

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>

УДК 622.276.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Данилова Лилия Артемовна		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

### Планируемые результаты обучения

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

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

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

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

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Даниловой Лилии Артемовне

Тема работы:

Анализ причин обводненности добывающих скважин на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Пластовые воды и их классификация. Обводненность, способы определения обводненности. Влияние обводненности на осложняющие факторы при добыче нефти. Причины обводнения. Критерии выбора скважин-кандидатов. Методы диагностики источников обводнения. Оценка успешности проведения водоизоляционных работ. Мероприятия по снижению обводненности скважинной продукции.
---	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н., Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Обводненность скважинной продукции	
Процедура подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ	
Анализ эффективности применения технологии выравнивания профиля приемистости на Вынгапуровском нефтегазовом месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Данилова Лилия Артемовна		31.03.2021

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 89 страниц, в том числе 40 рисунков, 19 таблиц. Список литературы включает 39 источников.

Ключевые слова: обводнение скважин, диагностика водопритоков, водонефтяной фактор, водоизоляционные работы, выравнивание профиля приемистости.

Объектом исследования являются добывающие скважины, характеризующиеся высокой обводненностью скважинной продукции.

Цель исследования: анализ причин обводненности добывающих скважин на нефтяных месторождениях.

В процессе исследования были рассмотрены причины преждевременного обводнения скважин, методика подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ, методы диагностики источников водопритока и мероприятия по снижению обводненности скважинной продукции.

В результате исследования выявлен положительный эффект от мероприятий по снижению обводненности.

Область применения: нефтяные месторождения, характеризующиеся высокой обводненностью скважинной продукции.

## Обозначения

**ВНФ** – водонефтяной фактор;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;

**ВИР** – водоизоляционные работы;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ОВП** – ограничение водопритоков;

**ВПП** – выравнивание профиля приемистости;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ВИС** – водоизоляционный состав;

**ПАА** – полиакриламид;

**ГОС** – гелеобразующий состав;

**ООС** – осадкообразующий состав;

**ТРУО** – тампонажный раствор на углеводородной основе;

**ВУС** – вязкоупругие системы.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБВОДНЕННОСТЬ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ.....	10
1.1 Пластовые воды и их классификация .....	10
1.2 Обводненность, способы определения обводненности .....	12
1.3 Влияние обводненности на осложняющие факторы при добыче нефти ..	17
1.4 Причины обводнения.....	19
2 ПРОЦЕДУРА ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ.....	29
2.1 Критерии выбора скважин-кандидатов .....	29
2.1.1 Функция ожидания «продуктивность – избыточная обводненность» ...	31
2.1.2 Функция ожидания «продуктивность – обводненность» .....	32
2.2 Методы диагностики источников обводнения .....	33
2.2.1 Промыслово-геофизические методы .....	33
2.2.2 Химико-аналитические методы.....	34
2.2.3 Графоаналитические методы.....	35
2.2.4 Выбор приоритетных результатов .....	37
2.3 Оценка успешности проведения водоизоляционных работ .....	40
2.4 Мероприятия по снижению обводненности скважинной продукции .....	43
2.4.1 Выравнивание профиля приемистости.....	43
2.4.2 Водоизоляционные работы .....	45
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ВЫНГАПУРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	50

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения ВПП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	55
4.2 Бюджет научно-технического исследования .....	59
4.2.1 Расчет материальных затрат .....	59
4.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .....	60
4.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	60
4.2.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	61
4.2.5 Накладные расходы .....	61
4.3 Определение экономической эффективности мероприятия.....	62
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	70
5.2 Производственная безопасность.....	72
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	73
5.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего .....	78
5.5 Экологическая безопасность.....	78
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	84



## **ВВЕДЕНИЕ**

Вместе с нефтью в залежи находится и пластовая вода. Поэтому добыча нефти сопровождается попутно-добываемой водой. Обводнение скважин является неминуемым явлением в процессе разработки месторождения, однако в большинстве случаев происходит преждевременное обводнение, вызванное причинами различного происхождения.

Большинство крупных месторождений России находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется высокими значениями обводненности скважинной продукции и снижением уровня добычи нефти. По существующим оценкам, средняя обводненность продукции скважин по России составляет 86%, а, по прогнозным сведениям, к 2030 году она достигнет 89%.

Высокое значение обводненности добываемой продукции отрицательно сказывается на оборудовании, как подземном, так и наземном. Присутствие пластовой воды в большом количестве в добываемом флюиде может привести к интенсивной внутренней коррозии трубопровода, образованию солевых отложений. Вдобавок, избыточная обводненность ведет к увеличению затрат на подъем добываемой жидкости, внутрипромысловый транспорт и подготовку продукции.

Для решения проблем с повышенной обводненностью скважинной продукции проводят мероприятия по ее снижению. Успешность проведения водоизоляционных работ во многом зависит от выбора скважин-кандидатов.

Целью работы является анализ причин обводненности добывающих нефтяных скважин.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- Рассмотреть причины преждевременного обводнения скважин;
- Изучить алгоритм подбора скважин-кандидат для проведения водоизоляционных работ и методы диагностики водопритоков;
- Проанализировать существующие методы снижения обводненности.

# 1 ОБВОДНЕННОСТЬ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

## 1.1 Пластовые воды и их классификация

В большинстве месторождений вместе с нефтью и газом в пласте залегает вода. Пластовые воды – это подземные воды, циркулирующие в горных породах.

С точки зрения промышленной геологии все воды, находящиеся в нефтяных и газовых месторождениях, делят на собственные, чуждые и техногенные. К собственным (остаточным) водам относятся пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазоносном пласте: подошвенные, краевые (контурные) и промежуточные воды. Подошвенные воды располагаются под ВНК. Краевыми (контурными) называют воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи. К промежуточным относятся воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в нефтеносном пласте.

Верхние и нижние, тектонические и грунтовые воды называют чуждыми (посторонними). Верхние или нижние воды – воды, относящиеся к чисто водоносным пластам, залегающим выше или ниже нефтеносного пласта. К грунтовым относятся гравитационные воды первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое). Тектоническими называют воды, циркулирующими по дизъюнктивным нарушениям в зонах нефтегазоносности.

Техногенные воды – это искусственно введенные в пласт воды, т.е. воды, закачиваемые для поддержания пластового давления, а также попавшие вместе с фильтратом промывочной жидкости при бурении или ремонтных работах в скважине.

Жданов М.А. классифицировал подземные воды по месту залегания (рис. 1):

- Краевые (контурные) воды;
- Подошвенные воды;

- Промежуточные воды;
- Верхние и нижние пластовые воды.

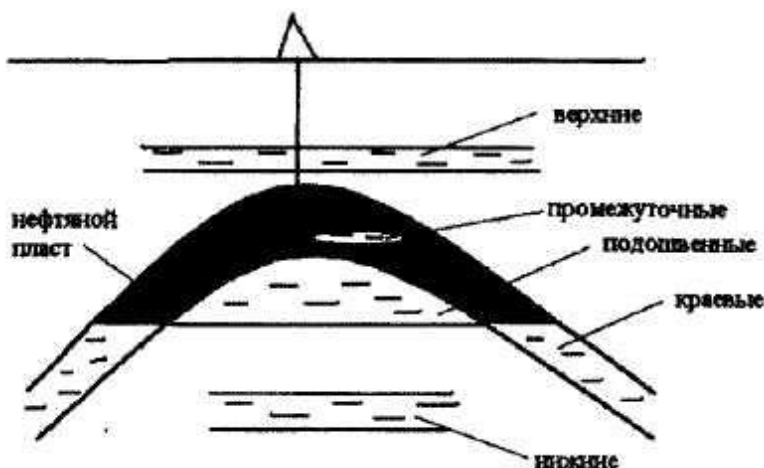


Рисунок 1 – Подземные воды [1]

Пластовые воды насыщены разными химическими элементами. Главную опасность представляют растворенные в воде сероводород и углекислый газ. Их взаимодействие с нефтепромысловым оборудованием приводит к коррозионным разрушениям.

Согласно классификации В.И. Вернадского, подземные воды могут быть классифицированы по минерализации:

- Рассолы (более 50 г/л);
- Соленые (10-50 г/л);
- Соленоватые (1-10 г/л);
- Пресные (менее 1 г/л).

Сулин В.А. предложил следующую классификацию пластовых вод, в основу которой положены такие критерии, как преобладание определенных ионов, соотношение между этими ионами (табл .1).

Таблица 1 – Генетические типы подземных вод по В.А. Сулину

Тип воды	$r \frac{Na}{Cl}$	$r \frac{Na - Cl}{SO_4}$	$r \frac{Cl - Na}{Mg}$
Сульфатно-натриевые	>1	<1	–
Гидрокарбонатно-натриевые	>1	>1	–
Хлормагниевые	<1	–	<1
Хлоркальциевые	<1	–	>1

Наиболее распространенными на нефтяных месторождениях России являются воды гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типа.

Основными физическими свойствами пластовых вод являются минерализация, плотность, вязкость, электропроводность.

Под минерализацией воды понимают суммарное содержание растворенных в воде солей, ионов и коллоидов. Она определяется по наличию шести главных ионов:  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Cl}^-$ . Пластовая вода с высокой степенью минерализации имеет риск выпадения солей в ПЗП, рабочих секциях ЭЦН и колонне НКТ.

Плотность воды тесно связана с минерализацией. Так, плотность рассолов достигает  $1,3 \text{ г/см}^3$  и более. Также данное свойство зависит от давления и температуры.

Вязкость воды обычно ниже вязкости нефти в несколько раз, благодаря чему вода обладает большей подвижностью. Главным образом вязкость зависит от температуры и в меньшей степени от минерализации и химического состава.

Электропроводность пластовых вод зависит от степени минерализации. Если дистиллированная вода является диэлектриком, то минерализованная вода относится к хорошим проводникам.

## **1.2 Обводненность, способы определения обводненности**

В процессе разработки нефтяных месторождений важным является контроль за обводненностью скважинной продукции. Обводненность – это содержание воды в скважинной продукции, определяемое как отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды.

Для определения обводненности скважинной продукции пробы воды отбирают как внутрискважинно, так и на устье. В большинстве случаев проводится анализ проб воды, отобранных на устье. Обычно объем отобранной пробы составляет 0,4-1,5 л. Расслоение потока по гравитационному принципу на выкидных линиях может серьезно повлиять на результат. Для их

достоверности выкидные линии перед пробоотборником оборудуются насосом или перемешивающим устройством. Для определения среднемесячной обводненности производится отбор не менее 4-5 проб в месяц.

Исключить влияние структуры потока при отборе проб на устье можно при определении обводненности скважинной продукции в колонне НКТ. В ПАО «Татнефть» разработали новый способ определения обводненности [2], который особенно актуален для скважин, характеризующихся высокой обводненностью в 98-99%, поскольку в данном случае решается вопрос о ликвидации скважины, либо переводе на вышележащие горизонты, и погрешность в определении обводненности критична. Жидкость задерживается в колонне НКТ с помощью обратного клапана. Отобранный объем жидкости составляет несколько кубических метров. Попутный газ стравливается через пробоотборник в лубрикаторе на устье скважины. Для расслоения продукции на нефть и воду необходимо до 24 ч на выдержку. Далее с помощью геофизического прибора, спускаемого в скважину, определяют уровень раздела нефти и воды. Способ обладает высокой точностью измерения. Недостатком данного способа является необходимость остановки скважины на время проведения измерения, что ведет к потерям в текущей добыче нефти.

Обводненность скважинной продукции является одним из осложняющих факторов в процессе разработки. На рисунке 2 представлен график, свидетельствующий о том, что количество добываемой воды на 1 т нефти увеличивается экспоненциально с ростом обводненности.



Рисунок 2 – Количество добываемой воды на 1 т нефти [7]

С каждым годом средняя обводненность скважин по месторождениям России увеличивается. Так, на рисунке 3 представлен график, отражающий динамику добычи нефти, воды и обводненности на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за период 1984-2017 гг.

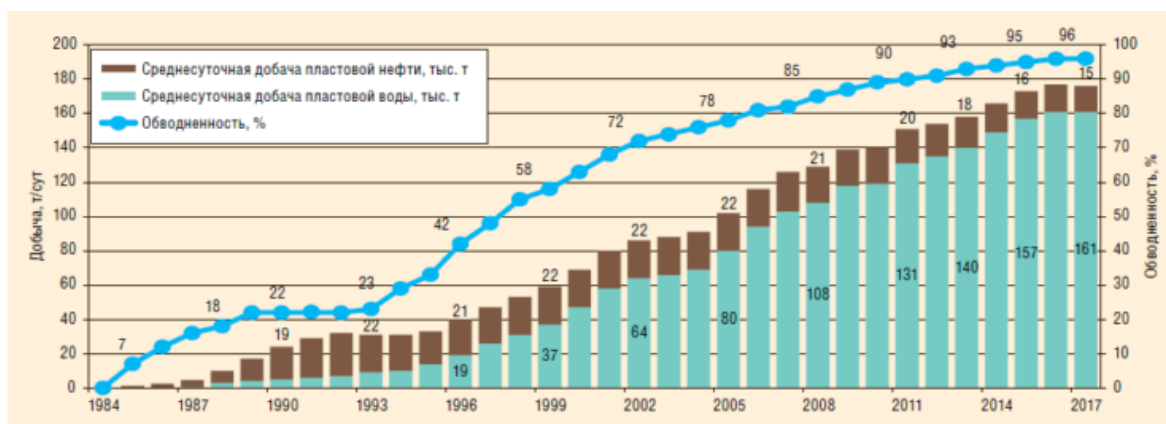


Рисунок 3 – Динамика добычи нефти, воды и обводненности (ООО «ЛУКОЙЛ-ЗС») [7]

По уровню обводненности различают 4 группы скважин [3]:

– Первая группа, характеризуемая содержанием воды в скважинной продукции до 40%. Дисперсионная среда представлена нефтью, дисперсная фаза – водой. Эту группу относят к малообводненному фонду скважин.

– Вторая группа, характеризуемая содержанием воды в скважинной продукции от 40 до 75%. В интервале этой обводненности происходит инверсия фаз: эмульсия вода в нефти превращается в эмульсию нефть в воде.

– Третья группа, характеризуемая содержанием воды в скважинной продукции от 75 до 95%. Вязкость жидкости небольшая и по величине может быть даже ниже вязкости чистой нефти. Эту группу относят к высокообводненному фонду скважин.

– Четвертая группа, с предельной обводненностью продукции 95% и выше. При этом вязкость жидкости близка к вязкости пластовой воды.

Поступающую в скважину воду можно разделить на два вида: ту, которая участвует в вытеснении нефти, и ту, которая не принимает в этом участие (рис. 4):



Рисунок 4 – Вода, принимающая участие в обводнении скважинной продукции [3]

Тот объем воды, участвующей в процессе вытеснения нефти из пласта, является необходимым при извлечении нефти. Снижение ее количества приведет к уменьшению извлекаемой нефти. И, напротив, вода, не принимающая участие в вытеснении нефти, называемая избыточной, ведет к истощению энергии пласта.

Безводный период добычи составляет в среднем 3% от всей жизни скважины. Часто, ввиду литолого-фациальной неоднородности пласта, скважины обводняются в первые годы работы, а заколонные перетоки могут возникать уже в первые месяцы работы скважины. В результате длительность периода добычи безводной нефти снижается.

Обводненность характеризуется таким параметром, как водонефтяной фактор. Под водонефтяным фактором понимают отношение текущего значения добычи попутно-добываемой воды к текущему значению добычи нефти. Фактически, он отражает количество воды, добываемое на 1 т нефти. ВНФ является ключевым параметром, характеризующим степень обводненности.

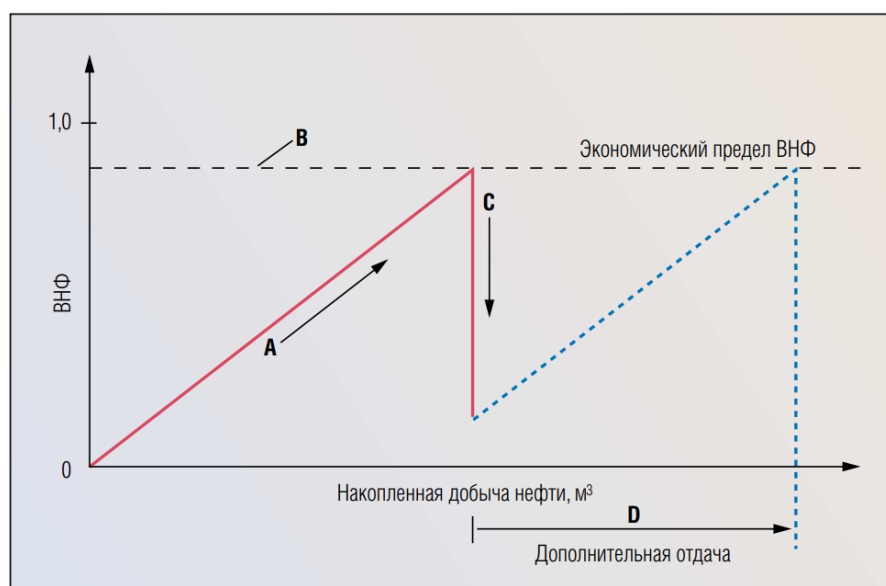


Рисунок 5 – График зависимости ВНФ от накопленной добычи нефти [5]

А – увеличение ВНФ в ходе добычи; В – экономический предел ВНФ; С – проведение мероприятий по снижению обводненности; D – дополнительная отдача

На рисунке 5 представлен график зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти. Экономическим пределом на этом



графике называется достижение расходов на утилизацию воды стоимости добываемой нефти.

