 6,2 тыс.т, добыча жидкости – 8,6 тыс.т., при увеличении обводненности до 28,1%. Среднегодовой дебит нефти составил 6,0 т/сут., по жидкости - 8,3 т/сут.

В целом по объекту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> с начала разработки добыто 201 тыс.т нефти и 223 тыс.т жидкости. Накопленная закачка рабочего агента на 01.01.2009 года составила 393 тыс. м<sup>3</sup> и компенсирует отбор на 127,4%. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 67,0 м<sup>3</sup>/сут. в 2003 г., В последние 6 лет закачка в объект не проводилась.

В течение последнего периода разработки наблюдается значительное падение давления, на 01.01.2010 г. оно составило 189 атм, что вызвано недостаточной компенсацией отбора жидкости закачкой, а в последние годы полным прекращением закачки на этот пласт .

Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Зарезка боковых стволов.

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение боковых стволов. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием как по площади, так и по разрезу.

Перфорация.

Операция, проводимая в скважине при помощи специальных  
стреляющих аппаратов  
(перфораторов) с целью создания в обсадной колонне отверстий, служащих для сообщения между скважиной и пластом-коллектором.

Химические методы воздействия.

Становятся необходимыми мерами, если существует возможность растворения породы или элементов, которые откладываются и ухудшают

проницаемость. К ним можно отнести: соль, железистые отложения и т.д. Самым распространенным способом воздействия с помощью химических веществ считается обработка при помощи кислот.

Анализ эксплуатации нагнетательных скважин.

Система поддержания пластового давления введена в эксплуатацию в 1990 году по площадной девятиточечной системе с расстоянием между скважинами 500 м. В 1992 году было принято решение о преобразовании площадной девятиточечной системы в трехрядную на основном объекте Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и избирательную на объектах Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

На дату анализа объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> разрабатывается с поддержанием пластового давления путем заводнения. Функционирующая система является комбинированной. Наряду с проектной трехрядной схемой реализуется очаговое заводнение. Закачка рабочего агента осуществляется по залежи в скважины, расположенные бессистемно, наряду с закачкой в скважины, расположенные в разрезающих рядах, применяется очаговое и приконтурное заводнение. За весь период разработки для совместной закачки по объектам использовались только 3 скважины. На основной эксплуатационный объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> пришлось 91,4 % от общей закачки, на Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – 5,8 % и на нижний объект разработки – 2,8 %.

За период с 2000 по 2005 гг. наблюдается рост годовой закачки и средней приемистости нагнетательных скважин на Западно-Останинском месторождении, при этом фонд действующих нагнетательных скважин за этот период уменьшается с 14 до 10 единиц. Начиная с 2006 г. отмечается падение приемистости нагнетательных скважин и годовой закачки воды. При этом увеличивается фонд нагнетательных скважин до 15 ед. (рис. 11). Увеличение фонда нагнетательных скважин позволило увеличить охват заводнением по площади, а уменьшение приемистости на скважинах – избежать перекомпенсации.

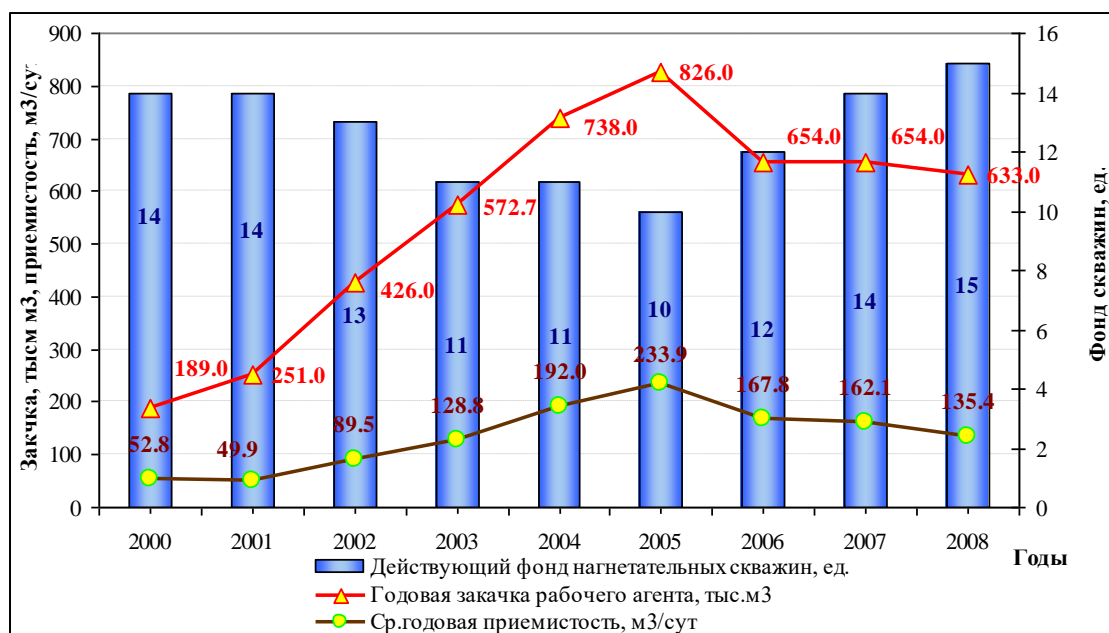


Рисунок 11– Динамика действующего нагнетательного фонда, приемистости и закачки воды Западно-Останинского месторождения  
Анализ забойных давлений.

Месторождение разрабатывается механизированным способом. В таблице 4.29 представлен сравнительный анализ показателей текущего ( $R_{тек}$ ) и расчетного целевого ( $R_{цел}$ ) забойного давления по технологическому режиму на 01.01.2009 г. по скважинам, оборудованным ЭЦН. Средний показатель  $R_{тек}$  по фонду ЭЦН (включая действующий и бездействующий) составил 62,8 атм,  $R_{цел}$ – 46 атм. Таким образом, отклонение усредненного по фонду текущего от среднего целевого забойного давления достигает 26,8 %.

Целевое давление в соответствии с регламентом НК «РН» [48] рассчитывается из условия эффективной работы насоса с газосепаратором и газосодержанием на приеме 35%, что, вообще говоря, соответствует весьма эффективным насосам, до сих пор мало распространенным на промыслах. По паспортным техническим характеристикам большинства выпускаемых и, в основном, эксплуатирующихся на месторождении погружных центробежных насосов допускается наличие свободного газа на приеме насоса не выше 25%. Поэтому, ориентируясь на величину  $R_{цел}$ , следует выбирать  $R_{заб}$  на основе технико-экономического анализа фактической эксплуатации насосного оборудования на месторождении.

Один из важнейших параметров, определяющих режим работы скважины – давление насыщения нефти газом. Сравнительный анализ показывает, что отклонения  $P_{тек}$  от давления насыщения ( $P_{нас} = 103$  атм) наблюдаются как в положительную, до +66%, так и в отрицательную сторону, до -22,9%, составляя в среднем 39,3 %.

Безопасным уровнем снижения  $P_{заб}$  обычно считается 25% от  $P_{нас}$  (по данным ТатНИПИнефть и опыту эксплуатации отечественных месторождений), т.е.  $P_{заб}=0,75 P_{нас}$ [48], что, как правило, рекомендуется ЦКР в проектно-технологических документах на разработку месторождений. Для условий Западно-Останинского месторождения эта величина соответствует, в среднем, 77,3 атм.

