

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

Институт: Природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин с целью повышения темпов отбора нефти</b>

УДК 622.276.6-045.63

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б23	Багакашвили Руслан Нодарьевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель каф. ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф.ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРМ	Чернова О. С.	К. Г.-М. Н		

Томск – 2017 г.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	нести <i>ответственность за результаты работы</i>	
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Проявлять глубокую <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении сотрудников	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)
в области проектной деятельности		
P11	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

---

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Чернова О. С.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Дипломной работы
------------------

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б23	Багакшвили Руслан Нодарьевич

Тема работы:

Применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин с целью повышения темпов отбора нефти	
Утверждена приказом директора	1462/с от 03.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Алексеевскому и Ново-Покурскому месторождениям, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Теория технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин, анализ и оценка эффективности совместного и раздельного отбора нефти из многопластовой залежи
<b>Перечень графического материала</b>	Схемы, классификации по технологии оновременно-раздельной эксплуатации, карты проницаемости толщин горизонтов
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	Глызина Т.С.

<b>Социальная ответственность</b>	Гуляев М.В.
-----------------------------------	-------------

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ГРHM	Максимова Юлия Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
з-2Б23	Багакашвили Руслан Нодарьевич		

## ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б23	Багакашвили Руслану Нодарьевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геологии и разработки нефтегазовых месторождения
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых затрат
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых затрат

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст.преподаватель каф. ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б23	Багакашвили Руслан Нодарьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з-2Б23	Багакашвили Руслан Нодарьевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геологии и разработки нефтегазовых месторождения
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является метод одновременно-раздельной эксплуатации Алексеевского месторождения.
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	<p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.1.1 Отклонения показателей климата на открытом воздухе</p> <p>1.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации</p> <p>1.1.3 Тяжесть и напряжённость труда</p> <p>1.2 Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.2.1 Пожарная безопасность</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>защита селитебной зоны</p> <p>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p>	<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1 Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах</p>

анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	техногенных нарушений
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях - аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - пожары; - взрывы.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф.ЭБЖ	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б23	Багакшвили Руслан Нодарьевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 36 рис., 14 табл., 29 источников.

Ключевые слова: месторождение, добыча, скважина, пласт, приток, нефть, залежь, объект, эксплуатация.

Объектом исследования является: Алексеевское нефтяное месторождение.

Цель работы – Применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин с целью повышения темпов отбора нефти.

Решение целей и задач базируется на аналитических и промысловых исследованиях с использованием современных методов обработки исходной информации и их анализа.

Область применения: результаты исследований могут применяться в дальнейшем для рассмотрения вопросов эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи.

Экономическая эффективность представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

## Оглавление

Введение.....	11
<b>ГЛАВА 1. ТЕОРИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....</b>	<b>11</b>
1.1 Общие понятия.....	13
1.2 Техника и технологии одновременно-раздельной эксплуатации.....	16
1.3 Факторы, осложняющие совместную выработку запасов.....	25
<b>ГЛАВА 2. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВМЕСТНОГО И РАЗДЕЛЬНОГО ОТБОРА ГЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ РОССИИ.....</b>	<b>30</b>
2.1 Этапы формирования фонда одновременно – раздельной эксплуатации на Алексеевском месторождении.....	30
2.2 Сравнение параметров работы совместных скважин, скважин одновременно – раздельной эксплуатации и скважин, работающих только на один объект.....	33
2.3 Критерии выбора первоочередных скважин под внедрение одновременно –раздельной эксплуатации на основе исходной геолого- физической информации.....	55
2.4 Методика уточнения разделения добываемой продукции при совместной разработке пластов.....	64
<b>ГЛАВА 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>74</b>
<b>ГЛАВА 4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>81</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>94</b>
<b>СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>96</b>

## **Введение**

В современном мире основу экономики России составляет минерально-сырьевая база, которая в большей степени представлена углеводородным сырьем - нефть, газ, конденсат. Экономика страны в сильной степени зависит от объемов добычи, уровня переработки и подготовки перечисленных выше ресурсов. Ухудшающаяся экономическая обстановка в мире и России требует нововведений в области повышения извлечения углеводородов.