Преждевременное обводнение (не связанное с полной выработанностью пласта) значительно снижает величину текущей и конечной нефтеотдачи, ведет к увеличению затрат на подъем попутно-добываемой воды, ее подготовку и закачку в пласт с целью поддержания пластового давления. Кроме того, возрастает нагрузка на трубопроводы для внутрипромысловый транспортировки скважинной продукции до дожимной-насосной станции, установок подготовки нефти.

### **1.3 Влияние обводненности на осложняющие факторы при добыче нефти**

Насыров В.А., Шляпников Ю.В. и Насыров А.М. в работе «Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти» [4] изучили влияние обводненности скважинной продукции на осложняющие факторы, результаты приведены ниже:

1. Влияние обводненности скважинной продукции на интенсивность отложения АСПО.

Максимальная интенсивность асфальтосмолистых парафиновых отложений наблюдается до достижения обводненности скважинной продукции величины 30-35%. Данная закономерность была установлена для Архангельского, Ельниковского и других нефтяных месторождений Республики Удмуртия (рис. 6). При обводненности продукции 45-70% наблюдается достижение максимальной вязкости жидкости. В свою очередь, интенсивность АСПО зависит от вязкости жидкости. Этим объясняется снижение интенсивности АСПО в этом диапазоне обводненности.

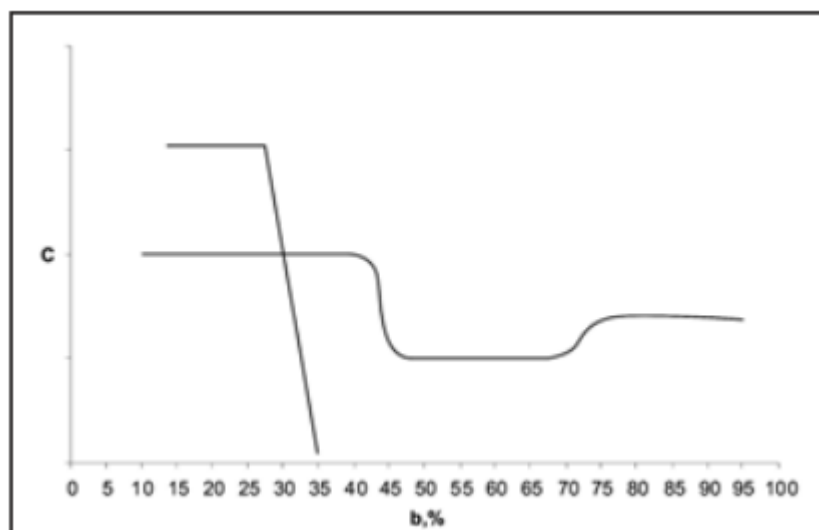


Рисунок 6 – Зависимость интенсивности отложений АСПО от обводненности скважинной продукции для ЭЦН5-80-1200 и НГН-44 [4]

## 2. Влияние обводненности скважинной продукции на интенсивность коррозии

Скорость коррозии зависит от таких факторов, как минерализация воды, наличие растворенных в жидкости агрессивных газов, температура, скорость потока и т.д. На рисунке 7 представлен график, отражающий характер изменения агрессивности добываемой жидкости от обводненности. Авторы отмечают, что скорость коррозии, определенная по образцам-свидетелям, практически не изменяется до достижения обводненности 45-50%.

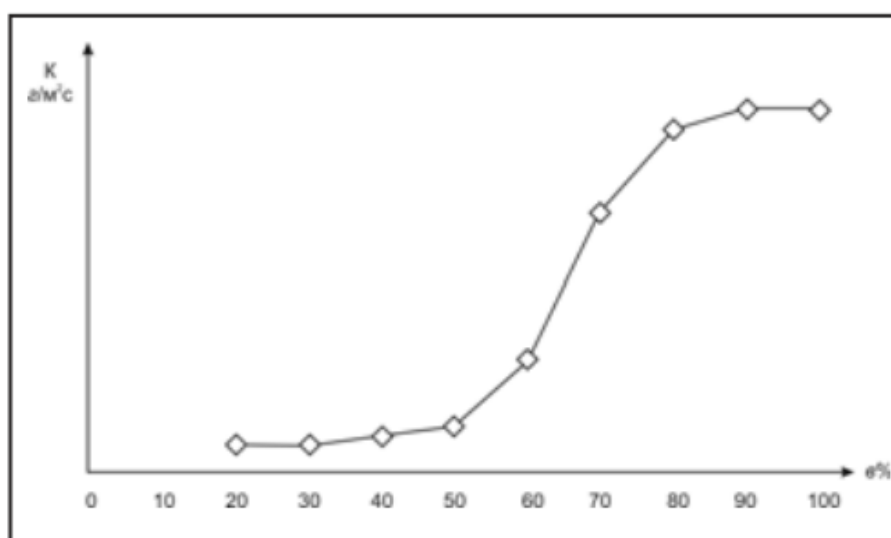


Рисунок 7 – Характер изменения агрессивности добываемой воды от обводненности скважинной продукции [4]

Дальнейший ее рост обусловлен выпадением свободной воды из водонефтяной эмульсии и эффектом от применения деэмульгаторов для разрушения эмульсий.

### 3. Влияние обводненности скважинной продукции на отложения солей

В работе была изучена интенсивность отложения сульфида железа (FeS) от обводненности продукции (рис. 8). Данная зависимость была выявлена по результатам многочисленных химических анализов осадков на скважинном оборудовании на Мишкинском нефтяном месторождении (Республика Удмуртия). При малых значениях обводненности разброс показателей большой, поэтому показать графически не представляется возможным.

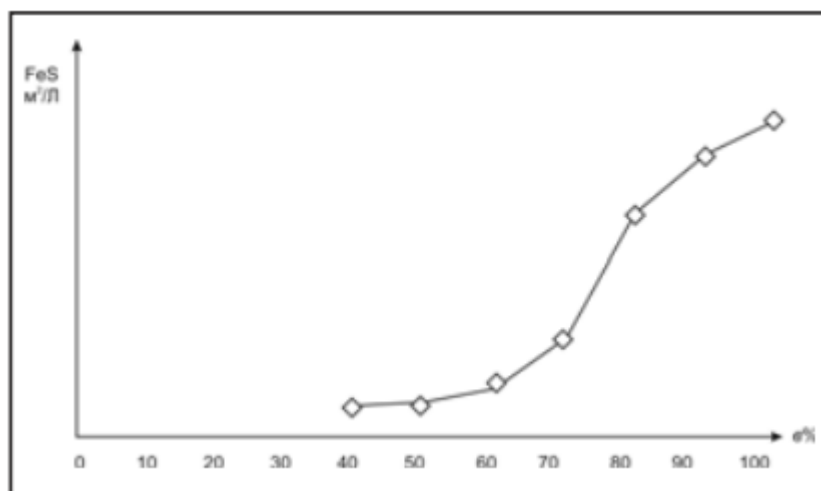


Рисунок 8 – Зависимость интенсивности отложений сульфида железа от обводненности скважинной продукции на Мишкинском нефтяном месторождении [4]

## 1.4 Причины обводнения

Далее будут рассмотрены причины обводнения, приведенные Бейли Б., Крабтри М., Тайри Дж. в работе «Диагностика и ограничение водопритоков» [5]. Источники обводнения могут быть классифицированы на две группы: геологические и технические.

### *Геологические причины обводнения*

Данные причины обусловлены геологическими особенностями объекта.

## 1. Обводнение скважин, вызванное движением ВНК и конусообразованием

Постоянное движение ВНК к нижней зоне перфорации в ходе эксплуатации скважины является неизбежным. Подобное явление происходит при низких значениях вертикальной проницаемости (рис. 9). При более высоких ее значениях происходит конусообразование. И в том, и другом случае наблюдается подтягивание подошвенной воды.

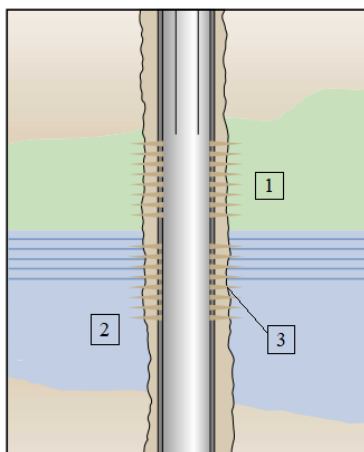


Рисунок 9 – Движение ВНК [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Конусообразование характерно для вертикальных скважин, у которых перфорационные отверстия расположены близко к ВНК. Также для образования конуса пласт должен иметь относительно высокое значение вертикальной проницаемости. Языкообразование – явление, характерное для горизонтальных скважин (рис. 10).

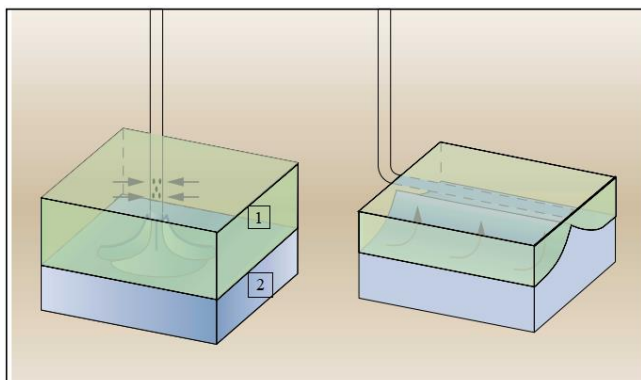


Рисунок 10 – Конусо- и языкообразование [5]

1 – нефть; 2 – вода

Деформирование поверхности раздела двух фаз возникает в результате достижения критического дебита. Однако проблема не может быть решена одним лишь ограничением величины дебита, поскольку малый дебит делает эксплуатацию скважин экономически нерентабельной.

В зависимости от соотношения вязкостей нефти и пластовой воды, геологической неоднородности продуктивного пласта и т.д. поверхность ВНК приобретает разные формы. Данное явление было рассмотрено Чоловским И.П. и др. в работе «Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов» [6]. Так, при соотношении вязкостей нефти и воды  $\mu_v < 1$  внешний контур нефтеносности перемещается быстрее, чем внутренний. В результате ширина водонефтяной зоны постепенно сокращается, поверхность ВНК постепенно наклоняется к центру, принимая форму чаши (рис. 11).

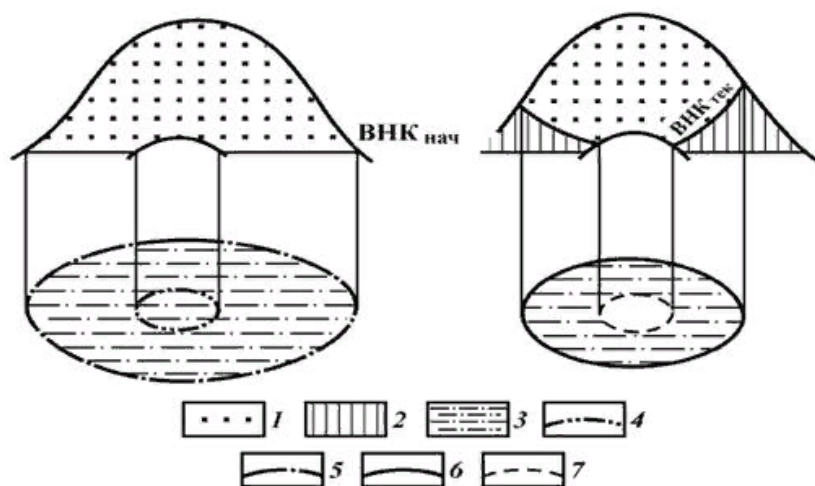


Рисунок 11 – Изменение формы поверхности ВНК [6]

Коллектор: 1 – нефтенасыщенный, 2 – заводненный, 3 – водонефтяная зона;  
 контуры нефтеносности: 4 – внутренний нефтяной, 5 – внешний начальный, 6 –  
 внешний текущий, 7 – внутренний текущий.

В однородных пластах (рис. 12, а) при  $\mu_v = 2$ , поверхность ВНК перемещается довольно равномерно и имеет слабый наклон к центру залежи. Однако в пластах (рис. 12, б), характеризующихся значительной макронеоднородностью, поверхность ВНК приобретает наклон к периферии залежи.

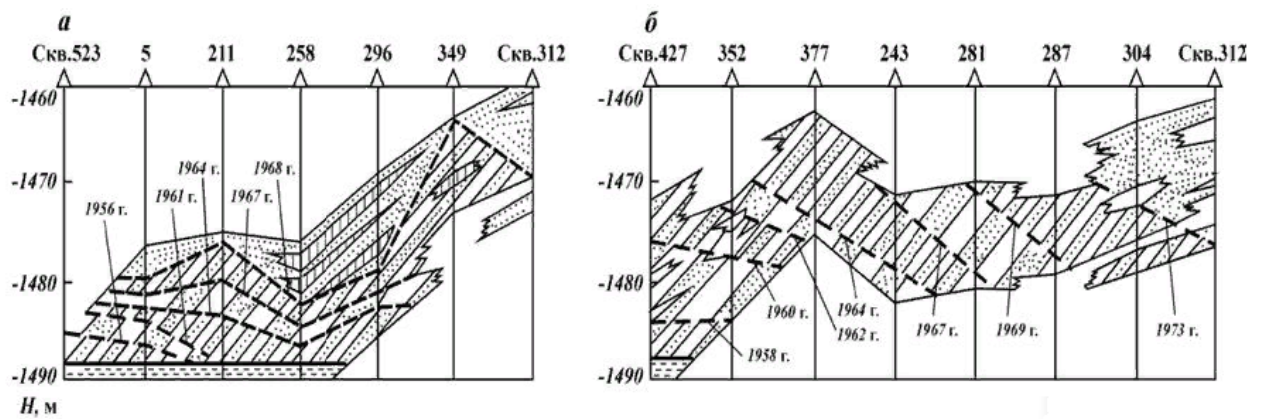


Рисунок 12 – Геологические профили по горизонту Д1 (Бавлинское нефтяное месторождение) [6]

В монолитном пласте (рис. 13, а) при  $\mu_e = 3$  поверхность ВНК принимает форму «перевернутой чаши». При наличии в залежи непроницаемых пропластков (рис. 13, б) подъем ВНК замедляется или прекращается, текущий ВНК приобретает сложный волнообразный характер.

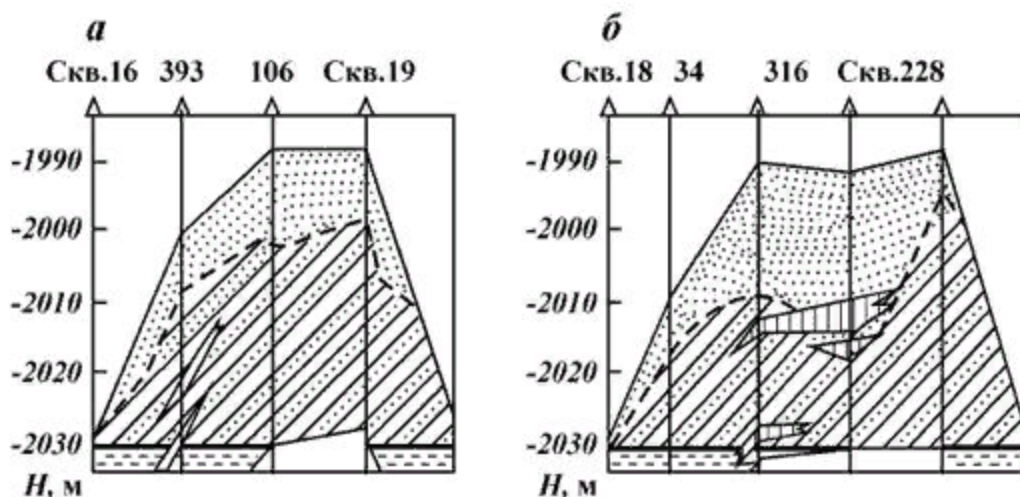


Рисунок 13 – Геологические профили по пласту С-1 (Мухановское нефтяное месторождение) [6]

## 2. Опережающее движение воды по высокопроницаемым пропласткам

Наличие высокопроницаемых пропластков, обусловленное фильтрационно-емкостной неоднородностью пластов, приводит к тому, что вода, нагнетаемая с целью поддержания пластового давления, прорывается к забою добывающих скважин (рис. 14). Одновременно с этим нефть задерживается в пропластках, имеющих проницаемость ниже. В этом случае

источником водопритока будет является контурная или закачиваемая вода. Данная проблема встречается в вертикальных скважинах, вскрывающих несколько пластов.

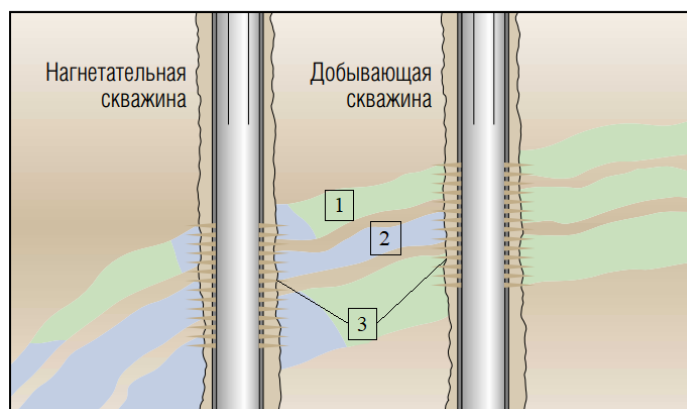


Рисунок 14 – Движение воды по высокопроницаемым пропласткам без внутрипластовых перетоков [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Внутрипластовые перетоки возникают при отсутствии непроницаемых перемычек. Проблема осложняется тем, что пропластки сообщаются друг с другом (рис. 15).