Эксплуатационный фонд ЭЦН по состоянию на 1.01.2009 г. составляет 23 скважины. Из них при текущем рабочем забойном давлении, которое равно целевому эксплуатируются 12 скважин (52,2%). При фактическом забойном давлении в диапазоне от 35 до 46 атм эксплуатируются 7 скважин или 30,4%, в диапазоне от 47 до 62,5 атм - 9 скважин или 39,1 %, от 63 до 77 атм – 3 скважины или 13,0 %, от 78 до 127 атм - 4 скважин или 17,4 % (рис. 12).

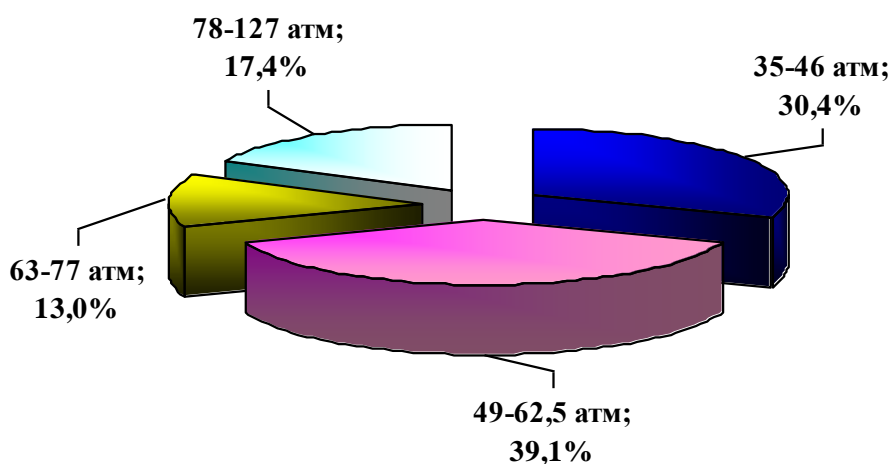


Рисунок 12– Распределение текущего забойного давления относительно фонда скважин

На рисунках 13 и 14 показано распределение КВЧ по скважинам ЭЦН. Видно, что явной зависимости уровня КВЧ от  $P_{заб}$  не наблюдается и интенсивный вынос мехпримесей наблюдается только на отдельных скважинах.

Доля фонда скважин, на которых наблюдается минимальный вынос КВЧ в диапазоне от 0 до 100 мг/л, составляет 71 % от фонда ЭЦН. Видно также, что даже при минимальных забойных давлениях, ниже Рцел, максимальная величина КВЧ не превышает предельных значений, определяемых техническими характеристиками производителей УЭЦН –до 500 мг/л.

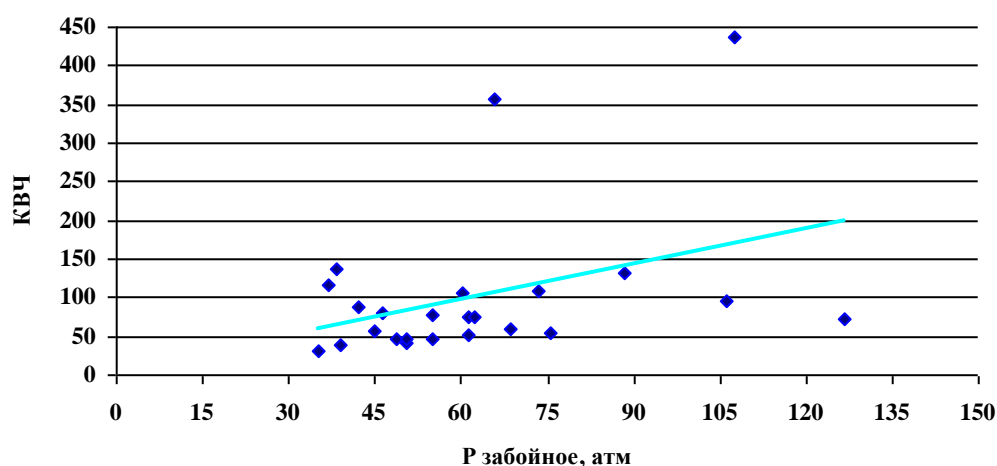


Рисунок 13 – Оценка зависимости КВЧ от Р заб

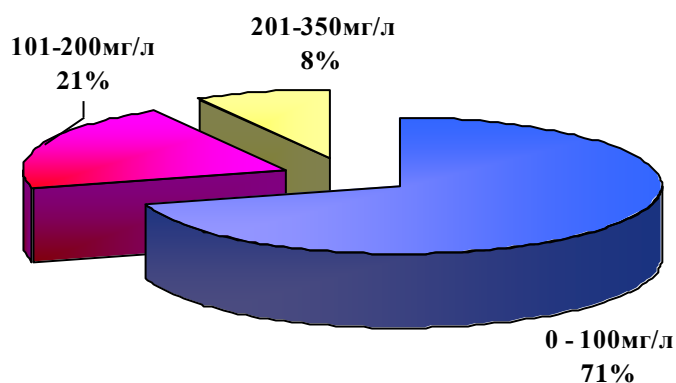


Рисунок 14 – Распределение КВЧ по фонду ЭЦН

### 3.2. Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Кислотная обработка (КО) –скважин один из видов интенсификации добычи скважин, при котором кислота закачивается в пласт под давлением ниже давления разрыва пласта, в целях увеличения проницаемости породы,



либо обработки и очистки от загрязнений призабойной зоны скважины. Улучшение продуктивности скважины достигается за счет растворения кислотным составом породы [48].

В определенных случаях, при кислотной обработке, применяется и колтюбинговое оборудование со специальными насадками на КНБК, увеличивающие качество выполняемых ГТМ. К примеру, для наиболее оптимального покрытия всего продуктивного интервала скважины мощностью карбонатов более 40 м, лучше провести СКО с ГНКТ прокачивая кислотный раствор через специальную насадку, создающую на забое сильные пульсирующие удары на пласт, чем достигается более глубокое проникновение кислоты в породу, а также снижается риск «поглощения» всей кислоты высокопроницаемым интервалом. В данном случае значительную роль в технологии обработки, будут играть возможность расхаживания гибкой трубой по всему перфорированному интервалу (Вверх-вниз) и эффект пульсирующих ударов, снижающий дельту проницаемости интервалов.

На промыслах применяют следующие кислотные обработки:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- кислотные обработки под давлением;
- термокислотные и термогазохимические обработки;
- пенокислотные и термопено-кислотные обработки;
- гидроимпульсные кислотные обработки;
- кислотоструйные обработки;
- обработки глинокислотой;
- углекислотные обработки;
- обработки сульфаминовой кислотой и др.

Кислотные ванны – наиболее простые кислотные обработки и предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты

и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках.

Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплен обсадной колонной, т. е. в скважинах с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15-20%. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12%. Объем раствора для установки кислотной ванны определяют исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала от подошвы до кровли [48].

Цементная корка снимается проработкой открытого ствола в интервале обработки с помощью расширителя, механического или гидромониторного скребка. Если стенки скважины не требуют очистки, то забойная пробка удаляется обычной промывкой. При подготовке скважины определяют также статический уровень и величины пластового давления.

Необходимое условие установления кислотной ванны – присутствие раствора кислоты в интервале обработки, для чего разработаны определенные технологические приемы закачивания и продавливания раствора кислоты в скважину.

В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, для обратной промывки в затрубное пространство закачивают нефть. Жидкость, из НКТ принимается в емкость и замеряется. Объем этой жидкости сравнивается с объемом продавочной жидкости, использованной во время установления ванны. Количество выдавленного из скважины отработанного раствора кислоты сравнивают с количеством закачанного в скважину раствора кислоты.

Вводонагнетательных скважинах в качестве продавочной и промывочной жидкости используют воду.

При установлении кислотной ванны в скважинах газовых и газоконденсатных месторождений отработанный раствор кислоты и продукты реакции удаляют газовым потоком путем открытия задвижки на устье скважины.

Термохимическое воздействие (ТХВ) – воздействие на забой и призабойную зону пласта горячей кислотой, получаемой за счет выделения тепла при реакции между кислотой и магнием.

Термокислотные обработки предназначаются для растворения парафиновых и асфальто-смолистых отложений, для образования каналов растворения в доломитах, для интенсивного растворения загрязняющих материалов в скважинах после окончания бурения, для очистки фильтра водонагнетательных скважин от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте и др.

Термогазохимическое воздействие - сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в создании высокого кратковременного давления в результате горения порохового заряда в жидкой среде. Под действием давления пороховых газов скважинная жидкость задавливается в пласт, расширяя естественные и создавая новые трещины [48].

Гидроимпульсные кислотные обработки служат для создания гидравлических импульсов (гидроимпульсов) в призабойной зоне пласта заключается в периодическом закачивании в скважину через НКТ жидкости под большим давлением и быстром «сбрасывании» давления через затрубное пространство (разрядка скважины). Величина создаваемого давления не должна превышать допустимой его величины для данной обсадной колонны.

Наиболее эффективна глинокислота, состоящая из 8%-и соляной кислоты и 4%-й плавиковой кислоты. Для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала не следует применять плавиковую кислоту концентрацией менее 3%. Для песчаников с большим содержанием глини максимальные концентрации соляной кислоты – 10%, плавиковой кислоты – 5%. Глинокислоту рекомендуют готовить путем растворения в соляной кислоте технического бифторид-фторид аммония.

Серийные кислотные обработки – это многократное воздействие раствором кислоты на продуктивный пласт или его отдельный интервал –

применяют в тех случаях, когда однократное воздействие раствора кислоты на продуктивный пласт недостаточно эффективно.

Время повторения кислотных обработок определяют исходя из времени, необходимого для очистки забоя и извлечения отработанного раствора кислоты. Серийно можно проводить любые виды рассмотренных выше кислотных обработок.

Технология обработки скважин серной кислотой в основном такая же, что и технология соляно кислотных обработок. Главная особенность технологии заключается в том, чтобы не допустить контакта серной кислоты с водой в наземном оборудовании, НКТ и эксплуатационной колонне. Углекислотные обработки применяют в скважинах, породы продуктивных пластов которых содержат карбонаты кальция и магния, а также в скважинах сасфальто-смолистыми отложениями.

Углекислотные обработки применяют как в нефтяных добывающих, так и в водонагнетательных скважинах. Подготовка скважины к обработке заключается в промывке забоя, определении коэффициента продуктивности, уточнении содержания воды и др. В водо нагнетательной скважине определяют приемистость и строят профиль приемистости [48].

### **Химические реагенты и материалы, используемые при проведении работ.**

Ингибиторы добавляют в кислотные растворы для предотвращения преждевременного коррозионного износа контактирующих с раствором (в процессе транспортировки, хранения и закачки) оборудования и труб: обсадной колонны, насосно-компрессорных труб, забойных фильтров, емкостей хранения, цистерн, насосных агрегатов, коммуникационных линий, запорной арматуры и т. д.

Основные требования к ингибиторам коррозии, добавляемым в рабочий раствор при СКО:

– снижение скорости коррозии в 25-100 раз при невысоких концентрациях;

- невысокая стоимость товарного ингибитора;
- хорошая растворимость в рабочем растворе;
- отсутствие влияния на подвижность раствора;
- отсутствие эффекта высаливания, т. е. не выпадение в осадок при снижении кислотности раствора;
- ингибитор не должен образовывать осадков с продуктами реакции основного процесса, т. е. с  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$  и др.

Реагент БА-6 (ТУ 6-02-7-6-73) - продукт конденсации бензиламина с уротропином, представляет собой вязкую жидкость светло-коричневого цвета со слабым аминным запахом и плотностью  $1,058 \text{ г/см}^3$ , вязкостью при  $20^\circ\text{C}$  около  $65 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , с молекулярной массой 250-260. Хорошо растворим в неорганических кислотах: соляной, серной, фосфорной - и в органических растворителях: эфире, ацетоне, этиловом спирте, этилацетате и диоксане. Нерастворим в воде. Степень ингибирующего действия в  $4\text{NHCl}$  при концентрации ингибитора  $1 \text{ г/л}$  при температуре  $100^\circ\text{C}$  составляет около 98 %. Стабилен во времени и не коагулирует в присутствии солей трехвалентного железа. Нетоксичен.

Реагент В-2 - обладает высокими защитными свойствами: при концентрации 0,25% снижает скорость коррозии стали марок Ст. 3 и стали 20 в технической соляной кислоте до  $0,15 \text{ г/(ч}\cdot\text{м}^2)$ . Коэффициент торможения коррозии при  $20^\circ\text{C}$  - 260. Дозировка 2-10 г/л. Применяется до температуры  $100^\circ\text{C}$  и концентрации  $\text{HCl}$  до 36 %. Поставляется в составе ингибированной кислоты по ТУ 6-01-714-77 [48].

Реагент И-1-А (ТУ 38103246-74) – сложная композиция полиалкилпиридинов, получаемых конденсацией паральдегида с аммиаком на базе отходов производства синтетического каучука. Вязкая темно-коричневая жидкость с характерным запахом пиридинов с плотностью  $1,01-1,03 \text{ г/см}^3$  и вязкостью при  $20^\circ\text{C}$  около  $560 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Температура застывания минус  $5^\circ\text{C}$ , вспышки  $114^\circ\text{C}$ , самовоспламенения  $375^\circ\text{C}$ . Хорошо растворим в органических растворителях: спиртах, ацетоне, кетонах; в сильных минеральных кислотах

(соляной, серной и др.) частично в нефти, плохо – в бензине; нерастворим в воде. Реагент относится к малотоксичным продуктам без канцерогенного действия.

Защитное действие реагента И-1-А по отношению к углеродистой стали при добавлении его в 15 %-ный раствор HCl при температуре 50°C составляет 99%, а в условиях сероводородной коррозии – 97-100%. Скорость коррозии в ингибированном реагентом И-1-А 20 %-ном растворе HCl не превышает 0,1 г/(ч·м<sup>2</sup>) [48].

Реагент эффективен при повышенных температурах (около 80-90°C). Для использования при еще более высоких температурах (до 130°C) к реагенту добавляют йодистый калий KI. Рекомендуемая концентрация при обычной и повышенной температурах составляет соответственно 0,1 и 0,4 н%. При еще более высоких температурах (до 130°C) – 0,4 % с добавкой 0,01 % йодистого калия.

Реагент И-1-В (ТУ 103238-74) – смесь модифицированных полиакрилпиридинов, вязкая темно-коричневая жидкость с плотностью 1,25-1,35 г/см<sup>3</sup> и вязкостью при 20°C 800-1200 мПа·с. Температура вспышки 173°C, самовоспламенения 483°C. Хорошо растворим в воде, спирте, соляной, серной и других сильных кислотах разлагается в течение 24 ч.

## **4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **4.1 Требования к скважинам кандидатам**

Соляно-кислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения солянокислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- проницаемость вскрытых пластов – 300 – 600 мдарси и выше;
- приемистость скважины более 500 м /сутки и со временем снижения до 100 м /сут. и ниже;
- скважина должна изливаться;
- устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

### **4.2 Технология расстановки оборудования при проведении соляно-кислотной обработки пласта**

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время [43].