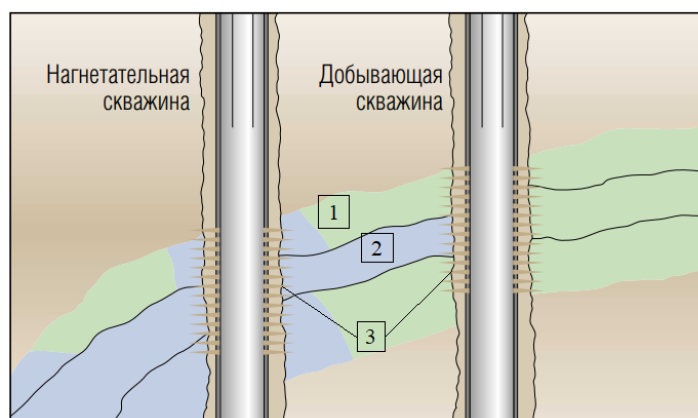


Рисунок 15 – Движение воды по высокопроницаемым пропласткам с внутрипластовыми перетоками [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

При некоторых геологических особенностях пласта может возникать гравитационное разделение пластового флюида (рис. 16). Проблема характерна для пластов, имеющих большую мощность и относительно высокое значение вертикальной проницаемости, благодаря чему происходит отделение воды под

действием гравитационных сил. Дополнительным осложняющим фактором является то, что закачиваемая вода внедряется преимущественно в нижнюю часть продуктивного пласта. Усугубляет тот факт, что подвижность воды больше, чем подвижность нефти, а проницаемость в горизонтальном направлении увеличивается к подошвенной части пласта

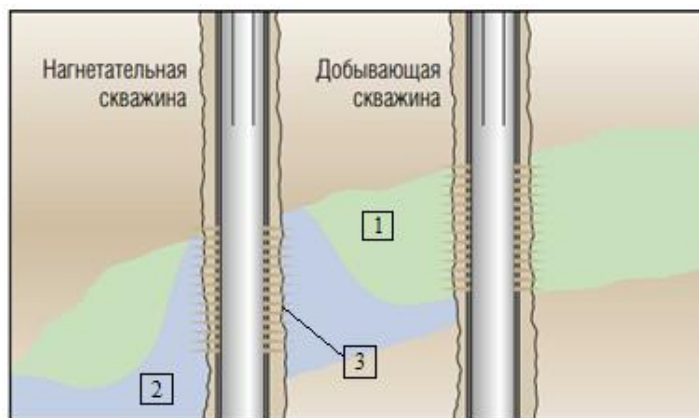


Рисунок 16 – Гравитационное разделение жидкостей в пласте [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

### 3. Обводнение скважин, обусловленное наличием трещин и разломов

Приток воды в скважину обеспечивается за счет ее поступления по системе трещин и разломов (рис. 17). Данное явление характерно для трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

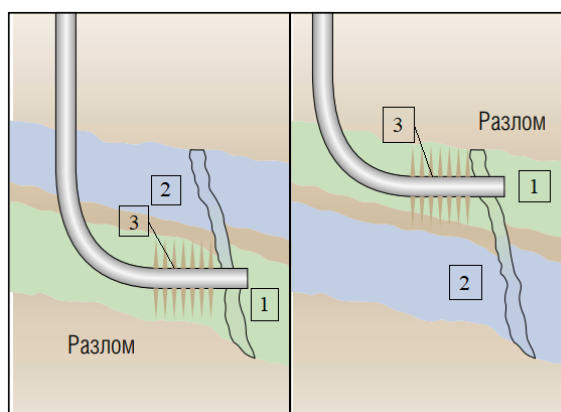


Рисунок 17 – Разломы, соединяющие нефтяной и водяной пласты [5]

1 – нефть; 2 – воды; 3 – перфорационные отверстия



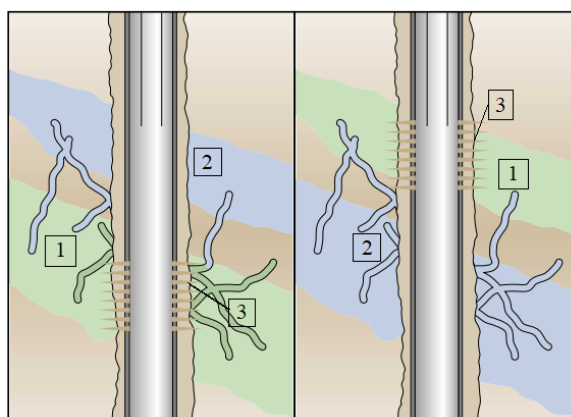


Рисунок 18 – Трещины и разломы, связывающие нефтяной и водяной пласты [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Трещины могут связывать как нефтяной и водяной пласты (рис. 18, в данном случае источником водопритока является контурная вода), так и нагнетательную и добывающую скважины (рис. 19, источник водопритока – закачиваемая вода).



Рисунок 19 – Трещины, соединяющие добывающую и нагнетательную скважины [5]

1 – нефть; 2 – воды; 3 – перфорационные отверстия

Существует риск увеличения обводненности скважинной продукции в результате проведения ГРП, после которого трещина может затронуть водоносный пласт. Но также это может происходить в пласте с естественной трещиноватостью. При наличии разветвленной системы трещин между

нагнетательной и добывающей скважинами закачиваемая вода может прорваться к забоям добывающих.

#### *Технические причины обводнения*

#### 4. Заколонные перетоки

Заколонные перетоки представляют собой движение флюида по стволу скважины за обсадной колонной (рис. 20). В результате поток воды перетекает в затрубное пространство. Образование заколонных перетоков в добывающих скважинах может быть обусловлено следующими причинами:

- Проведение геолого-технических мероприятий различного рода (кислотная обработка ПЗП, перфорационные работы, ГРП);
- Неудовлетворительное качество первичного цементирования обсадной колонны;
- Образование пустот в призабойной зоне вследствие выноса песка;

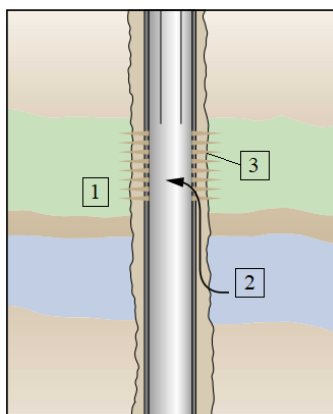


Рисунок 20 – Заколонные перетоки [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Обычно заколонные перетоки в скважине образуются в первые месяцы эксплуатации. Среди типичных и наиболее вероятных причин выделяют вертикальные трещины в цементном камне, его высокую проницаемость, наличие промежутков, не обеспечивающих прочный контакт с обсадной колонной.

#### 5. Негерметичность эксплуатационной колонны

Образование негерметичности в эксплуатационной колонне ведет к тому, что пластовая вода будет подниматься на поверхность отдельным

потоком. Главным образом, причиной нарушений целостности обсадной колонны являются коррозионные повреждения внутренней и наружной поверхностей труб (рис. 21). Они вызваны агрессивным воздействием воды с повышенной минерализацией.

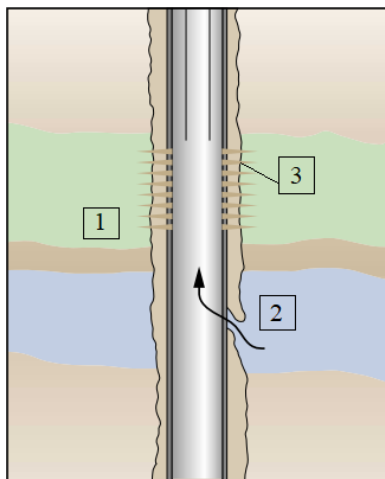


Рисунок 21 – Негерметичность ЭК, НКТ или пакера [5]

1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

В работе «Методика подбора скважин кандидатов для водоизоляционных работ на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» [7] была предложена классификация типов обводнения от степени неоднородности пластов (табл. 2).

Таблица 2 – Тип обводнения в зависимости от геологического строения пластов

Основные группы пластов по неоднородности	Основные типы обводнения
1. Выдержанный слаборасчлененный пласт	1.1 Обводнение по более проницаемой части коллектора с отсутствием явно выдержанных барьеров, наличием внутрипластовых перетоков
2. Неоднородный с малым контрастом проницаемости пласт	2.1 Обводнение по более проницаемой части (отдельным слоям) слоисто-неоднородного коллектора с выдержанными барьерами
3. Неоднородный с высоким контрастом проницаемости пласт	3.1 Резкий прорыв воды от нагнетательной скважины по проницаемым прослоям
	3.2 Прорыв законтурной воды

Продолжение Таблицы 2

4.Пласт с развитой системой трещиноватости	4.1 Обводнение от нагнетательной скважины
	4.2 Обводнение от нижележащих водонасыщенных пропластков
5.Выдержанный пласт массивной залежи без плотных перемычек	5.1 Конусообразование
Типы обводнения с учетом технического состояния скважины	
6.Нарушение технического состояния скважины	6.1 Заколонная циркуляция воды из выше/ниже расположенного водонасыщенного пласта в интервал перфорации
	6.2 Негерметичность эксплуатационной колонны

На рисунке 22 приведены наиболее характерные типы обводнения на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ». В результате выяснилось, что наиболее часто обводнение возникало вследствие опережающего движения воды по высокопроницаемым пропласткам.

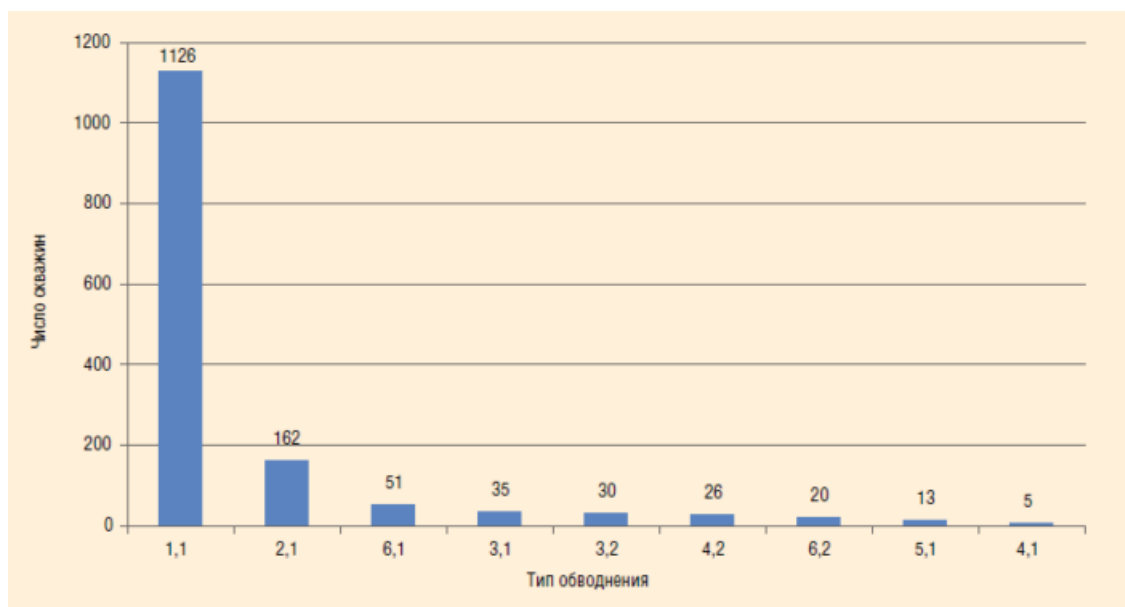


Рисунок 22 – Распределение скважин-кандидатов по типам обводнения [7]

## **2 ПРОЦЕДУРА ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ**

Проведению изоляционных работ предшествует процесс подбора скважин-кандидатов, состоящий из нескольких этапов и требующий ответа на следующие вопросы: выбор скважины-кандидата, определение причин обводнения. Для высокой эффективности изоляционных работ необходима точность решений на каждом из этапов.

### **2.1 Критерии выбора скважин-кандидатов**

Подбор скважин-кандидатов является важным этапом для достижения эффективности водоизоляционных работ. Должны быть выбраны скважины, одновременно имеющие высокую обводненность и низкую выработанность запасов для достижения рентабельности проводимых работ.

При выборе скважин-кандидатов требуется следующие данные:

- Литологическая характеристика продуктивного пласта, его строение и характер насыщения;
- Начальное и текущее положение ВНК;
- Физико-химические свойства попутно-добываемой воды;
- Степень выработанности запасов нефти;
- Расположение скважины-кандидата относительно внешнего и внутреннего контура нефтеносности, нагнетательной скважины;
- Данные дебита нефти, воды и обводненности с начала эксплуатации скважины;
- Особенности конструкции скважины.

В статье «Совершенствование методики выбора скважин для проведения водоизоляционных работ» [8] представлен алгоритм выбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ, предложенный НК «Роснефть» (рис. 23).

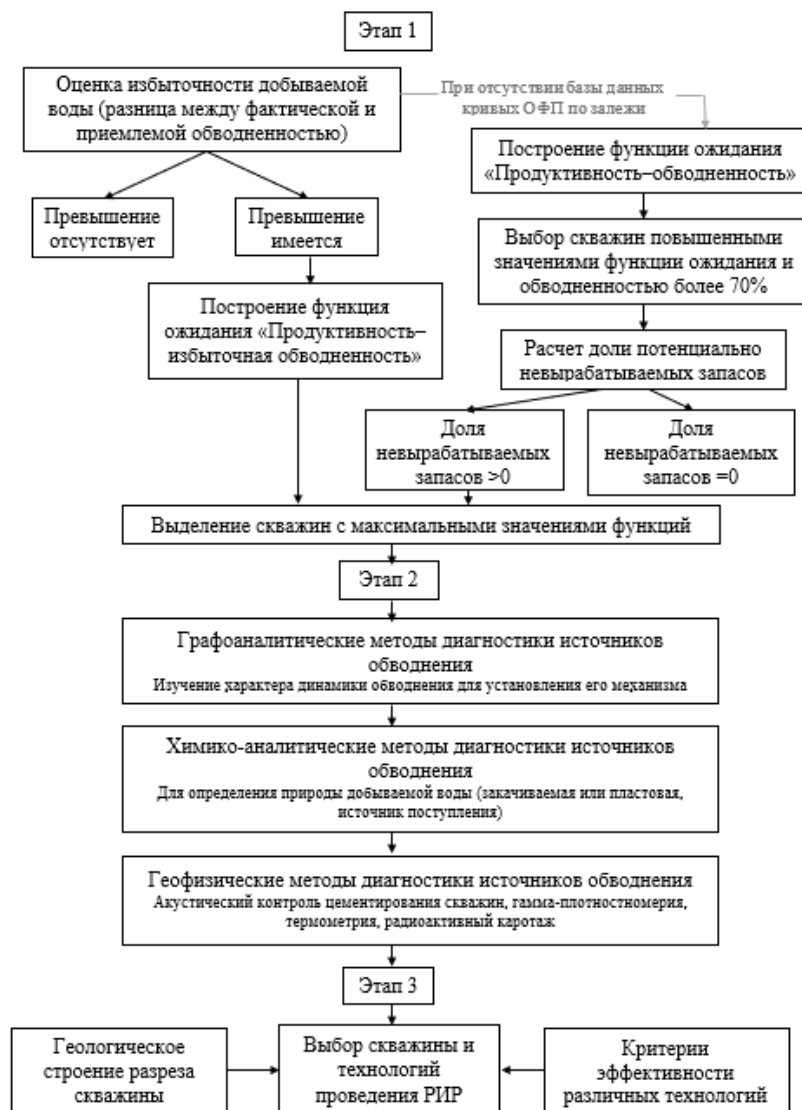


Рисунок 23 – Алгоритм выбора скважин для проведения водоизоляционных работ [8]

На первом этапе производится подбор скважин, одновременно характеризующиеся высокой обводненностью и являющиеся потенциальными с точки зрения продуктивности. На втором этапе проводят диагностику источника обводнения с помощью графоаналитических, химико-аналитических и геофизических методов. Третий этап заключается в комплексном анализе геологического строения разреза скважины, данных об источнике обводнения, критериев эффективности различных технологий, уточнении списка скважин и подборе наиболее приемлемых технологий. Четвертый этап предполагает оценку экономической целесообразности проведения мероприятия по изоляции водопритока.

### 2.1.1 Функция ожидания «продуктивность – избыточная обводненность»

В данном случае потенциал скважины по продуктивности учитывается с помощью произведения средней проницаемости нефтенасыщенной части пласта на ее текущую толщину по формуле 1:

$$F = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_i \cdot h_i} \cdot \frac{K_i \cdot h_i}{K_{i \max} - h_{i \max}} \cdot B_b} = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_{i \max} \cdot h_{i \max}} \cdot B_b} \quad (1)$$

где

$h_c, K_c$  – текущие значения нефтенасыщенной толщины и ее средняя проницаемость;

$h_i, K_i$  – начальные значения нефтенасыщенной толщины и ее средняя проницаемость;

$h_{i \max}, K_{i \max}$  – максимальные значения начальной нефтенасыщенной толщины и средней проницаемости продуктивного разреза по залежи;

$B_b$  – избыточная обводненность продукции, определяемая по формуле 2:

$$B_b = B_c - B_g \quad (2)$$

где

$B_c$  – фактическая обводненность продукции;

$B_g$  – допустимое значение обводненности, рассчитываемое при помощи функции Баклея-Левверетта по формуле 3:

$$B_g = F(S) = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \cdot \mu_w \cdot B_w}{K_{rw} \cdot \mu_o \cdot B_o}} \quad (3)$$

где

$\mu_o, \mu_w$  – вязкость нефти и воды

$B_o, B_w$  – объемные коэффициенты нефти и воды

$K_{ro}, K_{rw}$  – относительная фазовая проницаемость для нефти и воды

Средняя текущая водонасыщенность  $S$  в зоне дренирования скважины рассчитывается по формуле 4:

$$S = \frac{h_c \cdot S_{w.min} + (1 - S_{or}) \cdot (h_i - h_c)}{h_i} \quad (4)$$

где

$S_{w.min}$  – минимальная начальная водонасыщенность;

$S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность.