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м<sup>3</sup> или УР-20 емкостью 17 м<sup>3</sup>. Для перевозки концентрированных не ингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м<sup>3</sup>, которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м<sup>3</sup>/ч и напора от 8 до 30 м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси – «Азинмаш-30А» (рис. 12), с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью 2,7 м<sup>3</sup> и 5,3 м<sup>3</sup>, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м<sup>3</sup> каждый. Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,0 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин<sup>-1</sup>).



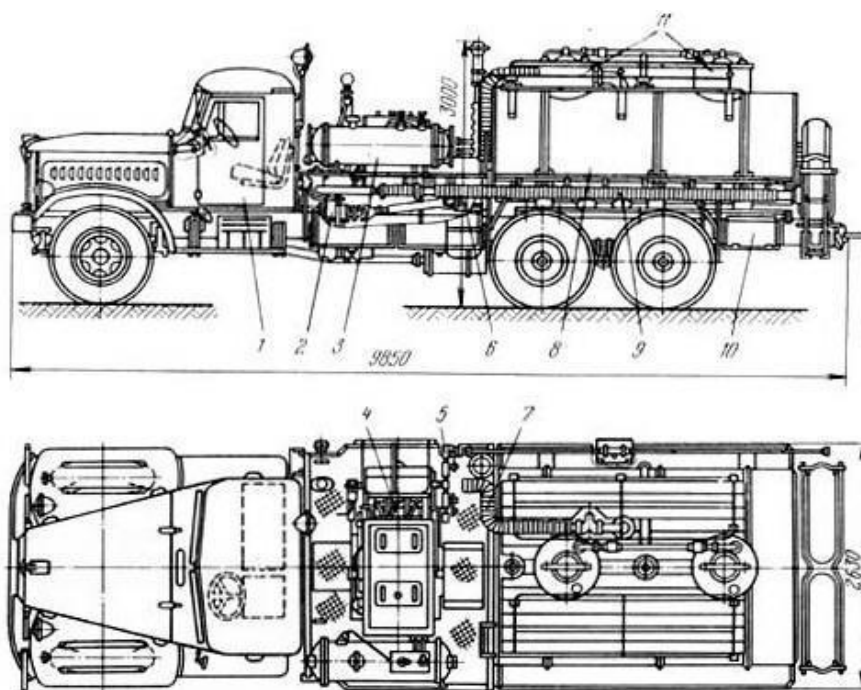


Рисунок 15 – Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш - 30А [43]:

1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента; 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор; 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты; 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Наряду с этим основным агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементируемые агрегаты ЦА320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700 .

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3-0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках или в ваннах показана на рисунке 16.

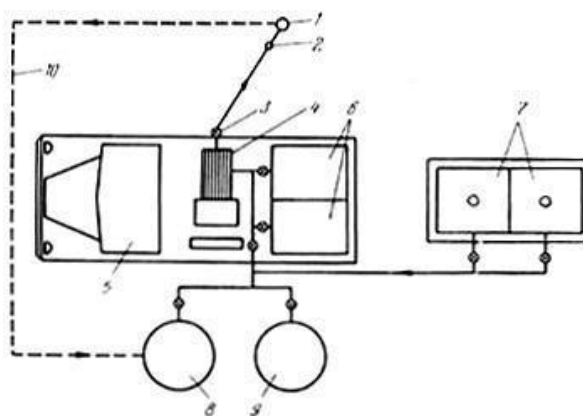


Рисунок 16 – Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок [43]:

1 – устье скважины; 2 – обратный клапан; 3 – задвижка высокого давления; 4 – насос 4НК-500; 5 – агрегат Азинмаш 30А; 6 – емкость для кислоты на агрегате; 7 – емкость для кислоты на прицепе; 8 – емкость для продавочной жидкости; 9 – емкость для кислоты; 10 – линия для обратной циркуляции

Силовой насос агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать ее из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементировочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата «Азинмаш 30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие [43].

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта [6]. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно

работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъемными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Оборудование.

Установка УНЦ1-160-500К имеет цистерну объемом 6м<sup>3</sup> с гуммированными внутренними стенками, разделенную на два равных отсека. Вместимость цистерны на агрегате АКПП-500 3м<sup>3</sup>. Помимо этого агрегат АКПП-500 комплектуется кислотовозом КП-65 с цистерной объемом 6,5м<sup>3</sup> для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты (концентрацией 8-21%) и подачи ее на прием насосной установки или в другие емкости. Для перевозки кислоты предназначены также двухсекционные цистерны на автоприцепе ЦПК-6 объемом 6м<sup>3</sup>.

Для обвязки насосных установок между собой и с устьем скважины используются блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С. Они смонтированы на шасси автомобиля и состоят из напорного и приемораздаточного коллекторов.

#### **4.3 Результаты проведения соляно-кислотной обработки (СКО)**

Химические методы воздействия на призабойную зону применялись в 6 скважинах. Технологический эффект получен только в результате соляно-кислотной обработки скважины 24 в октябре 2008 г. (рис. 17).

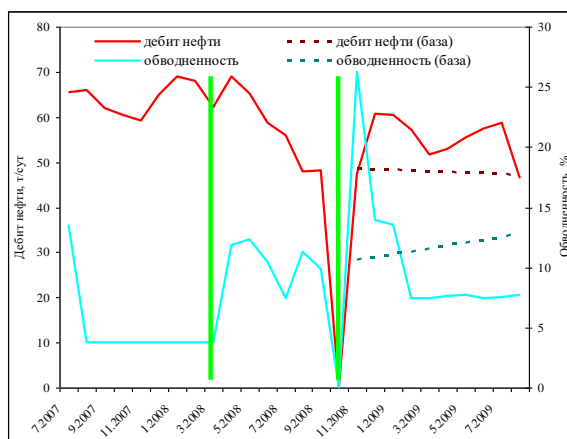


Рисунок 17 – Динамика показателей работы скважины 24 (ОПЗ 04.2008 г., СКО 10.2008 г.)

В результате СКО дебит жидкости увеличился на 12,3 т/сут, что, несмотря на рост обводненности на 8,4 %, привело к росту дебита нефти на 6 т/сут. Дополнительно добыто 600 т нефти, однако продолжительность эффекта составила только 4 месяца [48].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-  
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7Г1	Макарову Артёму Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень обра- зования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 20 %.

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. SWOT-анализ.
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	Формирование плана и графика разработки: - анализ конкурентных технических решений;; - SWOT-анализ; - определение трудоемкости работ; - определение структуры работ; - разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - расчёт материальных затрат; - расчёт затрат на оборудование; - расчёт заработной платы; - страховые отчисления; - накладные расходы; - формирование бюджета.
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	- расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности; - сравнительная оценка характеристик исполнения проекта.
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT (табл.)

- |   |
|---|
| 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i><br>4. <i>График проведения и бюджет НИ</i><br>5. <i>Оценка ресурсной финансовой и экономической эффективности НИ</i> |
|---|

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	д-р экон. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Макаров Артём Александрович		

## **5.ФИНАНСОВЫЙ**

## **МЕНЕДЖМЕНТ,**

### **РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ ИРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В настоящее время основной задачей обработок ПЗ скважины кислотными составами является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт [1].

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности соляно-кислотной обработки скважины №446 куста №2, пласт Ю<sub>1</sub>.

Данные для расчёта приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчётаресурсоэффективности (цены актуальны на январь 2022 г.) [47]

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счет проведения обработки Q <sub>доп</sub> , тонн	4050
Себестоимость добычи нефти, руб/т	22379,3
Товарная цена на нефть, руб/т	38567,3
Ставка налога на прибыль, %	20
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	51
Налог на недра, %	18
Налог на экспорт, %	5

### **5.1 Затраты на проведение мероприятия**

Объемы химических реагентов, необходимых для приготовления соляно-кислотных растворов подсчитаны в разделе 4.

Их стоимости приведем в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета затрат на материалы (цены актуальны на январь 2022 г.) [47]

Материал	Объем, м <sup>3</sup>	Стоимость 1 м <sup>3</sup> ,руб
Соляная кислота	7,68	12000

Плавиковая кислота	0,128	15760
Уксусная кислота	0,144	5700
Ингибиторы коррозии, Уникол-2	0,139	150000
ВаСl <sub>2</sub> (против выпадения гипса)	0,00827	2300

Продолжение таблицы 4

Материал	Объем, м <sup>3</sup>	Стоимость 1 м <sup>3</sup> ,руб
Реагент ПБ-10	0,00008	20560
СаСl <sub>2</sub> для изоляции зумпфа	0,12	78000
ПАВ	0,25	590000
Объем воды (техническая вода)	15,06	3600

1. Затраты на материалы определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = \sum V_i \cdot C_i, \text{ руб.} \quad (1)$$

где  $V_i$  – объем  $i$ -го материала, м<sup>3</sup>;

$C_i$  – стоимость 1 м<sup>3</sup>  $i$ -го материала, руб/м<sup>3</sup>.

$$Z_{\text{мат}} = 7,68 \cdot 12000 + 0,128 \cdot 15760 + 0,144 \cdot 5700 + 0,139 \cdot 150000 + 0,00827 \cdot 2300 + 0,00008 \cdot 20560 + 0,12 \cdot 78000 + 0,5 \cdot 590000 + 0,375 \cdot 478000 + 15,06 \cdot 3600 = 306094,82 \text{ (руб.)}$$

2. Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех.}} = \sum (T_{\text{исп.м}} \cdot C_{\text{с.т.м}}), \text{ руб.} \quad (2)$$

Где  $T_{\text{исп.м}}$  – время использования  $m$ -ой спецтехники, час;

$C_{\text{с.т.м}}$  – стоимость одного часа работы  $m$ -ой специальной техники, руб/час.

Время работы и стоимость одного часа работы специальной техники приведены в таблице 5.

$$Z_{\text{спец.тех.}} = 35 \cdot 295 + 35 \cdot 295 + 6 \cdot 260 + 4 \cdot 254 + 5 \cdot 238 = 24416,0 \text{ (руб.)}$$

Таблица 5 – Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Насос TWS-250	35	295
Насос TWS-500	35	295
ЦА-320, 2шт	6	260
Азинмаш-30	4	254
Водовоз	5	238



3. Затраты на выплату зарплаты рабочим определяются по формуле (3):

$$Z_{зп} = \sum c_{ri} \cdot t \cdot k_{пр} \cdot k_{рк} \cdot k_{соц.от}, \text{руб.} \quad (3)$$

где  $c_{ri}$  – часовая тарифная ставка  $i$ -го рабочего  $n$ -го разряда;

$t$  – норма времени, час;

$k_{пр}$  – размер премии, д.ед.;

$k_{рк}$  – районный коэффициент, д.ед.;

$k_{соц.от}$  – социальные отчисления, д.ед..

Данные для расчета затрат на выплату зарплаты рабочим приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета затрат бригады капитальных ремонтных скважин (КРС)

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Норма времени, час	Премия, %	Районный коэффициент, %
Мастер (1 чел.)	1	45,3	40	80	1,15
Бурильщик (1 чел.)	1	37,1			
Помощник бурильщика (4 чел.)	4	24,3			
Рабочие (10 чел.)	10	19,5			

$$Z_{зп} = (45,3 + 37,1 + 24,3 \cdot 4 + 19,5 \cdot 10) \cdot 40 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 31016,88 \text{ (руб.)}$$

4. Единовременные затраты на КРС определяются по формуле:

$$Z_{крс} = Z_{зп} + Z_{мат} + Z_{спец.тех.}, \text{руб.} \quad (4)$$

где  $Z_{зп}$  – затраты на выплату зарплаты рабочим, руб.;

$Z_{мат}$  – затраты на материалы, руб.;

$Z_{спец.тех.}$  – затраты на использование спецтехники, руб.

$$Z_{крс} = 31016,88 + 306094,82 + 24416,0 = 361\,527,7 \text{ (руб.)}$$

5. Затраты на добычу дополнительной нефти определяются по формуле:

$$Z_3 = Q_{доп} \cdot Z_{уп}, \text{руб.} \quad (5)$$

где  $Z_{уп}$  – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т (51% от себестоимости добычи нефти);

$$Z_3 = 4050 \cdot (0,51 \cdot 22379,3) = 46224444,15 \text{ (руб.)}$$

6. Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{крс} + Z_э, \text{ руб.} \quad (6)$$

где  $Z_{крс}$  – единовременные затраты на КРС, руб.;

$Z_э$  – затраты на добычу дополнительной нефти, руб.

$$Z_T = 361\,527,7 + 46224444,15 = 46585971,85 \text{ (руб.)}$$

## 5.2 Расчет выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлен получением дополнительной добычи нефти в результате увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, поэтому выручка от реализации продукции (В) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти (7):

$$B = (Ц \cdot Q_{доп}), \text{ руб.} \quad (7)$$

где  $Q_{доп}$  – дополнительная добыча нефти, т;

Ц – цена реализации одной тонны нефти, руб.

$$B = 4050 \cdot 38567,3 = 156\,197\,565,0 \text{ (руб.)}$$

## 5.3 Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом (8):

$$ЧП = B - R - Э - N - Z_{сп}, \text{ руб.} \quad (8)$$

где ЧП – чистая прибыль предприятия;

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

R – налог на недра (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (5,0% от выручки);

N – налог на прибыль (28% от расчетной прибыли);

$Z_{сп}$  – фактические затраты предприятия, связанные с проведением мероприятия,  $Z_{сп} = Z_T = 46\,585\,971,85$  руб.

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле (9):

$$\text{Пр} = \text{В} - \text{R} - \text{Э}, \text{руб. (9)}$$

$\text{Пр} = 156\,197\,565,0 - 0,18 \cdot 156\,197\,565,0 - 0,05 \cdot 156\,197\,565,0 = 120\,272\,125,05$   
(руб.);

$\text{ЧП} = 120\,272\,125,05 - 0,28 \cdot 120\,272\,125,05 - 46\,585\,971,85 = 40\,009\,958,186$   
(руб.).

Результаты расчёта экономической эффективности приведем в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	4050
Затраты на проведение мероприятия, тыс.руб.	46 585, 97
Выручка от реализации, В, тыс.руб.	156 197,57
Прибыль от мероприятия, тыс.руб.	120 272,13
Чистая прибыль от мероприятия, тыс.руб.	40 009, 96

Кроме этого, применение этого метода приводит к сбережению затрат, связанных с ремонтом трубопровода и оборудованием сепаратора из-за наличия воды в продукции и также наиболее рациональному использованию энергии для добычи нефти и газа восстановлением ёмкостно-фильтрационных свойств пород на призабойной зоне скважин. Поэтому проект проведения соляно-кислотной обработки скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим.

Таким образом, за счет использования соляно-кислотной обработки скважины №446 куста №2, пласт Ю<sub>1</sub> получено 4050 тонн дополнительной нефти. При этом чистая прибыль составит 40 009, 96 тыс. руб.