В формуле (1) отношение текущей нефтенасыщенной толщины к начальной ( $h_c/h_i$ ) характеризует степень сохранения начальных запасов нефти в результате обводнения скважины

### 2.1.2 Функция ожидания «продуктивность – обводненность»

При отсутствии данных о фазовой проницаемости по залежи на первом этапе анализа может быть применена функция ожидания «продуктивность – обводненность», рассчитываемая по формуле 5:

$$F = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_{i \max} \cdot h_{i \max}}} \cdot B_c \quad (5)$$

где  $B_c$  – значение текущей обводненности продукции скважины.

В результате при использовании данной функции скважины ранжируются по потенциалу остаточных запасов и проводимости нефтенасыщенной части разреза, а также по значению текущей обводненности.

Для скважин с повышенной обводненностью (более 70%) и высоким значением функции ожидания «продуктивность – обводненность» рассчитывается величина дренируемых скважиной запасов нефти. Далее ее сравнивают с величиной начальных извлекаемых запасов нефти, рассчитанных объемным способом.

$$V_{NR} = \frac{(V_W - V_{WM})}{V_W} \quad (6)$$

где

$V_W$  – начальные извлекаемые запасы, приходящиеся на данную скважину;



$V_{WM}$  – дренируемые данной скважиной запасы.

## **2.2 Методы диагностики источников обводнения**

Принятие эффективных мер по снижению обводненности скважинной продукции требует корректного определения причин и источника обводнения.

Выделяют следующие методы диагностики причин обводнения:

- Промыслово-геофизические;
- Химико-аналитические (проведение анализа проб воды);
- Графоаналитические (обработка и анализ промысловых данных по скважине).

### **2.2.1 Промыслово-геофизические методы**

ПГИ являются более сложным мероприятием с технологической стороны, однако они позволяют ко всему прочему выявить интервалы обводнения и интенсивность притока воды. Их проведение целесообразнее в вертикальных скважинах, поскольку в горизонтальных скважинах при всей сложности исследования они имеют сомнительные результаты.

Определение интервалов обводнения и негерметичности эксплуатационной колонны, выявление заколонных перетоков возможно с помощью: высокочувствительной термометрии, механической расходомерии, термокондуктивной расходомерии, гамма-гамма-плотнометрии (плотностеметрии), диэлькометрической влагометрии, индукционной резистивиметрии, акустической шумомерии.

В работе «Совершенствование технологий определения заколонных циркуляций методами ГИС» [9] рассматривается опыт выявления заколонного перетока в скважине №6285 Ново-Елховского нефтяного месторождения НГДУ «Елховнефть» (Республика Татарстан). Скважина была введена с дебитом 4 т/сут, со временем дебит стал увеличиваться и достиг 32 т/сут. При этом

соседние скважины имели дебит около 4 т/сут. Было выдвинуто предположение о наличии заколонного перетока в скважине.

Скважина была оборудована колонной НКТ со свабом, башмак колонны был размещен ниже интервала продуктивного пласта.

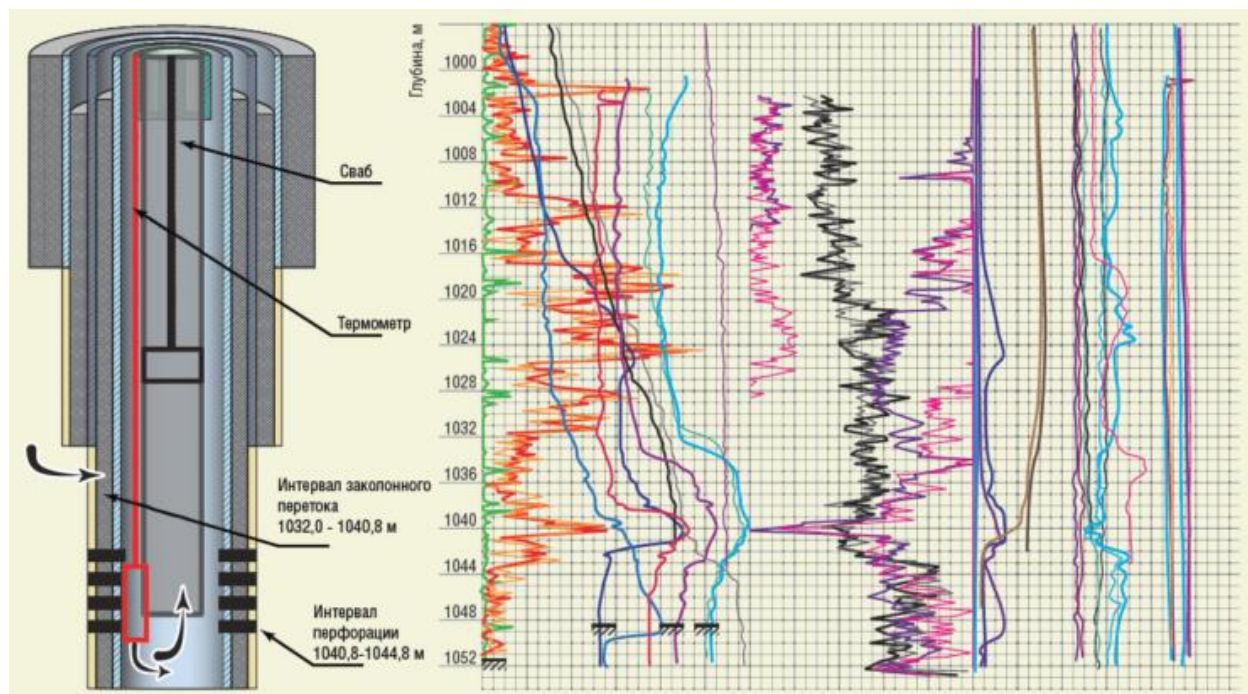


Рисунок 24 – Выявление заколонных перетоков [9]

Геофизический прибор был спущен на кабеле по межтрубному пространству (рис. 24). Приток в скважину возбуждали с помощью сваба. Исследование проводилось «сверху вниз» (запись термометром проводится одновременно с подъемом сваба). Это позволило выявить температурную аномалию – увеличение температуры на 0,2-0,5°C – с глубины 1032 м до кровли перфорационного интервала.

### 2.2.2 Химико-аналитические методы

Данный метод исследования направлен на выявление природы воды. Данные химического анализа проб попутно-добываемой воды сравниваются с критериями содержания химических элементов в составе пластовой и нагнетательных вод. Определяют содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Cl}^-$ .

### 2.2.3 Графоаналитические методы

Графоаналитические методы являются простыми в осуществлении, не требуют проведения дополнительных исследований, поэтому являются широко применяемыми. Наиболее эффективным среди них является метод Чена, рассмотренный в статье «Усовершенствованный диагностический метод определения причин обводнения скважин» [10]. Он заключается в построении графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) и производной ВНФ' от времени в двойных логарифмических координатах.

Построение диагностического графика позволяет определить период начала роста обводнения, а также определить характер источника обводнения.

Резкий рост водонефтяного фактора свидетельствует о наличии в скважине потока свободно поступающей воды. Это может быть связано с нарушением герметичности эксплуатационной колонны, насосно-компрессорных труб, наличием заколонных перетоков. График представлен на рисунке 25.

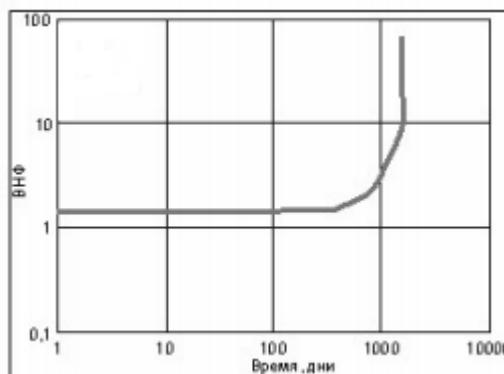


Рисунок 25 – Диагностический график при негерметичности эксплуатационной колонны, заколонном перетоке [10]

В случае, если тангенс производной ВНФ' отрицательный, то обводнение обусловлено образованием конуса воды. Вид зависимости представлена на рисунке 26.

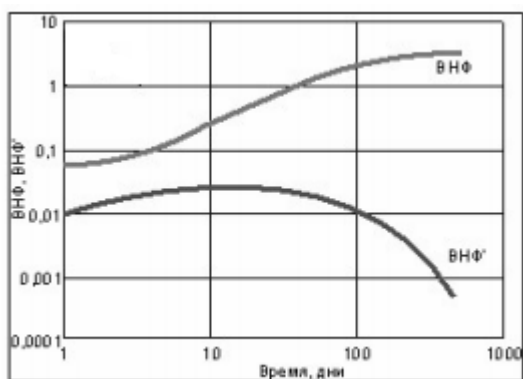


Рисунок 26 – Диагностический график при конусообразовании [10]

Положительный тангенс производной  $ВНФ'$  свидетельствуют об обводнении закачиваемыми водами, которые прорываются от забоя нагнетательных скважин по отдельным высокопроницаемым пропласткам. В данном случае график примет вид как на рисунке 27.

Для интерпретации представляются диагностические графики, построенные за весь период с начала эксплуатации скважины, а также за период до и после проведения мероприятий.

Графики зависимости  $ВНФ$  и  $ВНФ'$  для горизонтальных скважин аналогичны графикам для вертикальных скважин.

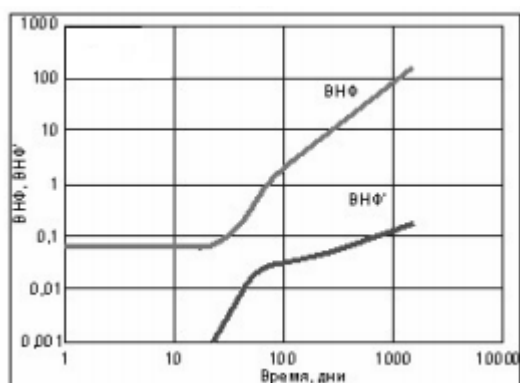


Рисунок 27 – Диагностический график при прорыве законтурной или закачиваемой воды [10]

Метод Меркуловой-Гинзбурга, рассмотренный в работах «Выявление зон и источников опережающего обводнения» и «Разработка и внедрение экспресс-метода по определению источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах» [11, 12], также основан на построении графиков –

характеристик обводнения. Для этого рассчитываются значения осей ординат и абсцисс по формулам 7 и 8:

$$Y = \frac{V_{\text{НВ}}}{V_{\text{НВ}} + V_{\text{В}}} \quad (7)$$

где  $V_{\text{НВ}}$  – текущая накопленная добыча нефти за водный период в пластовых условиях,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{В}}$  – текущая накопленная добыча воды в пластовых условиях,  $\text{м}^3$ ;

$$X = \frac{V_{\text{НВ}} + V_{\text{В}}}{V_{\text{НВК}} + V_{\text{ВК}}} \quad (8)$$

где  $V_{\text{НВК}}$  – накопленная добыча нефти за водный период,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ВК}}$  – накопленная добыча воды за водный период,  $\text{м}^3$ .

Характеристика обводнения показывает изменение доли накопленной добычи нефти в накопленном объеме жидкости, отобранной за водный период.

Если на начало водного периода значение  $Y$  больше, чем 0,99, то считается, что причиной обводнения является заколонная циркуляция флюида (рис. 28).

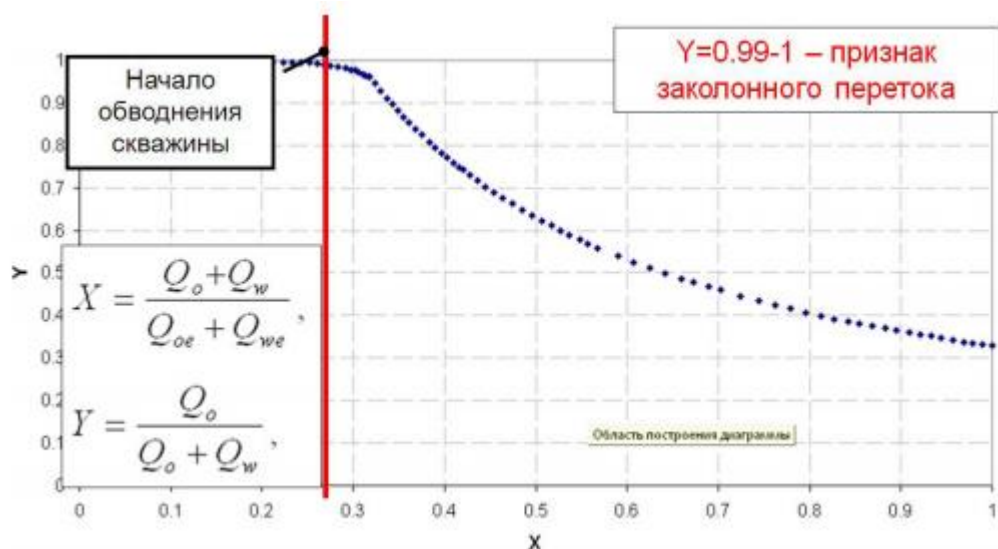


Рисунок 28 – График Меркуловой-Гинзбурга [12]

#### 2.2.4 Выбор приоритетных результатов

Следует отметить, что наиболее эффективным способом оценки причин обводнения является комплексный подход. Шорохов А.Н. работе «Разработка

алгоритма взаимодействия аналитических методов для определения источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах» [13] рассмотрел алгоритм взаимодействия методов определения причин обводнения. Метод Меркуловой-Гинзбурга, основанный на анализе параметров добычи, считается косвенным. Поэтому результаты ПГИ имеют больший приоритет. Конечный результат принимается по тому из методов, по которому имеются данные (рис. 29 п. 1, 3). При наличии данных по обоим методам конечный результат принимается согласно заключению ПГИ (рис. 29 п. 2). Однако отсутствие данных по каждому из методов не исключает наличие заколонных перетоков или негерметичности эксплуатационной колонны.

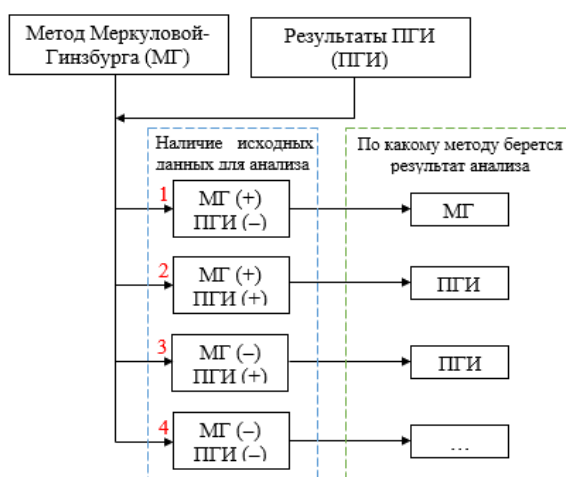


Рисунок 29 – Схема взаимодействия между методом Меркуловой-Гинзбурга и результатами ПГИ [13]

Между методом диагностических графиков и химическим методом не выделяют приоритетного, поскольку оба метода являются косвенными (осуществляются без прямого доступа в ствол скважины). Принятие конечного результата зависит от четкого или нечеткого соответствия по критериям химического метода. При наличии исходных данных по химическому методу, но нечеткого соответствия по его критериям, рекомендуется проведение экспертной оценки в контексте изучения дополнительной информации по каждой скважине отдельно: проведенные капитальные ремонты, результаты гидродинамических исследований и т.д. Экспертная оценка также требуется в

случае различных результатов (рис. 30, п. 2), полученных по обоим методам, и четком соответствии критериям оценки по химическому методу.

Алгоритм взаимодействия аналитических методов направлен на автоматизацию процесса определения источника обводнения и успешно применяется в филиале «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-ННГ».



Рисунок 30 – Схема взаимодействия между методом диагностических графиков и химическим методом [13]

На месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» применяют экспресс-метод для определения характера обводнения [7]:

1. Оценка технического состояния скважины: установление или исключение технической причины обводнения (заколонные перетоки, нарушение герметичности эксплуатационной колонны);

2. Анализ физико-химических свойств попутно-добываемой воды, в результате чего определяется тип воды (пластовая или нагнетаемая вода);

3. Анализ геолого-физических характеристик пласта (мощность и фильтрационно-емкостные свойства пласта, расчлененность) для определения

общей картины неоднородности пласта, выявления наиболее проницаемых пропластков, а также наличия гидродинамических барьеров;

4. Обобщение и сопоставление результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований (профиль притока, гидропрослушивание, трассерные исследования) для определения интервалов и источников поступления воды;

5. Анализ динамики обводнения добывающих скважин для установления влияния нагнетательных скважин;

6. Применение графоаналитического метода

Результатом данного этапа является построение обобщенной карты интенсивности обводнения с отображением основных источников обводнения по скважинам (рис. 31).

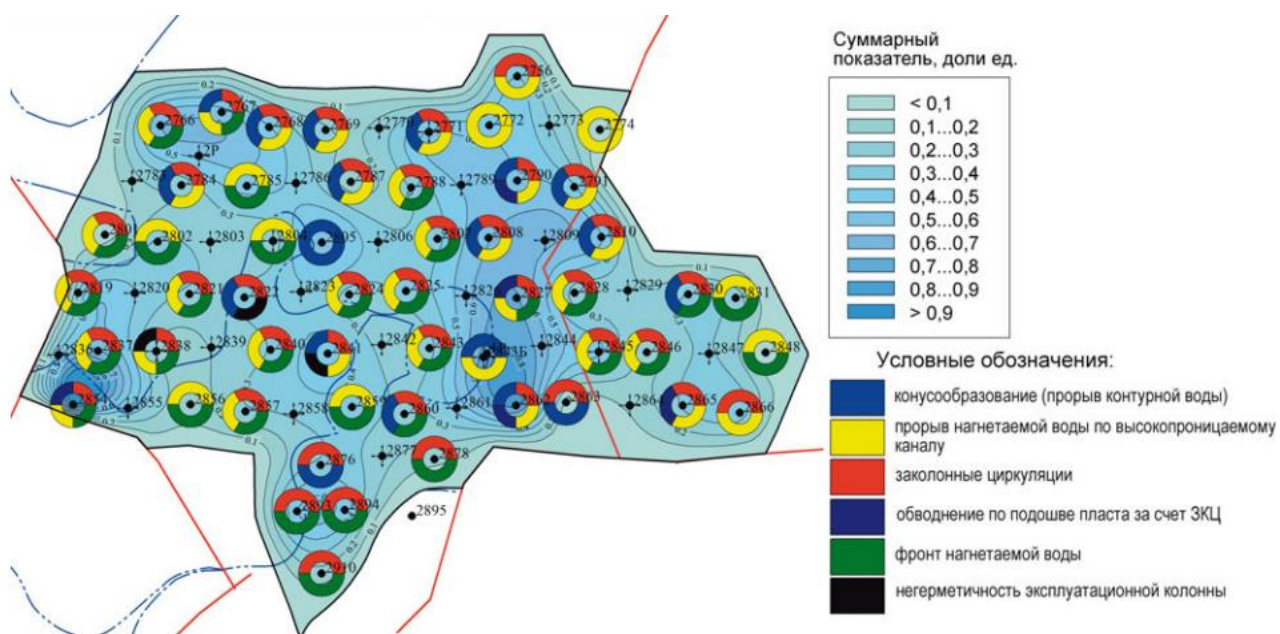


Рисунок 31 – Обобщенная карта интенсивности обводнения с нанесением основных источников обводнения Яхлинского нефтяного месторождения (ХМАО) [11]

### 2.3 Оценка успешности проведения водоизоляционных работ

Успешность проведения ВИР зависит от:

– Выбора скважин-кандидатов для проведения ВИР;



- Выбора технологии ВИР;
- Выбора изоляционного материала.

В работе «Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ» [14] предлагается оценить успешность ВИР такими параметрами, как геологическая и технологическая успешность.

Геологическая успешность проведения ВИР определяется достижением расчетного прироста дебита по формуле 9:

$$G_{\text{ус}} = \frac{\Delta q_{\text{н.факт}}}{\Delta q_{\text{н.расчет}}} \cdot 100\% \quad (9)$$

где

$\Delta q_{\text{н.факт}}$  – фактический дополнительный дебит нефти, т/сут;

$\Delta q_{\text{н.расчет}}$  – расчетный дополнительный дебит нефти, т/сут.

Технологическая успешность определяется по формуле 10:

$$T_{\text{ус}} = \frac{N_{\text{общ}} - (N_{\text{неэф}} - N_{\text{x}})}{N_{\text{общ}} - N_{\text{x}}} \cdot 100\% \quad (10)$$

где

$N_{\text{общ}}$  – общее количество выполненных ВИР, скв.;

$N_{\text{неэф}}$  – количество неуспешных ВИР;

$N_{\text{x}}$  – количество скважин, находящихся на выводе.

Факторы, влияющие на эффективность изоляционных работ, можно разделить на две группы:

- Геологические (неконтролируемые): состояние ПЗП, пластовое давление, физико-химические свойства нефти;
- Технологические (контролируемые): выбор изоляционного материала, состав и объем закачки.

Дерендяев Р.А. и Дерендяев К.А. [15] проанализировали влияние факторов на обводненность и дебит нефти после проведения водоизоляционных работ (рис. 32). Было выяснено, что наибольшее влияние на

эффективность ВИР оказывают такие факторы, как обводненность продукции до ремонта и объем закачиваемого водоизоляционного состава (ВИС).

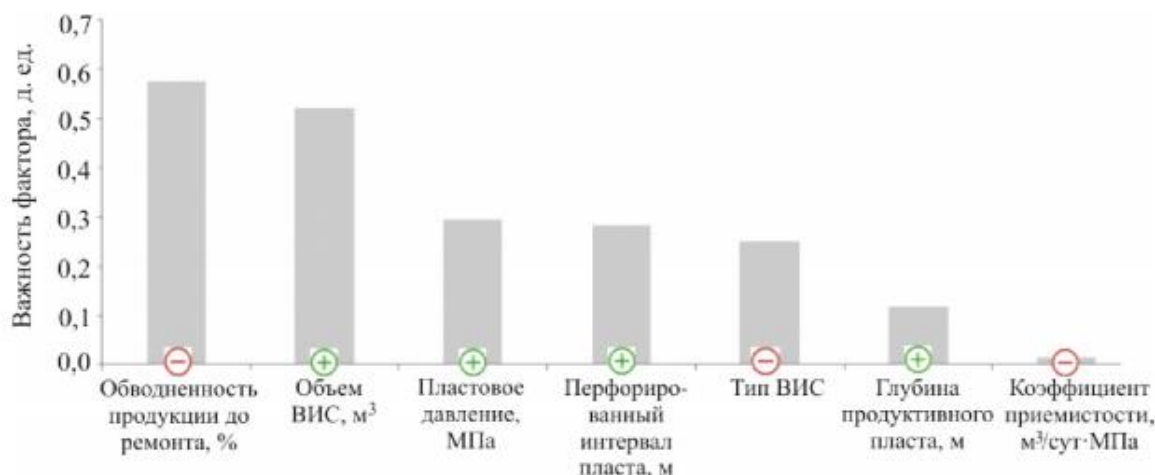


Рисунок 32 – Степень влияния факторов на дебит нефти после ВИР [15]

В таблице 3 представлен перечень факторов и характер их влияния на эффективность ВИР.

Таблица 3 – Факторы и их влияние на эффективность ВИР

Фактор	Влияние фактора на эффективность проведения ВИР
Обводненность продукции до ремонта	Повышенные значения обводненности отрицательно влияют на эффект мероприятия
Объем водоизоляционного состава	Недостаточное количество водоизолирующего состава приводит к неполной изоляции обводненных пропластков, что отражается в малой эффективности ВИР
Пластовое давление	Чем выше пластовое давление, тем выше депрессия, которая непосредственно влияет дебит скважины
Перфорированный интервал пласта (интервал закачки ВИС)	При увеличении данного параметра проникновение состава происходит по всей толще перфорированного пласта и, соответственно, кольматация осуществляется более равномерно
Тип водоизоляционного состава	Неправильный выбор изоляционного состава влечет за собой не только снижение технологической эффективности, но и получение отрицательных результатов
Глубина продуктивного пласта	Фактор коррелирует с пластовым давлением, которое повышается с увеличением глубины
Приемистость пласта	Загрязнение ПЗП негативно сказывается на дебите нефти после проведения ВИР

## **2.4 Мероприятия по снижению обводненности скважинной продукции**

Преждевременное обводнение скважин требует своевременного принятия решений. Для снижения обводненности скважиной продукции обычно применяют технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) и водоизоляционных работ (ВИР) [16]. Большинство используемых изоляционных составов аналогичны друг другу.

### **2.4.1 Выравнивание профиля приемистости**

Применение технологии выравнивания профиля приемистости позволяет перераспределить фильтрационные потоки с помощью блокирования обводненных пропластков. В результате повышается коэффициент охвата пласта воздействием, вовлекаются в эксплуатацию ранее недренируемые пропластки.

Количество реагирующих добывающих скважин определяют с помощью трассерных исследований. Они подразумевают закачку индикаторов в нагнетательные скважины и наблюдение за работой добывающих скважин. Работы продолжают, если на нагнетательную скважину приходится минимум 3 реагирующих добывающих скважины.

Для отключения отдельных пропластков используют временно изолирующие материалы: суспензии, осадкообразующие и гелеобразующие составы на водной основе (ВУС на основе ПАА и гипана). При необходимости возможно проведение мероприятий по повышению приемистости слабопроницаемых пропластков. В этих целях в пласт закачивают стимулирующие (кислотные) составы.

Рассмотрим этапы процесса ВПП: рисунок 33, а – основной объем закачиваемой воды поглощается частью коллектора с наиболее высокой проницаемостью; рисунок 33, б – изолирующие составы проникают в наиболее проницаемые пропластки, в разработку вовлекаются менее проницаемые

пропластки; рисунок 33, в – спустя 6-9 месяцев (средняя продолжительность эффекта ВПП) профиль приемистости возвращается в близкое к начальному состоянию [17].

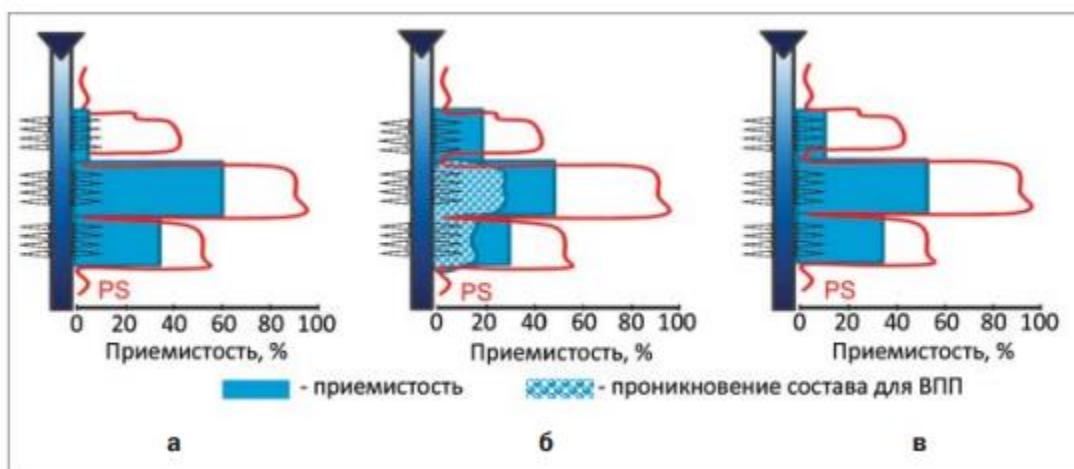


Рисунок 33 – Этапы процесса ВПП [17]

а – до ВПП, б – процесс ВПП, в – после ВПП

Вследствие проведения ВПП нагнетательной скважины наблюдается снижение обводненности в добывающих скважинах и увеличение добычи нефти.

Наиболее широко применяемыми являются вязкоупругие системы на основе гелеобразующих составов с добавлением сшивающего агента. В России разработали отечественный продукт на замену импортному ПАА. Технология ВПП с применением реагента АС-CSE-1313 марки А и В (SPA-Well) показала высокую эффективность (табл. 4).

В работе «Авторское интегрированное решение в технологиях ВПП, ОВП и РИР» [18] рассматривается опыт применения технологии ВПП на основе реагента АС-CSE-1313 марки А на Сугмутском, Приобском и Ачимовском месторождениях. Всего за период 2014-2019 гг. было проведено более 690 скважино-операций. Эффект от одной скважино-операции составил 600 т/скв, 1443 т/скв и 1800 т/скв соответственно.

Таблица 4 – Сравнение двух реагентов для ВПП и ОВП

SPA-Well	ПАА
Механическая, химическая, термическая деструкция отсутствует	Подвержен механической, химической, термической деструкции
Однокомпонентный рабочий раствор	Двухкомпонентный рабочий раствор (необходим сшивающий агент)
Отечественный продукт (120 тыс. руб./т)	Импортный продукт (150-240 тыс. руб./т)
Пластовая температура – не ограничена Проницаемость – от 3 мД Минерализация 0-400 г/л	Пластовая температура – до 75°С Проницаемость – от 10 мД Минерализация до 30 г/л

#### 2.4.2 Водоизоляционные работы

Все виды работ, проводимые в скважине с целью ограничения путей водопритокков, называются водоизоляционными работами. Водоизоляционные работы направлены на:

- Ликвидацию заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны;
- Отключение отдельных обводненных интервалов пласта.

Для этого применяют механические (спуск дополнительной колонны, использование двухпакерных компоновок) и химические (использование химических реагентов) методы.

В зависимости от степени и характера влияния на проницаемость нефтенасыщенной части пласта методы ограничения водопритока делятся на селективные и неселективные [19].

Селективный метод изоляции (СМИ) – метод, предполагающий закачивание химического реагента на всю длину перфорационного интервала. Образующийся при этом осадок сказывается на фильтрационном сопротивлении только в водонасыщенной части пласта. Селективная изоляция эффективна при наличии непроницаемых глинистых перемычек.

Положительной стороной СМИ является отсутствие необходимости в дополнительной перфорации, поскольку этот метод не сказывается на фазовой проницаемости нефти

Для селективной изоляции могут применяться водонабухающие полимеры, эмульсии, кремнийорганические составы, гелеобразующие и осадкообразующие составы. С целью изоляции водопритока также используются тампонажные растворы на углеводородной основе (ТРУО). Выделяют две группы ТРУО – безводные (БТРУО) и эмульсионные (ЭТРУО). БТРУО применяют для отключения отдельных интервалов продуктивного пласта, ликвидации заколонных перетоков и негерметичности ЭК. БТРУО при контакте с водой образует высокопрочный непроницаемый камень, тогда как в нефтяной зоне камень не образуется. ЭТРУО используют в тех случаях, когда необходимо провести восстановление цементного камня за ЭК, установку цементных мостов (с последующей перфорацией).

По типу действия выделяют отверждающиеся, гелеобразующие, осадкообразующие составы, а также гидрофобизаторы и пенные системы:

– Отверждающиеся составы после попадания в пласт образуют водоизолирующую массу, растворимую в нефти и нерастворимую в воде.

– Наиболее широкое применение нашли гелеобразующие составы, образующие пространственные гелеобразные системы.

– Действие осадкообразующих реагентов основано на выпадении нерастворимого осадка при его попадании в пласт и взаимодействия с пластовой водой.

– Гидрофобизаторы представляют собой гидрофобные продукты (ПАВ, аэрированные жидкости и т.д.). Их использование ведет к снижению фазовой проницаемости пород для воды вследствие гидрофобизации пород ПЗП.

– Пенные системы образуются в результате взаимодействия химических реагентов. За счет прилипания пузырьков газа к поверхности водопроводящих каналов блокируются пути продвижения воды.

Опыт проведения ВИР показывает, что наиболее перспективные методы изоляции водопритока основаны на комбинации двух или нескольких тампонажных материалов. Технология применения водопоглощающих тампонажных составов (ВТС) предполагает установку гидроэкрана и дальнейшее его докрепление цементным раствором.

Неселективный метод изоляции (НСМИ) – метод, заключающийся в образовании экрана, непроницаемого для всех фаз. Отличительной особенностью является то, что образующийся экран не разрушается со временем при пластовых условиях. При планировании работ необходимо точное выделение обрабатываемого интервала и исключение снижения проницаемости в нефтенасыщенной части пласта.

Далее будут рассмотрены конкретные способы решения проблем высокой обводненности продукции при определенном источнике водопритока.

#### *Ликвидация конуса воды и подтягивания подошвенных вод*

Подготовка к первому этапу изоляции конуса воды предполагает перфорацию специальных отверстий, по которым с помощью пакера-ретеннера закачивается изоляционный состав. Первый этап заключается в докреплении образовавшегося гидроэкрана цементным раствором на водной основе. На втором этапе проводится селективная изоляция перфорационного интервала с применением составов на углеводородной основе (рис. 34).

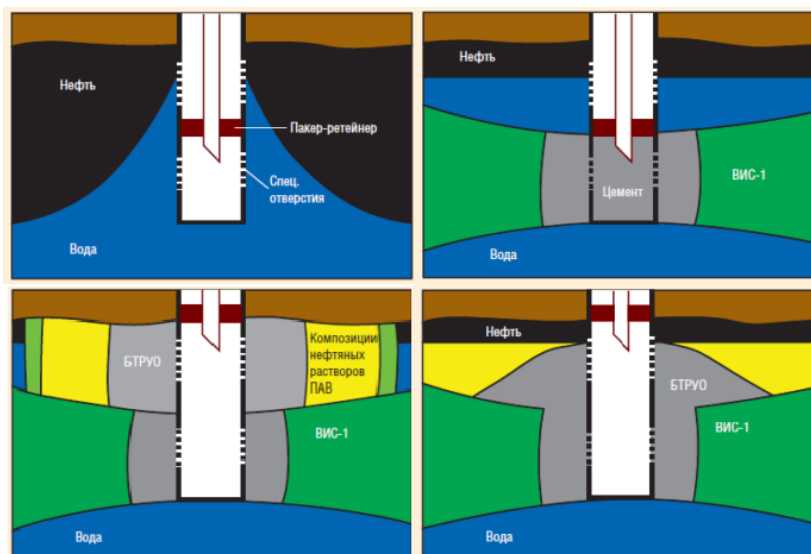


Рисунок 34 – Ликвидация конуса воды [20]

### *Ликвидация заколонных перетоков*

При ликвидации заколонных перетоков закачку изоляционных составов так же проводят с помощью пакера-ретенера, обеспечивающий направленное воздействие на источник водопритока (рис. 35). В качестве водоизоляционных составов используют цементные растворы, гелеобразующие составы, а также гидрофобизирующие составы.