В результате данного расчета можно отметить, что применение данного мероприятия на скважине №446 куста №2 месторождения Западно-Останинское (пласт Ю<sub>1</sub>) приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение соляно-кислотной обработки для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г1		Макаров Артём Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Тема ВКР:

**Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок в процессе эксплуатации скважин на Западно-Останинское нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)**

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

<b>Введение</b>	<p>Объект исследования скважины Западно-Останинского нефтяного месторождения, расположенное в Парабельском районе Томской области.</p> <p>Область применения нефтяные и нагнетательные скважины, эксплуатирующие карбонатные и трещиннопоровые пласты любой толщины.</p> <p>Рабочая зона: <u>производственное помещение.</u></p> <p>Поднятие представляет собой линейно вытянутую антиклинальную складку северо-западного простирания размером 9х4 км (по стратозигогипсе – 2440 м) и амплитудой 100 м.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны насосные установки УНЦ-160-500К (АзИНМАШ-30А) и АКПП-500, оснащенные трехплунжерным насосом 5НК-500 с приводом от тягового двигателя автомобиля, для обвязки насосных установок между собой и с устьем скважины используются блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обработка призабойной зоны, очистка фильтра и ПЗС от образований.</p>
-----------------	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ФН и ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» от 15 декабря 2020 года N 534</li> <li>– Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. с изменениями на 16 апреля 2022 года) «О пожарной</li> </ul>
--	--

	<p>безопасности» (21 декабря 1994 г.);</p> <p>– ТК РФ</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</li> <li>– токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– микроклимат;</li> <li>– психофизические факторы – эмоциональная нагрузка.</li> </ul> <p>– Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины, механизмы;</li> <li>– электробезопасность (удар электрическим током, короткое замыкание, статическое электричество).</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов нефтепродуктами, химическими реагентами, продуктами жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу: основными вредными веществами, которые выделяются в атмосферу являются отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар, тампонажные и буферные жидкости; различные масла, дизельное топливо, нефть</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: природные и социальные катастрофы, взрывы и пожары.</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>пожар в следствии взрыва</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Макаров Артём Александрович		

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Для проведения обработки призабойной зоны пласта кислотным раствором на нефтегазоконденсатном Западно-Останинском месторождении, используются определенные агрегаты и материалы.

Во время обработки, производятся работы при высоких давлениях, с различными химическими веществами, приводящие к ухудшению состояния призабойной зоны, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них [17].

Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека [17].

### **6.1 Производственная безопасность**

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные вредные факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ (системы стандартов безопасности труда, табл.8)):

- к вредным факторам относятся: возникновения токсических веществ в рабочей зоне; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; повышенный уровень шума на рабочем месте; тяжесть и напряженность физического труда;
- к опасным факторам относятся: поражение электрическим током; взрывопожарная опасность.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фтористой, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе.

Таблица 8 – Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения [10]

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок 2. Обслуживание фонда скважин 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами 4. Работа с электроустановками и трансформаторами	1.Повышенный уровень шума и вибрации 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 3.Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны	1.Механическая опасность 2.Электро-безопасность	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.003-СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 ГОСТ12.1.005-88 СНиП 23-05-95 ГОСТ 12.2.003-91 [14] ГОСТ12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 [13] ППБ 01-03 ГОСТ 12.4.026-76

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (табл. 9)[25].

Таблица 9– Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ [10]

Показатели	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота оксиды	5,0	2
Бензол	5,0	2
Керосин	300,0	4
Толуол	50,0	3
Кислота уксусная	5,0	3
Фенол	0,3	2
Оксид углерода	20,0	4

В соответствии со стандартными нормами СН 245-7 и ГОСТ 12.1.007-76 БТ по степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса опасности:

- первый класс: чрезвычайно опасные с ПДК < 0,1 мг/м<sup>3</sup> (свинец, ртуть – 0,001 мг/м<sup>3</sup>);
- второй класс: высокоопасные с ПДК = 0,1 – 1 мг/м<sup>3</sup> (хлор – 0,1 мг/м<sup>3</sup>; серная кислота – 1 мг/м<sup>3</sup>);

– третий класс: умеренно опасные с ПДК = 1,1 – 10 мг/м<sup>3</sup> (спирт метиловый – 5 мг/м<sup>3</sup>; дихлорэтан – 10 мг/м<sup>3</sup>));

– четвертый класс: малоопасные с ПДК > 10 мг/м<sup>3</sup> (например, аммиак – 20 мг/м<sup>3</sup>; ацетон – 200 мг/м<sup>3</sup>; бензин, керосин – 300 мг/м<sup>3</sup>; спирт этиловый 1000 мг/м<sup>3</sup>).

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются такие концентрации, которые во время работы и перерывов не вызывают у работников заболеваний или отклонений в состоянии здоровья как в период работы, так и в дальнейшей жизни настоящего и последующего поколений.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (фтористой, соляной кислоты и т.д.) должен быть: запас чистой пресной воды; аварийный запас спецобуви, спецодежды и других средств индивидуальной защиты; нейтрализующие компоненты для раствора (известь, мел, хлорамин).

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации.

После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками [25].

Микроклимат характеризуется:

- температурой воздуха;
- относительной влажностью воздуха;
- скоростью движения воздуха;
- интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей.



Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Климатические особенности месторождения [10]

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22 – 27	65 – 68	10 – 20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 – 32	87 – 89	30 – 60

Шум возникает, когда работают насосы, отрицательно сказывается на работе человека тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, которые отрицательно отражаются на основной работе человека; повысит рабочую нагрузку [12].

Шум как внешний фактор угнетает иммунные реакции организма, снижает защитные функции последнего. Это видно на примере значительно высокой заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями (на 20-50% выше, чем обычно).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80 дБ.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты. Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция). Средства

индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши [22].

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (1300-1400) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска [22].

Электрический ток является одним из выявленных опасных факторов поражения, потому что напряжение считается безопасным при  $U < 42$  В, а вычислительная техника питается от сети 220 В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20-100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ Р 12.1.009-2009].

Виды электрических травм: электрический ожог, механические повреждения, металлизация кожи, электрические знаки. Электрические травмы, выглядящие в виде ожогов, представляют особую опасность.

Электрический ожог возникает на том месте тела человека, в котором контакт происходит с токоведущей частью электроустановки. Электрический ожог сопровождаются кровотечениями, омертвением отдельных участков тела. Лечатся они намного труднее и медленнее обычных термических [16].

Механическое повреждение может разорвать нервные ткани, кровеносные сосуды, а также приводить к вывихам суставов и даже переломам костей. Такие повреждения могут возникнуть в результате сокращений мышц под действием тока, проходящего через тело человека.

Иногда электрические знаки выглядят в виде мозолей, бородавок, ушибов, царапин, также они представляют собой серые или бледно-желтые пятна круглоовальной формы с углублением в центре [30].

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные средства (изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, предупредительная сигнализация и блокировка, знаки безопасности и предупреждающих плакатов, защитное заземление, зануление, защитное отключение) и индивидуальные (изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, инструменты с изолированными рукоятками).

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработке ПЗП используется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключена возможность воспламенения оборудования (цистерн, авто-транспортных средств и т.д.) [32].

Образование огневых шаров является одной из особенностей пожара на промысле (горение паровоздушных смесей углеводородов). Время образования огневых шаров колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, которые воздействуют на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: взрыв; осколки; электрический ток; движущиеся части разрушившихся аппаратов.

На взрывопожароопасных объектах план ликвидации возможных аварий (ВПЛА) должен быть разработан руководством предприятия. ВПЛА с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по исключению загораний или взрывов, предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером

предприятия. Емкости располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее одного метра между собой и другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач [30].

## **6.2 Экологическая безопасность**

Источники воздействия на гидросферу, литосферу, биосферу и атмосферу. Одним из главных вопросов охраны окружающей среды при выборе технических решений является наличие экологических ограничений хозяйственной деятельности [10, 17].