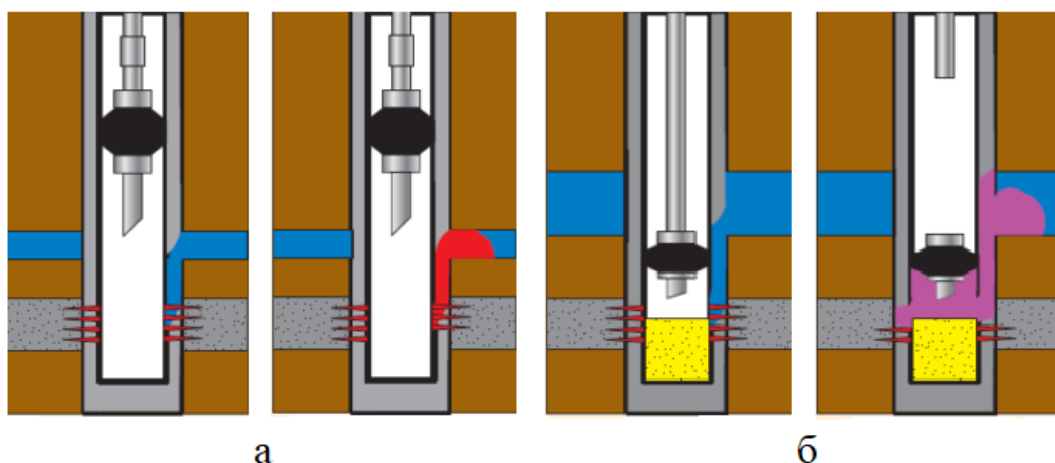


Рисунок 35 – Ликвидация заколонных перетоков «сверху» [20]

### *Изоляция обводненных пропластков*

Закачивание изоляционных составов (чаще всего гелеобразующие составы и БТРУО) в перфорационный интервал производится с применением пакера-ретенера (рис. 36).

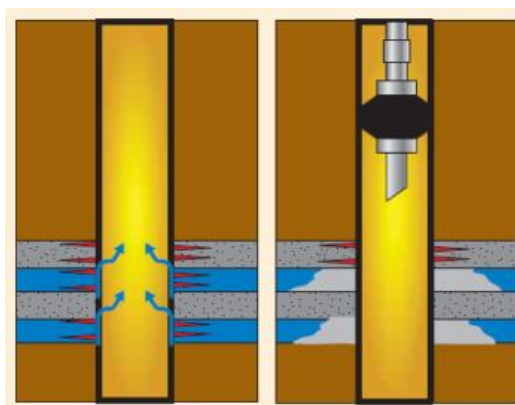


Рисунок 36 – Отключение отдельных пропластков [20]

В период 2015-2017 гг. в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» были проведены ОПР по технологии ОВП АС-CSE-1313 [19]. Было выполнено 35 скважино-операций, их успешность составила 100%. Дебит жидкости в



среднем снизился на 50%, обводненность – на 6,3%, а дебит нефти увеличился на 3-7%.

#### *Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны*

В данном случае проблема может быть решена с помощью установки металлических пластырей и профильных перекрывателей (без существенного изменения проходного сечения колонны) и спуском дополнительной колонны (с уменьшением проходного сечения колонны). Также в борьбе с негерметичностью ЭК эффективна закачка тампонажных растворов (БТРУО), образующих прочный камень при взаимодействии с водой (рис. 37).

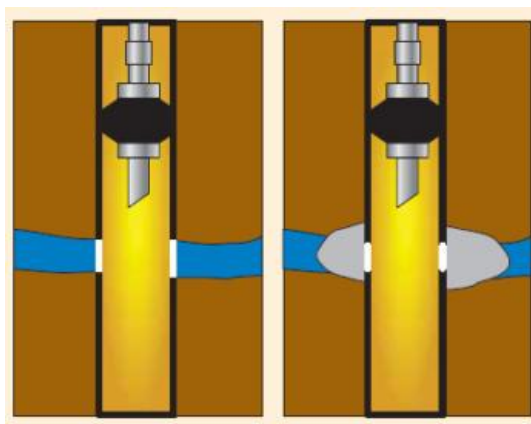


Рисунок 37 – Ликвидация негерметичности ЭК [20]

Таким образом, применение технологии ВПП в нагнетательных скважинах и проведение ВИР в добывающих скважинах с помощью технических и химических методов являются актуальным решением в борьбе с высокой обводненностью скважинной продукции. Для дополнительного увеличения дебита нефти рекомендуется закачка стимулирующих составов.

### 3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ВЫНГАПУРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В работе «Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ» [21] рассмотрен опыт применения технологии ВПП на Вынгапуровском нефтегазовом месторождении ПАО «Газпромнефть-ННГ» Ноябрьского региона. На рисунке 38 представлена карта текущих отборов в районе нагнетательной скважины 4930.

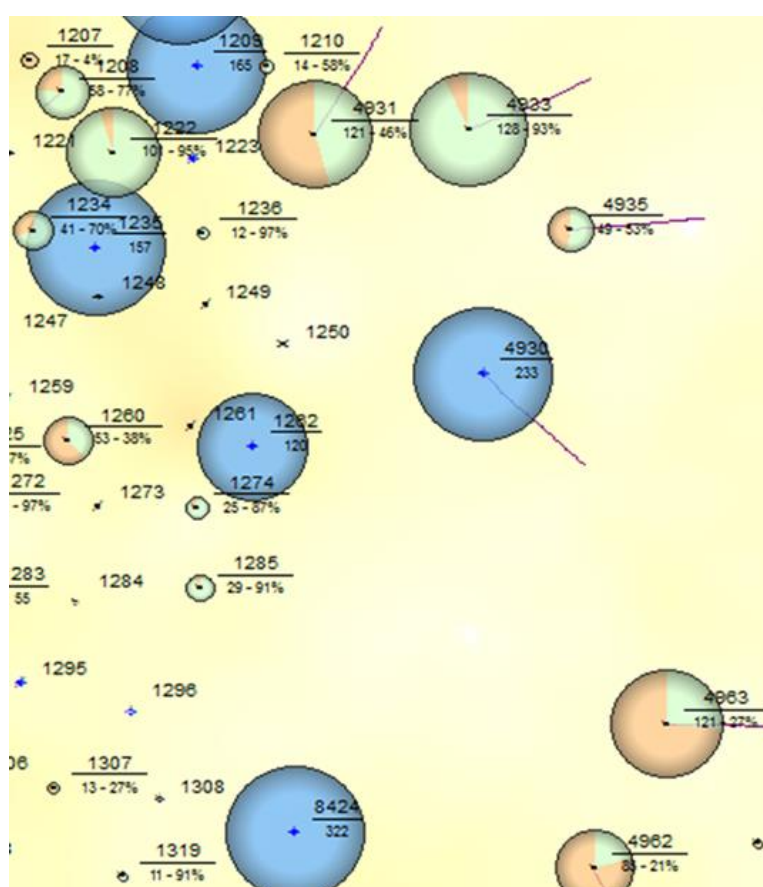


Рисунок 38 – Карта текущих отборов пласта БВ8 в районе нагнетательной скважины 4930 [21]

Добывающая скважина 4930 была введена в эксплуатацию в апреле 2013 г. Начальный дебит жидкости составил 340 м<sup>3</sup>/сут при дебите нефти 57,6 т/сут, обводненность достигла 88%. После достижения накопленной добычи нефти в 3,1 тыс. т и обводненности 96% скважина была переведена в нагнетательный фонд с приемистостью 290 м<sup>3</sup>/сут.

Добывающая скважина 4933Г обводнилась с 35 до 100% с увеличением дебита жидкости с 44 до 128 м<sup>3</sup>/сут после суток работы нагнетательной скважины 4930, в то время как соседние добывающие скважины № 4931Г, 4932Г и 4935Г работали с дебитами нефти 14,6-80,0 т/сут с обводненностью скважинной продукции 15-55%.

В скважине 4930 была проведена закачка композиции ГОС+ВУС объемом 400 м<sup>3</sup> с целью изоляции каналов высокой проводимости между скважинами № 4930 и 4933Г в период 27.03-30.03.2014 г. В результате применения ВПП приемистость снизилась с 413 до 385 м<sup>3</sup>/сут. Обводненность по скважине 4933Г снизилась с 100 до 83-84%, дебит жидкости снизился до 116 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти достиг 14,5 т/сут (рис. 39).

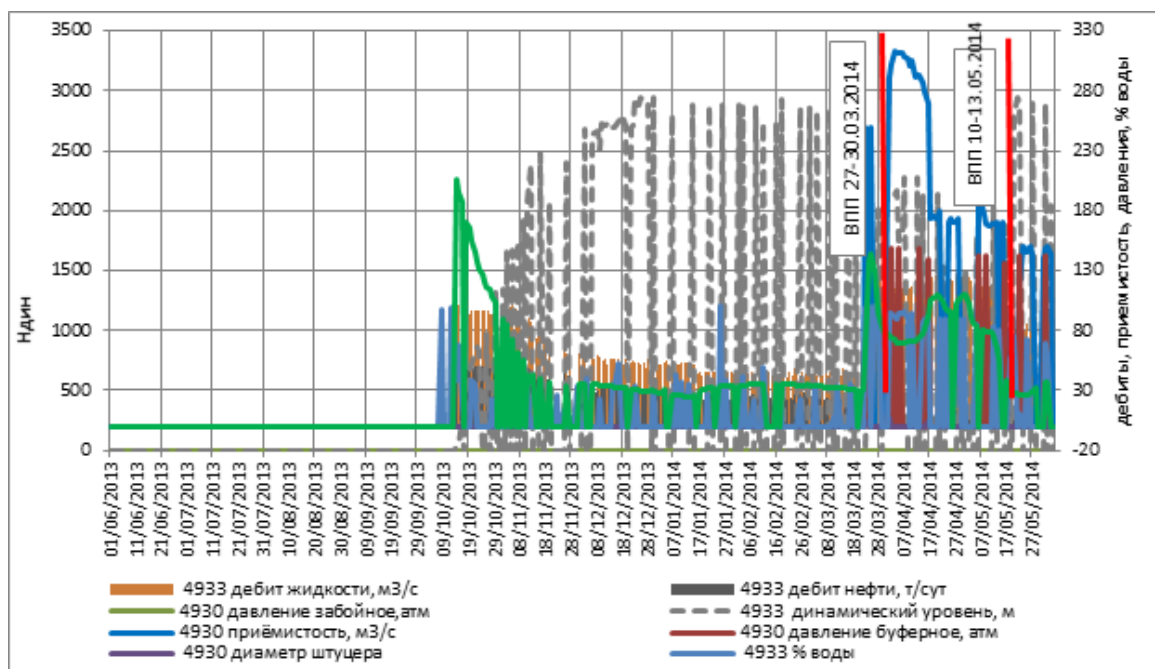


Рисунок 39 – График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4933Г [21]

Позже 10.05-13.05.2014 г. в нагнетательную скважину 4934 провели закачку ГОС в объеме 500 м<sup>3</sup>, после чего приемистость снизилась с 401 до 257 м<sup>3</sup>/сут. Обводненность продукции снизилась с 83 до 69-70%, дебит жидкости – до 95 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти увеличился с 14,5 до 19,5-20 т/сут.

После пуска скважины 4930 под нагнетание добывающая скважина 4931 отреагировала увеличением дебита жидкости с 81 до 213 м<sup>3</sup>/сут и обводненности с 11,2 до 47,6% (рис. 40).

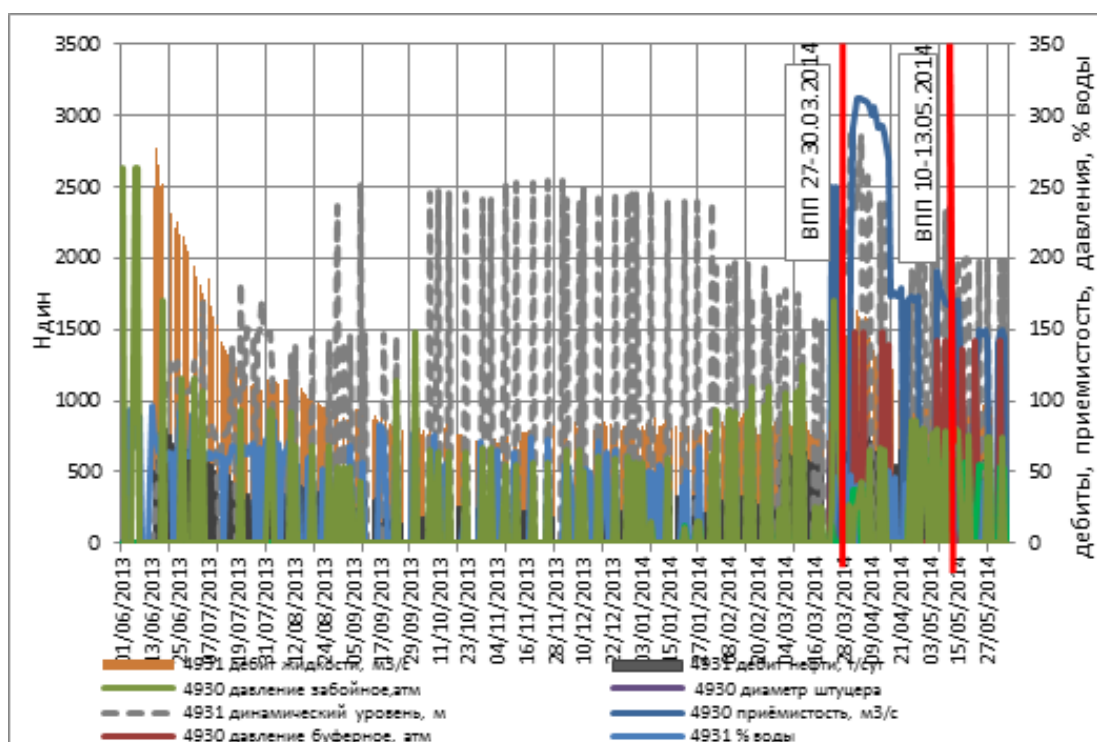


Рисунок 40 – График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4931Г [21]

В результате проведения ВПП дебит скважины 4931Г постепенно снизился до 106 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – до 33-41%.

Дальнейшее применение технологии ВПП привело к снижению обводненности до 28%, уменьшению дебита жидкости до 98 м<sup>3</sup>/сут по скважине 4933Г. Изменения в характере работы нагнетательной скважины 4930 не отразились на работе соседних добывающих скважин № 4935Г и 4962Г.

Таким образом, была установлена гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной 4930 и добывающими скважинами № 4933Г и 4931Г. В результате, применение технологии ВПП позволило добиться снижения обводненности продукции добывающих скважин, вызванной движением нагнетаемой воды по высокопроницаемым пластам. В период 16.04 - 26.05.2014 г. были проведены трассерные исследования для контроля результатов устранения прорыва воды, закачиваемой в скважину 4930. В

качестве индикатора использовался тринатрифосфат в объеме 800 кг (12 м<sup>3</sup>), контроль за его движением велся в 17 добывающих скважинах. Трассер не был найден в продукции большинства скважин.

Проведение трассерных исследований также позволило установить, что основной объем воды, движущийся от нагнетательных к добывающим скважинам, поступает по каналам фильтрации с проницаемостью 0,02 - 0,08 мкм<sup>2</sup>.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Даниловой Лилии Артемовне

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов, выполняемых работ и оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Налог на добавленную стоимость 18%; Страховые взносы 30%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения ВПП с помощью SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет материальных затрат, оплаты труда персонала, амортизационных и страховых отчислений
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения технологии

**Перечень графического материала**

1. Матрица SWOT
-----------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Данилова Лилия Артемовна		

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

Заводнение пластов является широко используемым методом поддержания пластового давления. Вследствие этого, увеличение обводненности является неизбежным в процессе разработки месторождения. В дополнение, высока вероятность наступления преждевременного обводнения скважин.

Наиболее часто обводнение скважин вызвано движением воды по высокопроницаемым пропласткам. Решением этой проблемы может стать применение технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП). Дополнительная добыча нефти в данном случае достигается за счет перераспределения фильтрационных потоков.

В данном разделе целью является проведение SWOT-анализа для оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения работ по ВПП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, а также определение экономической эффективности мероприятия [22].

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

#### SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Для начала описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы, составляется матрица SWOT (табл. 5).

Таблица 5 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны технологий:</b> С1. Увеличение нефтеотдачи С2. Снижение обводненности С3. Увеличение коэффициента охвата пласта воздействием С4. Уменьшение затрат на добычу	<b>Слабые стороны технологий:</b> Сл1. Необходимость правильного выбора скважины-кандидата и изоляционного состава Сл2. Вероятность непродолжительного эффекта Сл3. Требуется выдержка гелеобразующего состава Сл4. Необходимость в закачке стимулирующего состава
<b>Возможности:</b> В1. Совершенствование изоляционных составов В2. Снижение стоимости расходных материалов В3. Совершенствование методики закачки состава В4. Существующая острая необходимость в снижении обводненности на большинстве месторождений		
<b>Угрозы:</b> У1. Использование других методов снижения обводненности У2. Переход на альтернативные источники энергии У3. Появление другого метода снижения обводненности		

Далее составляются интерактивные матрицы, смысл которых заключается в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	+	+	+	0
	B2	0	0	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	+	0



**Примечание.** «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» означает слабое соответствие; «0» – при сомнениях между «+» и «-».

Возможности В1, В3 и В4 коррелируют друг с другом, поэтому их можно описать, как В1В3В4С1С2С3. Возможность В2 имеет наименее слабые соответствия сильным сторонам проекта.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	0	+	+	+
	В2	0	0	0	0
	В3	0	+	+	+
	В4	-	+	+	+

По результатам анализа, возможности В1, В3 имеют наиболее сильные соответствия со слабыми сторонами проекта, можно записать, как В1В3С2С3С4. Возможность В2 никаким образом не влияет на слабые стороны технологии.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	+	0
	У3	+	+	+	0

Угрозы проекта У2 и У3 имеют влияние на все сильные стороны технологии.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	-
	У2	0	0	-	-
	У3	0	0	-	-

Угроза У1 имеет наиболее сильное соответствие со слабыми сторонами, принимает вид У1Сл1Сл2Сл3. Угрозы У2 и У3 коррелируют друг с другом.

Результатом проведения SWOT-анализа является таблица 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны технологий:</b>	<b>Слабые стороны технологий:</b>
	<p>С1. Увеличение нефтеотдачи</p> <p>С2. Снижение обводненности</p> <p>С3. Увеличение коэффициента охвата пласта воздействием</p> <p>С4. Уменьшение затрат на добычу</p>	<p>Сл1. Необходимость правильного выбора скважины-кандидата и изоляционного состава</p> <p>Сл2. Вероятность непродолжительного эффекта</p> <p>Сл3. Требуется выдержка гелеобразующего состава</p> <p>Сл4. Необходимость в закачке стимулирующего состава</p>
<b>Возможности:</b>	<p>В1. Совершенствование изоляционных составов</p> <p>В2. Снижение стоимости расходных материалов</p> <p>В3. Совершенствование методики закачки состава</p> <p>В4. Существующая острая необходимость в снижении обводненности на большинстве месторождений</p>	<p>Все слабые стороны технологии не могут быть ликвидированы. Однако слабые стороны Сл2, Сл3 и Сл4 могут быть устранены благодаря поиску изоляционных составов с другими свойствами.</p>
<b>Угрозы:</b>	<p>У1. Использование других методов снижения обводненности</p> <p>У2. Переход на альтернативные источники энергии</p> <p>У3. Появление другого метода снижения обводненности</p>	<p>Непродолжительный эффект и, как следствие, низкая рентабельность могут стать поводом для пересмотра и смены метода воздействия.</p>

Вывод: была проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения ВПП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью SWOT-анализа. Определили сильные и слабые стороны технологии. В результате анализа выяснили, что при совершенствовании методики закачки состава и поиске изоляционных составов с улучшенными свойствами слабые стороны технологии можно

минимизировать. Благодаря своим сильным сторонам технология остается актуальной на сегодняшний день.

## 4.2 Бюджет научно-технического исследования

В данной части раздела будет проведена оценка экономической эффективности работ по ВПП. Для этого необходимо рассчитать затраты на проведение одной скважино-операции. В расчете учитываются затраты на расходные материалы и оплату труда, страховые и амортизационные отчисления, а также накладные расходы.

### 4.2.1 Расчет материальных затрат

Примем, что для 1 скважино-операции необходимо 1000 м<sup>3</sup> химического реагента, а также 20 м<sup>3</sup> воды для последующей продавки [23]. Стоимость 1 т гипана (изоляционного материала) в среднем составляет 100 тыс. руб. В готовом растворе его концентрация составляет 0,4%. На закачку 1 м<sup>3</sup> жидкости расходуется 8,5 кВт·ч энергии. В этом случае, материальные затраты примут следующий вид (табл. 11).

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.
Химический реагент (готовый раствор)	м <sup>3</sup>	1000	400	400000
Техническая вода	м <sup>3</sup>	20	0	
Электроэнергия	кВт·ч	8,5* (на закачку 1 м <sup>3</sup> )	3,4**	29478
<b>ИТОГО</b>				429478

\*, \*\* взяты средние значения

#### 4.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для проведения мероприятия необходим насосный агрегат ЦА-320 и установка дозирования реагентов КУДР [23]. Стоимость оборудования распределяется на 10 лет. Рассчитаем сумму амортизационных отчислений, входящих в состав затрат на каждое мероприятие, с учетом того, что в год осуществляется 5 скважино-операций.

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.***	Общая стоимость оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб./скв.-опер.
	ЦА-320	1	4 350 000	4 350 000	87000
	КУДР	1	4 050 000	4 050 000	81000
Итого:					168000

\*\*\* взяты средние значения

#### 4.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В проведении работ по ВПП участвуют машинисты установки дозирования реагента (УДР), операторы химической обработки скважин (ХОС) и мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД).

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	21690	65,7	61	16,43	45,99	10,51	16912,9
Оператор ХОС	4	29800	90,3	61	22,58	63,21	14,45	46491,8
Мастер ЦППД	1	30170	91,4	61	22,86	63,98	14,62	11764,5
Итого								75169,2

Ежедневная смена составляет 11 часов (включая перерывы), в месяц – 330 часов. Надбавка за вахтовый метод работы составляет 16%, районный коэффициент к зарплате примем равным 1,7. Также учтем премию в размере 25% от тарифной ставки. Месячная тарифная ставка взята в соответствии со средними значениями.

#### 4.2.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФР) и медицинского страхования (ФОМС) от затрат на оплату труда работников. Затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний – 0,4% (класс III, предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа).

Таблица 14 – Расчет страховых отчислений

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	75169,2	2179,9	3833,6	16537,2	300,7	23391,4

#### 4.2.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, неучтенные в расчетах, и составляют 16% от суммы всех вышеописанных затрат.

$$Z_{\text{накл}} = (429478 + 168000 + 75169,2 + 23391,4) \cdot 0,16 = 111366,1 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приемистости с закачкой 1000 м<sup>3</sup> состава представлены в табл. 15.

В результате проделанной работы выяснили, что общая сумма затрат на проведение работ по ВПП составляет 807404,7 руб. за 1 скважино-операцию.

Таблица 15 – Затраты на проведение одного мероприятия

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, руб
1	Материальные затраты	429478
2	Амортизационные отчисления	168000
3	Затраты на оплату труда	75169,2
4	Страховые отчисления	23391,4
5	Накладные расходы	111366,1
	Всего	807404,7

### 4.3 Определение экономической эффективности мероприятия

На дату расчета (01.05.2021) стоимость нефти марки Brent составила 66,44 долл./барр., курс доллара равен 74,85 руб., 1 баррель нефти эквивалентен 0,1364 т. Таким образом, цена нефти составила:

$$C_n = 66,44 \text{ долл./барр.} = \frac{66,44 \cdot 74,85 \text{ руб.}}{0,1364 \text{ т}} = 36459,2 \text{ руб/т}$$

Таблица 16 – Исходные данные для расчета экономической эффективности мероприятия

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость проведения мероприятия	тыс. руб.	807,4
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации	т/сут	1,2
4	Кол-во скважин, на которых проводятся мероприятия	ед	5
5	Кол-во скважин, на которых увеличивается дебит в результате проведения ВПП	ед	17
6	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,05
7	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,91
8	Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти	%	58,1
9	Ставка дисконта	%	10
10	Цена одной тонны нефти	руб	36459,2

Проведение инновационного мероприятия приведет к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле 11:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N \quad (11)$$

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

$T$  – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

$N$  – количество скважин, на которых увеличился дебит в результате проведения ВПП, ед.;

$K_{\text{э}}$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 1,2 \cdot 365 \cdot 0,91 \cdot 17 = 6775,86 \text{ т} = 6,78 \text{ тыс. т}$$

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

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

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}) = 1,2 - (1,2 \cdot 0,05) = 1,068 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}) = 1,14 - (1,14 \cdot 0,05) = 0,95 \text{ т/сут}$$

Дополнительная добыча нефти за 2-й год:

$$\Delta Q_2 = 1,068 \cdot 365 \cdot 0,91 \cdot 17 = 6030,52 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти за 3-й год:

$$\Delta Q_3 = 0,95 \cdot 365 \cdot 0,91 \cdot 17 = 5367,16 \text{ т}$$

Прирост выручки от реализации за  $t$ -й год определяется по формуле 12:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}} \quad (12)$$

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

$C_{\text{н}}$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 6775,86 \text{ т} \cdot 36459,2 \text{ руб/т} = 247042,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_2 = 6030,52 \text{ т} \cdot 36459,2 \text{ руб/т} = 219867,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_3 = 5367,16 \text{ т} \cdot 36459,2 \text{ руб/т} = 195682,3 \text{ тыс. руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 13:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{допт}} + Z_{\text{мер}} \quad (13)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (14)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{допт1}} = 6,78 \text{ тыс. т} \cdot 1750 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,1}{100} = 6889,36 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{допт2}} = 6,03 \text{ тыс. т} \cdot 1750 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,1}{100} = 6131,53 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{допт3}} = 5,37 \text{ тыс. т} \cdot 1750 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,1}{100} = 5457,06 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле 15:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{н.скв}} \quad (15)$$

где  $C_{\text{мер}}$  – стоимость проведения мероприятия за год разработки, руб.;

$N_{\text{н.скв}}$  – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 807,4 \text{ тыс. руб} \cdot 5 = 4037,02 \text{ тыс. руб}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta Z_1 &= \Delta Z_{\text{допт1}} + Z_{\text{мер}} = 6889,36 \text{ тыс. руб.} + 4037,02 \text{ тыс. руб} \\ &= 10926,38 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_2 &= \Delta Z_{\text{допт2}} + Z_{\text{мер}} = 6131,53 \text{ тыс. руб} + 4037,02 \text{ тыс. руб} \\ &= 10168,55 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}\Delta Z_3 &= \Delta Z_{\text{допз}} + Z_{\text{мер}} = 5457,06 \text{ тыс. руб} + 4037,02 \text{ тыс. руб} \\ &= 9494,08 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

Для расчета налога на прибыль рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле 16:

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт}} = \Delta B_t - \Delta Z_t \quad (16)$$

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

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

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт1}} = 247042,4 \text{ тыс. руб.} - 10926,38 \text{ тыс. руб.} = 236116,01 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт2}} = 219867,7 \text{ тыс. руб.} - 10168,55 \text{ тыс. руб.} = 209699,18 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт3}} = 195682,3 \text{ тыс. руб.} - 9494,08 \text{ тыс. руб.} = 186188,19 \text{ тыс. руб.}$$

Определим величину налога на прибыль за t-й год по формуле 17:

$$\Delta H_{\text{прт}} = \frac{\Delta\Pi_{\text{н/облт}} \cdot N_{\text{пр}}}{100} \quad (17)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, %

$$\Delta H_{\text{пр1}} = 236116,01 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 47223,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр2}} = 209699,18 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 41939,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр3}} = 186188,19 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 37237,6 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитывается по формуле 18:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{\text{н/облт}} - H_t \quad (18)$$

$$\Delta ДП_1 = 236116,01 \text{ тыс. руб.} - 47223,2 \text{ тыс. руб.} = 188892,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 209699,18 \text{ тыс. руб.} - 41939,8 \text{ тыс. руб.} = 167759,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 186188,19 \text{ тыс. руб.} - 37237,6 \text{ тыс. руб.} = 148950,6 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t \quad (19)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 188892,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 167759,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 148950,6 \text{ тыс. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле 20:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t \quad (20)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 188892,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_2 &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = (188892,8 + 167759,3) \text{ тыс. руб.} \\ &= 356652,2 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_3 &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 \\ &= (188892,8 + 167759,3 + 148950,6) \text{ тыс. руб.} \\ &= 505602,7 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле 21:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t} \quad (21)$$

где  $i$  – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{188892,8 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)} = 171720,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{167759,3 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)^2} = 138644,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{148950,6 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)^3} = 1119083,8 \text{ тыс. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 22:

$$\text{ЧДД}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (22)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 171720,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_2 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = (171720,7 + 138644,1) \text{ тыс. руб.} \\ &= 310364,8 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_3 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 \\ &= (171720,7 + 138644,1 + 1119083,8) \text{ тыс. руб.} \\ &= 422273,6 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	6,78	6,03	5,37
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	247042,4	219867,7	195682,3
Текущие затраты, тыс. руб.	10926,38	10168,55	9494,08
Прирост прибыли, тыс. руб.	236116,01	209699,18	186188,19
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	47223,2	41939,8	37237,6
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	188892,8	356652,2	505602,7
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	171720,7	138644,1	1119083,8
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	171720,7	310364,8	422273,6

Вывод: была рассчитана экономическая эффективность проведения работ по ВПП на 5 скважинах за 3 года. В результате выяснили, что проведенное мероприятие оказывает положительный экономический эффект и отражается в увеличении чистой прибыли предприятия при малых затратах на проведение.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Даниловой Лилии Артемовне

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

Тема ВКР:

Анализ причин обводненности добывающих скважин на нефтяных месторождениях	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки нефтяных месторождений
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда [24];</p> <p>2. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [25];</p> <p>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [26];</p> <p>4. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Утв. 10.01.1986 [27]</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение от показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>2. Превышение уровня шума;</li> <li>3. Превышение уровня вибрации;</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>4. Электрический ток;</li> <li>5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>6. Давление (разрушение аппарата. Работающего под давлением).</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Атмосфера: выделение загрязняющих веществ из негерметичного</p>

	<p>оборудования, выбросы веществ от работы двигателей.</p> <p>Гидросфера: загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами</p> <p>Литосфера: изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС: загрязнение водоносных горизонтов; разрыв трубопроводов, работающих под давлением; разрушение оборудования, работающего под давлением.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопровода под давлением</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Данилова Лилия Артемовна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Основным способом поддержания пластового давления в России является заводнение пластов. Все работы по обслуживанию нагнетательных скважин, их эксплуатации, а также работы по выравниванию профиля приемистости выполняет оператор по поддержанию пластового давления. Все операции выполняются на кустовой площадке на открытой местности.

В данной главе проводится анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте оператора по поддержанию пластового давления, включая определение их происхождения, нормируемых значений, а также способы защиты; выявляются источники загрязнения окружающей среды (атмосферы, гидросферы и литосферы), предлагаются природоохранные мероприятия по обеспечению экологической безопасности; рассматривается чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть в ходе работы.

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

Отношения между работниками и работодателем необходимо регулировать. Все вопросы, связанные с оплатой труда, трудовым распорядком, социальными отношениями, регулируются законодательством РФ. Согласно ст. 212 ТК РФ [24], работодатель со своей стороны обязан обеспечить безопасные условия и охрану труда работникам организации. Работодателю необходимо обеспечить безопасность при работе с различным оборудованием, химическими реагентами, инструментами и материалами, а также при осуществлении различных технологических процессов. Помимо этого, согласно требованиям по охране труда, работодателю необходимо обеспечить условия труда на рабочем месте, а также, в соответствии с трудовым законодательством, установить время работы и отдыха персонала.

Работы по ограничению водопритоков проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Трудовой Кодекс РФ регулирует вахтовый

вид работ [25]. Зачастую, вахтовый метод работы подразумевает под собой перемещение работников в районы крайнего Севера. Для всех работников, которые выезжают в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности предусмотрены:

- выплаты к заработной плате процентными надбавками, установленные районным коэффициентом, которые выплачиваются лицам, постоянно работающим в районах Крайнего Севера;
- дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск;
- социальные пакеты (медицинская страховка, оплата санатория, оплата путевок и др.).

Согласно трудовому кодексу, рабочий день не должен превышать 40 часов в неделю. На местах с вредными условиями труда 3 и 4 степени – не больше 36 часов. Также работодатель обязан обеспечить работников ежегодным оплачиваемым отпуском, продолжительность которого 28 календарных дней. Для работающих с вредными и опасными факторами предусмотрен дополнительный отпуск.

В течение дня работодатель обязан предоставить перерыв не менее 30 минут и не более двух часов. При этом, часы перерыва не входят в рабочее время. Также работникам предоставляются выходные дни. Работники, подверженные опасным и вредным условиям труда обязаны проходить периодические и предварительные медицинские осмотры, чтобы определить их пригодность для выполнения конкретных работ. При выполнении работ с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия труда), согласно ТК РФ, для работников предусмотрены обязательные психиатрические обследования не реже одного раза в пять лет.

Допуск бригады к работе и подготовка рабочего участка осуществляется только после разрешения оперативным персоналом, под управлением которого находится оборудование. Для того, чтобы предотвратить воздействие опасных производственных факторов, необходимо подготовка рабочего места. Рабочая

зона должна быть спроектирована с учетом удобства выполнения оператором их обязанностей. Поскольку основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [26].

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих ведомственных норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений ВНТП 3-85 [27].

## **5.2 Производственная безопасность**

Рабочее место оператора ППД включает в себя все объекты системы ППД: трубопроводы, нагнетательные скважины, блочную кустовую насосную станцию (БКНС).

В его обязанности, согласно должностной инструкции, входит:

- обслуживание оборудования нагнетательных скважин;
- участие в работах по поддержанию и восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- контроль и регулирование подачи рабочего агента в скважины;
- участие в монтаже, демонтаже, текущем ремонте наземного оборудования;
- участие в работах на нагнетательных скважинах по установлению режима их работы.

Классификация опасных и вредных факторов, которым подвержен оператор на кустовых площадках, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [28], представлена в таблице 18.



Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата		+	+	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [29]
2. Превышение уровня шума	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум» [30]; СП 51.13330.2011 «Защита от шума» [31]
3. Превышение уровня вибрации	+		+	ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрации» [32]
4. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [33]; ГОСТ Р 12.1.019-2017 «Электробезопасность» [34]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ «Система стандартов безопасности труда. Ограждения защитные» [35]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Система стандартов безопасности труда. Общие требования безопасности» [36]
6. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	+	ГОСТ 25215-82 «Аппараты высокого давления» [37]

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### 1. Отклонение показателей микроклимата

Работы по поддержанию пластового давления производятся всесезонно. Отклонение показателей микроклимата может привести к снижению работоспособности и ухудшению общего самочувствия. Нахождение работника на открытом воздухе при высокой температуре влечет за собой тепловой удар

и потерю сознания. Пагубное влияние оказывают так же и низкотемпературные условия.