Предприятие на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления.

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (изменение, замутнение цвета, запаха, вкуса). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностных водотоках возможна по поверхности земли только при разрушении обвалок площадок, а также аварий на трубопроводах.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным» [18].

Оценка воздействия на окружающую среду. В результате работ по мониторингу отмечается, что уровень загрязнения атмосферного воздуха объектами с повышенной техногенной нагрузкой находится на низком уровне. В связи с этим, основное внимание при прогнозе уделяется водным объектам и почве.

Мероприятия, обеспечивающие выполнение нормативных документов по охране окружающей среды при проведении обработки ПЗП.

Одним из способов снижения экологического ущерба при капитальном ремонте скважин может служить технология ремонта в герметизированном варианте. Технологические ремонтные операции можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других материалов на почву.

В процессе текущих и капитальных ремонтов необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбуривании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Во-первых, в индивидуальном порядке в системе ППД для обработки призабойных зон ближайших нагнетательных скважин.

Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому снижению приемистости поглощающей скважины.

Основными мероприятиями по охране окружающей среды

являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоз-воздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области [10].

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее[20]:

- перечень возможных аварий на объекте;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания средств индивидуальной защиты, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газо-воздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников [22].

Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения. Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы

предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.

- обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.
- общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

В настоящее время в нефтегазодобывающих управлениях укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

#### **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работы на предприятии**

Работы по ремонту и обслуживанию мобильной компрессорной установки и газоконденсатных скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом – особой формой осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников (ТК РФ), когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом, в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации[27].

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



Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно.

Работы на газовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения[45].

Для защиты персонала выполняются следующие правила[48]:

- обучается персонал технике безопасности при проведении работ и действию в чрезвычайных ситуациях;

- персонал обеспечивается средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- используемое оборудование систематически проверяется на пригодность и вовремя ремонтируется;
- для защиты окружающей среды предприятие обеспечивается средствами защиты окружающей среды: ловушками нефти, газоуловителями, устройствами для сбора нефти, оборудованием для тушения пожара и прочим.

Соляно-кислотная обработка требует строгих соблюдения правил и дисциплины. В целях безопасности экологии и человеческой жизни, нужно подходить со строгим пониманием того что данные работы оператора добычи имеют пожаро- и взрывопожароопасные риски. Необходимо уделять большое внимание технологическим процессам, так как наблюдение технологии по добычи нефти и соляно-кислотной обработке могут привести к серьезным авариям и вред окружающей среде. Необходимо помнить о рисках при химических/нефтяных разливах и не допускать их при проведении технологических процессов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Западно-Останинском месторождении применялись методы воздействия на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока кислотной обработки, гидравлическим разрывом пласта, зарезкой боковых стволов, перфорацией. В выпускной квалификационной работе было рассмотрено применение соляно-кислотной обработки для повышения эффективности работы скважины на Западно-Останинском месторождении [25].

В целом, проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи показали высокую эффективность. Наиболее эффективным методом воздействия является ГРП, средний удельный технологический эффект от применения которого составил 40,0 тыс. т на скважину.

Несколько ниже эффективность уплотняющей перфорации – 5,9 тыс. т на скважину и зарезки вторых стволов – 2,6 тыс. т на скважину. Опыт применения ОПЗ скважин незначителен, положительный эффект получен только в одной скважине из шести (0,6 тыс. т нефти). Таким образом, основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пластов Западно-Останинского месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам и увеличению доли выработки запасов с помощью применения гидроразрыва пласта.

Представлена экономическая эффективность и чистая прибыль от проведения СКО. При этом чистая прибыль составит 40 009, 96 тыс. руб. Это подтверждает возможность рекомендации, а во многих случаях необходимости применения данных видов ГТМ. Способ актуален и практически значим.

Были написаны требования промышленной безопасности и оценены влияния различных факторов на человека (при проведении обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями),

которые направлены на соблюдение техники безопасности рабочих и охрану окружающей среды.

Таким образом, цель выпускной квалификационной работы – эффективность применения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта на Западно-Останинском месторождении – достигнута.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2019. – 10 с.
2. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Стандартинформ, 1999. – 25 с.
3. ГОСТ 12.1.012-2004. Средства и методы защиты от шума. – Стандартинформ, 2010. – 15 с.
4. ГОСТ 12.1.030-81 Защитное заземление. Зануление. – Государственные стандарты Союза, 1982. – 10 с.
5. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Государственные стандарты Союза, 1992. – 12 с.
6. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – Государственные стандарты Союза, 1982. – 10 с.
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Стандартинформ, 2010. – 27 с.
8. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
9. СП 51.13330.2011. Защита от шума // Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением №1). – Главное управление государственного строительного надзора, 2018.
10. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение // Актуализированная редакция. – Главное управление государственного строительного надзора, 2019.
11. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1: учебное пособие, Томский политехнический университет. – Издательство ТПУ, 2011. – 200 с.

12. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добычи нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
13. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1985. – 159 с.
14. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа неатиклиналиного типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92-100.
15. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М, Недра, 1990.
16. Бухаленко Б.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. М., Недра, 1983. – 390 с.
17. Вердеревский Ю.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами на основе соляной кислоты // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 1. – С. 39-40.
18. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М. Недра, 1988.
19. Глущенко В. М. Нефтепромысловая химия: том 4. – М.: Интерконтакт наука, 2010. – 702 с.
20. Глущенко В. Н., Пташко О. А., Харисов Р. Я. Кислотные обработки: составы, механизмы реакции, дизайн. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 388 с.
21. Гудымова Т.В. Потенциальные ресурсы углеводородов Томской области и перспективы их освоения // Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока». – Томск: Востокгазпром, 2000. – С. 156-160.
22. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – 353 с.

23. Ежова А.В., Недоливко Н.М. Стратиграфия и корреляция отложений средней-верхней юры восточной части Нюрольской впадины // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 107-117.
24. Ермаков В.И. Прогноз газонефтеносности меловых и юрских отложений и стратегия развития поисково-разведочных работ на севере Западной Сибири // 50 лет газопроводу Саратов. – Москва: юбилейный сб. науч. тр. – М., 1996. – Т. 2. – С. 24-32.
25. Ибрагимов Г.З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М. Недра, 1991.
26. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
27. Иванова М.М, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа : Уч. для вузов. – М.: Недра, 2014. – 220 с.
28. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
29. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы интенсификации добычи: курс лекции – ТПУ, Томск, 2006. – 70 с.
30. Кабиров М.М. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи пласта при заводнении с применением поверхностно-активного состава (ПАС) // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 10. – С. 45-47.
31. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию. – Новосибирск: Наука, 1990. – 285 с.
32. Кузьмин Д. А. Прогноз применимости соляно-кислотных обработок // Молодой ученый. – 2018. – № 17 (203). – С. 61-64.
33. Логинов Б. Г. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 219 с.
34. Логинов Б. Г., Малышев Л. Г., Гарифуллин Ш. С. Руководство по

- кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 220 с.
35. Лосева А.В., Петраков Д.Г. Технологии обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири. Санкт-Петербургский горный университет. Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 3. – С. 21-24.
  36. Магадова Л.А. Кислотная композиция «Химеко ТК-2» для низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство, 2003. – С. 80-81.
  37. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. Москва: Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.
  38. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
  39. Сафин С.Г. Физико-химические исследования для качественного управления воздействием на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2.
  40. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее // Вести газовой науки. – 2017. – №3 (31). – С. 36-58.
  41. Тен Т.Г. Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов: автореферат диссертации к. г.-м. н.: 25.00.12/Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН. – Новосибирск, 2003. – 23 с.
  42. Фахретдинов Р.И. Новые физико-химические аспекты повышения эффективности химреагентов в нефтедобыче. – Уфа: Гилем, 1996. – 191 с.
  43. Хатмуллин А. Р. Развитие технологий соляно-кислотного воздействия на призабойную зону скважин // Молодой ученый. – 2018. – № 50 (236)
  44. Щуров В.А. Техника и технология добычи нефти. – М, Недра, 1983.
  45. Ясович Г.С. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной // Геология нефти и газа. – 1987. – № 9. – С. 23-28.