Рабочий обеспечивается спецодеждой в соответствии с временем года и температуре окружающей среды в целом. Спецодежда должна быть выполнена из хлопчатобумажного, льняного материала, грубошерстного сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового излучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; для защиты глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла); для защиты лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Ниже приведены значения температуры воздуха, скорости ветра, при которых приостанавливаются в холодное время (табл. 19).

Таблица 19 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [29]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20	0

## 2. Превышение уровня шума

Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов, например, для ОПЗ, машин КРС. Также вблизи от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям [30]. При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и

сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. Длительное воздействие шума на организм способно привести к увеличению риска артериальной гипертензии, потери слуха, болезням сердечно-сосудистой и нервной систем. Также есть риск получения такого профессионального заболевания, как тугоухость.

Нормативным эквивалентным уровнем шума на рабочих местах является 80 дБА. Поскольку месторождения находятся в удалении, то часто к месту работы осуществляются перелеты на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 85-100 дБА, что превышает допустимые нормы.

Снизить негативное воздействие шума можно путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, а также применением защитных средств, согласно СП 51.13330.2011 «Защита от шума», наушники и противошумные вкладыши [31].

### 3. Превышение уровня вибрации

Оператор ППД подвергается вибрациям при работе на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрации при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Преимущественно преобладает вибрация локального типа. Неблагоприятное воздействие вибрации сказывается на работоспособности человека так же, как и на его здоровье. Может приводить к различным профессиональным болезням, таким как нарушение работы нервной системы, нарушение работы сердечно-сосудистой системы и др. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [32], технологическая норма вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет 30 дБ, что не превышает норму.

Снижению уровня вибрации способствует применение поглощающих вибрации материалов, совершенствование техники и оборудования. В качестве индивидуальной защиты от воздействия вибраций используют резиновые перчатки.

### 4. Электрический ток

Работник нефтегазовой отрасли регулярно имеет дело с оборудованием, которое находится под напряжением. Действие электрического тока на человека может быть разного характера. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы работник умел пользоваться такими приборами, знать их принцип действия и конструкцию.

Неквалифицированный в области электробезопасности работник при возникновении опасных ситуаций обязан сообщить о какой-либо неисправности главному инженеру-электрику. Электрические приборы и оборудование должны проходить периодический осмотр. Оборудование, которое вышло из строя, должно своевременно починено, либо заменено на новое. Все применяемое электрооборудование должно иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Заземление должно соответствовать требованиям, которые указаны в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [33].

Для того, чтобы не допустить воздействие на работников электрического тока, используют средства индивидуальной и коллективной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 [34]. К коллективным средствам относят предупредительную сигнализацию, различным предупреждающих плакатов, защитное заземление, изоляцию токопроводящих частей (проводов), защитное отключение и др. К средствам индивидуальной защиты относят изолирующие рукавицы и обувь, инструменты с изолированными рукоятками, а также термостойкие костюмы.

##### 5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

На производстве работники подвержены опасности получить механические травмы. Под механическими травмами понимают повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника, головы и других различных частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине

шероховатости поверхности, при спуско-подъемных операциях, при монтаже и демонтаже установок. Часто к травматизации приводит использование острых инструментов, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. В связи с этим появляется необходимость защитить работников от опасных факторов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [35], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.003-91 [36]. Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

6. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Технологическое оборудование работает под высоким уровнем давления. Высокое давление может привести к его разрушению и в следствии нанести ущерб работникам, в том числе летальный исход. При разгерметизации оборудования, работающего под давлением, возникают две группы опасности.

К первой группе относят разрушение из-за взрывной волны, что приводит к травмированию работников, разрушению близко расположенного оборудования. Ко второй группе относят оборудование, содержащее в себе вредные и опасные вещества. Но чаще реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными.

К разгерметизации чаще всего приводят различные дефекты сосудов, которые получились при изготовлении, хранении либо транспортировке. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной

безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Для того, чтобы вовремя определить дефекты необходимо проводить внешний осмотр аппаратов, проводить на них гидравлические испытания, а также механические испытания материалов. Компрессорную установку выбирают и контролируют в соответствии с ГОСТ Р 25215-82 [37].

#### **5.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

В соответствии со всем вышеописанным, в целях снижения уровня воздействия вредных и опасных производственных факторов на работника необходимо применять такие методы защиты работников, как: нормализация условий труда (использование СИЗ и средств коллективной защиты; планирование и заблаговременная отработка действий в нештатных и аварийных ситуациях; совершенствование технологических процессов с целью уменьшения вредных выбросов, шума, вибрации, модернизация или замена оборудования, не удовлетворяющего современным требованиям безопасности труда и санитарно-гигиенических нормативов), защита расстоянием (ограждения опасных зон) и защита временем (сокращенный рабочий день для рабочих мест с вредными условиями труда).

#### **5.5 Экологическая безопасность**

При заводнении пластов природная среда подвержена техногенному воздействию. Для минимизации ущерба окружающей среде предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

##### *Защита атмосферы*

На кустовых площадках из-за неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений происходит

выделение различных загрязняющих веществ в атмосферу. Также загрязнению атмосферы способствуют выхлопные газы двигателей автомобилей на промысле.

Для того, чтобы предотвратить поступление выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, необходимо полностью герметизировать оборудование, осуществлять контроль за швами сварных соединений, защищать оборудование от коррозии, отдавать предпочтение более современным двигателям, выделяющим меньшее количество отработанных веществ.

### *Защита гидросферы*

На нефтяных месторождениях добываемую пластовую воду могут утилизировать следующими способами: вода может быть упарена естественным способом в прудах-испарителях, закачена в поглощающие горизонты или после предварительной подготовки использована в системе ППД. К тому же, при разгерметизации затрубного пространства нагнетательных скважин нагнетаемая вода может попасть в почву. При всех этих ситуациях возникает вероятность нарушения водной экосистемы, в частности их загрязнение, т.к. пластовая вода содержит нефть и нефтепродукты, минеральные соли и т.д.

Нормы на загрязнение регламентируются РД 39-0147098-005-88 «Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти» [38]. В этом документе устанавливаются пределы для загрязнений нефтью и нефтепродуктами – 0,05 мг/л.

Для того, чтобы предотвратить попадание различных химических реагентов в гидросферу, необходимо полностью герметизировать всё оборудование и арматуры. Для очистки сточных вод применяют механические и физико-химические методы. К механическим относят фильтрование и отстаивание. Физико-химические методы помогают в интенсификации процесса отделения загрязнителей (флотация, коагуляция) и извлечении из стоков необходимых компонентов (эвапорация, экстракция и т.д.).

### *Защита литосферы*

Поверхностный слой почвы подвержен влиянию различных организационных работ: он разрушается под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колонн труб и высоких буровых мачт, а также различной техники и оборудования. При закачке химических агентов, существует большая вероятность попадания их в продуктивные пропластки, а также путём перетоков за его пределы. Всё это изменяет физико-химические свойства почв, что негативно влияет на неё. При регулировании процесса разработки путём нестационарного заводнения, закачка химических реагентов не производится. Ведется закачка подготовленной специальной технологической водой необходимой минерализации. Отсюда следует, что данный метод оказывает минимум вредного воздействия на литосферу.

Нормы загрязнения почва регламентируются Распоряжением №801-РМ, устанавливающим допустимый уровень по нефтепродуктам – 300 мг/кг.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды: нефть, отработанную воду в процессе освоения скважины необходимо собирать в передвижные емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После того, как провели при помощи нагнетательного агрегата закачку химических реагентов и других веществ, до разбора его нагнетательной системы, необходимо промыть её инертной жидкостью. После промывки жидкость необходимо сбросить в сборную емкость. В дальнейшем остатки химических реагентов доставляют в специальные места, которые оборудованы для их утилизации или уничтожения.

## **5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой



человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

При выравнивании профиля приемистости в нагнетательных скважинах могут возникнуть следующие ситуации:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- Разрыв трубопроводов, осуществляющих нагнетание закачиваемых агентов в скважину;
- Частичное или полное отключение электроэнергии в электросети.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39], общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

1. Соответствующий план утверждается нефтегазодобывающей организацией и по нему строго проводятся работы по нагнетанию агента в скважину;
2. В плане обязательно указываются схемы размещения оборудования, меры безопасности, схемы размещения оборудования, ответственное лицо за выполнение работ;
3. Обязательное наличие обратных клапанов у устья скважины при закачивании агента в нагнетательные линии;
4. Необходимо до проведения закачки агента опрессовать систему на полуторакратном ожидаемом рабочем давлении;
5. При проведении испытаний нагнетательных систем персонал не должен находиться в опасной зоне, установленной планом работ;
6. В зимнее время необходимо убедиться, что в нагнетательной системе отсутствуют ледяные пробки.

Для предотвращения опасностей, связанных с высокими давлениями и нагрузками на оборудование необходимо проводить осмотр и испытание такого

оборудования, применять различные средства блокировки, предотвращающее ошибки работников. Также необходимо автоматизировать технологические процессы, что позволит работникам не находиться в зоне опасности, контролируя показатели приборов на безопасной дистанции.

При наличии признаков ЧС необходимо срочно доложить вышестоящему начальству, остановить работы и вывести работников в безопасную зону. При наличии травм оказать первую помощь. При порыве необходимо сбросить давление с участка, закрыть необходимые задвижки на скважинах и вызвать бригаду для ремонта. При возникновении пожара обязательно электроэнергию. Затем при помощи средств пожаротушения попытаться ликвидировать пожар и вызвать пожарную бригаду.

Вывод по разделу: в данной главе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работе на кустовой площадке. Проанализированы вредные и опасные производственные факторы на рабочем месте оператора ППД, источники их возникновения, приведены допустимые предельные значения их воздействия, а также средства индивидуальной и коллективной защиты. Были определены источники загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы, предложены меры по снижению загрязнения. Для рассмотренной чрезвычайной ситуации предложен порядок действий при признаках ее проявления в целях уменьшения последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высокая обводненность скважинной продукции является одним из осложняющих факторов в процессе разработки месторождения. Помимо того, что добыча избыточной воды приводит к увеличению эксплуатационных затрат, она также отрицательно сказывается на нефтепромысловом оборудовании. Величина обводненности влияет на интенсивность коррозии, солеотложения.

Причины обводнения скважин классифицируют на геологические и технические. Наиболее распространенной причиной оказалось обводнение по высокопроницаемым пропласткам с внутрипластовыми перетоками.

Для эффективности проведения ВИР необходима точность на каждом этапе: при подборе скважин-кандидатов, диагностике причин обводнения, выборе технологии. Анализ факторов, влияющих на эффективность ВИР, показал, что обводненность продукции до ремонта и объем закачиваемого ВИС являются наиболее значимыми. Проведение ВПП и ВИР снижает обводненность скважинной продукции, увеличивает дебит нефти, снижает эксплуатационные затраты на добычу избыточной воды. Для этих целей чаще всего применяют вязкоупругие системы.

Опыт применения технологии ВПП на Вынгапуровском нефтегазовом месторождении (Ноябрьский регион) показал эффективность при борьбе с обводненностью. Проблема полного обводнения добывающей скважины была решена с помощью закачки вязкоупругого состава в нагнетательную скважину. С помощью этого удалось добиться снижения обводненности скважины 4933Г со 100 до 69% и скважины 4931Г с 47,6 до 28%. Дебиты скважин по нефти повысились до 20 и 27 т/сут соответственно.

Проведенный анализ экономической эффективности технологии ВПП свидетельствует об экономической целесообразности мероприятия. В процессе проведения работ необходимо соблюдать требования производственной безопасности, поскольку работа осуществляется в условиях высокого риска.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самтанова Д.Э. Характеристика пластовых вод нефтяных месторождений Республики Калмыкия как приоритетных загрязнителей при нефтедобыче: дис. ...канд. хим. наук: 03.02.08. – Калмыцкий государственный университет, Элиста, 2016. – 175 с.
2. Патент 2520251С1 Российская Федерация, МПК E21В 47/10. Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины / Хисамов Р.С.; Заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2013127391/03; заявл. 17.06.13; опубл. 20.06.14, Бюл. № 17. – 6 с.
3. Фаттахов И.Г. Методика идентификации путей обводнения нефтяных скважин / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №3. – с. 154-159. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17773260> (Дата обращения 18.01.2021)
4. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти / Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №14. – с. 14-17. – [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obvodnennost-produktsii-skvazhin-i-vliyanie-ee-na-oslozhnyayuschie-factory-v-dobyche-nefti/viewer> (Дата обращения 21.05.2021)
5. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Дж. Диагностика и ограничение водопритоков / Нефтегазовое Обозрение. – 2001. – с. 44-67. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: [http://npf-its.com/wp-content/uploads/2013/12/NGO\\_2001\\_t61.pdf](http://npf-its.com/wp-content/uploads/2013/12/NGO_2001_t61.pdf) (Дата обращения 20.01.2021)
6. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 680 с.
7. Кудряшова Д.А. Методика подбора скважин кандидатов для водоизоляционных работ на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» / Инженерная

практика. – 2019. – №4. – [Электронный ресурс] URL: <https://glavteh.ru/product/23899/> (Дата обращения 24.04.2021)

8. Латыпов А.Р. и др. Совершенствование методики выбора скважин для проведения водоизоляционных работ / Куликов А.Н., Корнилов А.В., Никишов В.И. //Нефтегазовое дело. – 2011. – №2. – с. 46-49. – [Электронный ресурс] URL: <http://ngdelo.ru/article/view/1359> (Дата обращения 18.04.2021)

9. Мусаев Г.Л. Совершенствование технологий определения заколонных циркуляций методами ГИС / Инженерная практика. – 2015. – №8. – [Электронный ресурс] URL: <https://glavteh.ru/заколонная-циркуляция-гис/> (Дата обращения 23.05.2021)

10. Остапчук Д.А., Синцов И.А. Усовершенствованный диагностический метод определения причин обводнения скважин / Тюменский государственный университет. – 2015. – с. 115-122. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30601301> (Дата обращения 03.10.2020)

11. Сафонов А.В., Кондратьев М.А. Выявление зон и источников опережающего обводнения. – Нефтепромысловое дело. – 2020. – №10. – с. 53-59. – [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=44040652> (Дата обращения 30.04.2021)

12. Шорохов А.Н., Азаматов М.А. Разработка и внедрение экспресс-метода по определению источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах / Наука и ТЭК. – 2011. – №6. – с. 58-62. – [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18068217> (Дата обращения 28.04.2021)

13. Шорохов А.Н. Разработка алгоритма взаимодействия аналитических методов для определения источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах. – с. 139-142. – [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-algoritma-vzaimodeystviya-analiticheskikh-metodov-dlya-opredeleniya-istochnika-obvodneniya-na-neftyanyh-dobyvayuschih/viewer> (Дата обращения 22.05.2021)

14. Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ / ROGTEC. – 2010 – с. 81-91. – [Электронный ресурс] URL: <https://rogtecmagazine.com/обобщение-опыта-выбора-потенциальны/?lang=ru> (Дата обращения 29.04.2021)
15. Дерендяев Р.А., Дерендяев К.А. Оценка эффективности проведения водоизоляционных работ на визейском объекте месторождения Пермского края. – Master’s Journal. – 2019. – №2. – с. 41-50. – [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42210958> (Дата обращения 25.04.2021)
16. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Куликов А.Н. Метотехнология увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции скважин / Вестник Академии Наук РБ. – 2016. – №4. – с. 70-79. – [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metotehnologiya-uvelicheniya-nefteotdachi-i-snizheniya-obvodnennosti-produktsii-skvazhin/viewer> (Дата обращения 22.05.2021)
17. Хасанов И.М. Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях ДО «Варьеганнефтегаз» / Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №7. – с. 28-33. – [Электронный ресурс] URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=24041424> (Дата обращения 20.05.2021)
18. Фахретдинов Р.Н. Авторское интегрированное решение в технологиях ВПП, ОВП и РИР. – 2019. – [Электронный ресурс] URL: [https://www.cse-inc.ru/files/pdf/presentation\\_CSE-Samotlor\\_2019-11.pdf](https://www.cse-inc.ru/files/pdf/presentation_CSE-Samotlor_2019-11.pdf) (Дата обращения 13.05.2021)
19. Ефимов Н.Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР / Инженерная практика. Производственно-технический нефтегазовый журнал. – 2011. – №7. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://glavteh.ru/технологии-овп-в-нефтяных-скважинах-и/> (Дата обращения 05.10.2020)

20. Ефимов Н.Н. Изоляция водопритока в добывающих скважинах с применением тампонажных растворов на углеводородной основе / Инженерная практика. – 2011. – №7. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://glavteh.ru/изоляция-водопритока-в-добывающих-ск/> (Дата обращения 20.05.2021)

21. Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Мулявин С.Ф. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ / Современные проблемы науки и образования. Электронный научный журнал. – 2015. – №1. – 7 с. – [Электронный ресурс] URL: <https://www.science-education.ru/pdf/2015/1/1447.pdf> (Дата обращения 26.05.2021)

22. Методические указания к выполнению зачетной работы по дисциплине «Учебно-исследовательская работа студентов» для студентов очного обучения четвертого курса бакалавриата и очного заочного обучения: учебно-методическое пособие / Е.М. Вершкова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 56 с.

23. Техническое задание на оказание услуг по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. – [Электронный ресурс] URL: [document.php?id=1201734](http://document.php?id=1201734) (yandex.ru) (Дата обращения 02.05.2021)

24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;

25. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;

26. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;

27. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85). Утв. 10.01.1986;
28. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха;
30. ГОСТ 12.1.003–2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»;
31. СП 51.13330.2011 Защита от шума;
32. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования»;
33. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»;
34. ГОСТ Р 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
35. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»
36. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
37. ГОСТ 25215-82 «Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность»;
38. РД 39-0147098-005-88 «Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти»;
39. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.;