46. Охрана труда в нефтяной отрасли [Электронный ресурс]. – URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/norma/245117/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/245117/) (дата обращения: 31.03.2022).
47. Цены на нефть и нефтепродукты в России [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.neft-product.ru> (дата обращения: 31.03.2022).
48. Отчет по договору ПР816 «Дополнение к технологической схеме разработки Западно – Останинского месторождения»

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Западно-Останинского месторождения за период 2005-2009 гг.

№ п/п	Показатели	2005		2006		2007		2008		2009	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т	295,4	290,7	302,1	260,3	321,7	214,3	334	218,4	348,9	196,1
2	В том числе из: переход. скважин	295,4	290,7	302,1	247,5	321,7	214,3	334	174,1	293,3	187,8
3	В том числе из: новых скважин	0	0,0	0	12,8	0	0,0	0	44,3	55,6	8,3
4	В том числе из: мех. способом	295,4	239,2	302,1	241,0	321,7	214,3	334	217,6	348,9	193,6
5	Ввод нов. доб. скв., всего, шт.	0	0	0	1*	0	0	0	1	9	1
6	В том числе: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0
7	В том числе: из развед. бурения	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
8	В том числе: перев. с др. объектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Сред.сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	0	0,0	0	48,0	0	0,0	0	163,6	38,6	25,7
10	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	0	0	0	266,1	0	0	0	270,5	160	324,9
11	Средн. глуб. нов. скв., м	0	0	0	0	0	0	0	2790	2900	2800
12	Экспл. бурение, всего, тыс.м	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,1	0,0
13	В том числе: добывающие скважины	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	26,1	0
14	В том числе: вспом. и спец. скважины	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Рас. вр. раб. нов. скв. пред. г., дни	0	0	0	0	0	347	0	0	0	270,5
16	Рас. доб. неф. нов. скв. пред. г., тыс.т	0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	44,3
17	Доб. неф. перех. скв. пред. г., тыс.т	258,6	258,6	295,4	290,7	302,1	247,5	321,7	214,3	334,0	174,1
18	Рас. доб. неф. пер. скв. дан. года, тыс.т	258,6	258,6	295,4	290,7	302,1	264,1	321,7	214,3	334,0	218,4
19	Ожид доб. неф. пер. скв. дан. г., тыс.т	295,4	290,7	302,1	247,5	321,7	214,3	334,0	174,1	293,3	187,8
20	Изм. доб. неф. пер. скв., тыс.т	36,8	32,1	6,7	-43,2	19,6	-49,8	12,3	-40,2	-40,7	-30,6
21	Проц. изм. доб. неф. пер. скв., %	12,5	11,0	2,2	-17,5	6,1	-23,3	3,7	-18,8	-13,9	-16,3
22	Мощность новых скв., тыс.т	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	56,7	120,5	8,9
23	Выбытие добыв. скв., шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
24	В т. ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
25	Фонд доб. скв. на кон. г., шт	24	24	24	25	32	28	33	30	41	30
26	В т. ч. нагнет. в отработке	-	3	-	3	-	3	-	3	2	3
27	Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт	19	20	22	20	32	23	33	26	41	21
28	Перевод скв. на мех. добычу, шт	0	0	3	1	10	0	1	1	9	1
29	Фонд мех. скважин, шт	17	21	20	25	32	28	33	30**	41	30
30	Ввод нагнет. скважин, шт	0	0	5	0	0	0	0	0	0	1
31	Выбытие нагнет. скв., шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагн. скв. на кон. г., шт	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22

## Продолжение приложения А

№ п/п	Показатели	2005		2006		2007		2008		2009	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
33	Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт	10	10	15	12	15	14	15	15	16	17
34	Фонд введ. рез. скв. на кон. г., шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ср. деб. ж. дейст. скв., т/сут	66,1	65,2	65,4	70,6	54,6	67,1	56,7	65,4	56,6	61,3
36	Ср. деб. жид. пер. скв, т/сут	66,1	69,0	65,4	68,8	54,6	70,1	56,7	66,6	58,4	63,3
37	Ср. деб. жид. нов. скв., т/сут	0	0,0	0	52,8	0	0,0	0	175,6	42,6	26,7
38	Ср. обв. продукц. дейст ф. скв., %	32,2	30,9	39,4	45,4	46,9	50,7	48,5	58,6	50,8	63,3
39	Ср. обв. продукц. пер. скв., %	32,2	30,4	39,4	40,5	46,9	51,0	48,5	64,2	54,7	64,3
40	Ср. обв. продукц. нов. скв., %	0	0,0	0	9,1	0	0,0	0	6,8	9,4	3,7
41	Ср. деб. неф. дейст. скв., т/сут	44,8	41,9	39,6	38,0	29	26,9	29,2	27,1	27,8	22,5
42	Ср. деб. неф. перех. скв., т/сут	44,8	48,1	39,6	40,9	29	34,4	29,2	23,9	26,4	22,6
43	Ср. прием. нагн. скв., м3/сут	271,4	233,9	172	167,8	157,7	162,1	160,9	135,4	163	109,4
44	Доб. жидкости, всего, тыс.т	435,4	420,9	498,6	477,1	605,6	434,4	649	527,7	709,2	534,7
45	В т. ч. из переход. скважин, тыс.т	435,4	420,9	498,6	463,0	605,6	434,4	649,0	480,2	647,8	526,0
46	В т. ч. из нов. скважин	0	0,0	0	14,1	0	0,0	0	47,5	61,4	8,7
47	В т. ч. мех. способом	435,4	364,6	498,6	454,5	605,6	434,4	649	526,9	709,2	532,1
48	Доб. жидкости с нач. разр., тыс.т	2674	2659	3172	3137	3778	3571	4427	4099	5136	4633
49	Доб. неф. с нач. разр., тыс.т	2397	2392	2699	2652	3020	2866	3354	3085	3703	3281
50	Коэф. нефтеизвлеч., доли ед.	0,119	0,119	0,134	0,132	0,150	0,142	0,167	0,153	0,184	0,163
51	Отбор от утв. извл. зап., %	31,3	31,3	35,3	34,7	39,5	37,5	43,8	40,3	48,4	42,9
52	Темп отб. нач. утв. изв. зап., %	3,9	3,8	3,9	3,4	4,2	2,8	4,4	2,9	4,6	2,6
53	Темп отб. тек. утв. изв. зап., %	5,3	5,2	5,8	5,0	6,5	4,3	7,2	4,6	8,1	4,3
54	Зак. раб. агента, тыс.м3 /год	941	826,0	734	654,0	820	654,0	836,8	633,0	904,4	590,0
55	Зак. раб. агента с нач. разр., тыс.м3	4961	4846	5695	5500	6515	6154	7352	6787	8256	7377
56	Компен. отбора: текущая, %	158,1	148,7	110,9	109,4	105,2	122,5	100,9	100,7	100,7	94,3
57	Компен. отбора: с нач. разр., %	125	128,6	122,9	126,0	120,4	125,6	117,8	122,8	115,6	119,9
* Сква. №23 введена из консервации											
** Сква. №97 введена из ожидания ликвидации.											