В настоящее время все большее применение в разработке многопластовой залежи находит технология раздельной эксплуатации. Это позволяет, используя одну сетку скважин, отбирать нефть из нескольких пластов одновременно. Данная технология ускоряет выработку запасов и позволяет наращивать объемы добываемой продукции. Проблема учета и текущего состояния выработки запасов из многопластовой залежи не решены до настоящего времени. Особое внимание уделяют задачам оценки эффективности отбора нефти из многопластовой залежи с использованием эффективных технологий поддержания энергии пласта, их влияние на режимы и работу скважин, оборудованных для одновременно-раздельной эксплуатации в условиях водогазового воздействия на пласт, стационарного и нестационарного заводнений. Также уделяют внимание проблемам, которые связаны с определением критериев для выбора скважин под технологию одновременно-раздельной эксплуатации на основе физико-химических и геологических характеристик, фильтрационно-емкостными свойствами залежи. Важными задачами являются вопросы создания технологии разделения извлекаемой продукции при одновременной разработке пластов

Цель работы – Применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин с целью повышения темпов отбора нефти.

Основные задачи, решающие поставленные цели:

1. Анализ эффективности применения ОРЭ;

2. Выявление критериев для определения скважин – кандидатов для технологий ОРЭ на месторождениях;

3. Изучение причин, влияющих на целесообразность использования метода ОРЭ на Алексеевском месторождении; заводнением на Алексеевском месторождении;

4. Сравнительный анализ эффективности отбора нефти из многопластовой залежи при различных вариантах воздействия на пласт заводнением.

Решение поставленных задач основано на анализе литературных данных и исследований на промысле и в лабораториях с использованием актуальных методов обработки исходной информации и их анализа, математическом моделировании фильтрации многофазовой жидкости в неоднородном коллекторе и обобщении их результатов.

## ГЛАВА 1. ТЕОРИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

### *1.1 Общие понятия*

В настоящее время в нефтегазовых компаниях применяют наиболее перспективные технологии для регулирования разработки месторождений при экономии ресурсов на любой стадии. Одним таким методом является использование насосного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [19, 23, 29].

Установлено, что применение технологий ОРЭ позволяет:

- включать в эксплуатацию малопродуктивные скважины на многопластовых залежах за счет разработки других объектов, что ведет к повышению добычи нефти;
- вести учет добываемой нефти по каждому объекту;
- включать в разработку недренируемые запасы других горизонтов без бурения дополнительных скважин;
- экономить средства для новых месторождений.
- ускорять ввод в разработку возвратных объектов добычи нефти..

Для рационального внедрения ОРЭ необходимо создание качественного и экономически выгодного оборудования.

Оборудование для ОРЭ выпускают ЗАО «Пакер», НПФ «Геоник», ЗАО «Новомет-Пермь», ООО ПКТБ «Технопроект», ЗАО «Елкамнефтемаш», ЗАО «ПКНМ», ОАО НПФ «Геофизика» и другие. Технология ОРЭ активно применяется и внедряется в таких компаниях, как Татнефть, ТНК-ВР, Роснефть, Башнефть и другие. В настоящее время существует множество патентов на технику и технологии ОРЭ, которые можно классифицировать по принципу их действия и отбора на следующие виды: на технологию одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки

(ОРЗ) и одновременно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ). Принципиальная схема технологии ОРЭ представлена на рисунке 1.

Одновременно-раздельная добыча разделяется на совместный подъем продукции по одному лифту (рисунок 1, в) и раздельный подъем (рисунок 1, а).

Для поддержания параметров заданного режима разработки используют штуцирование продукции пластов на входе в лифтовую трубу, либо применяя отдельные насосы (объемное разделение).

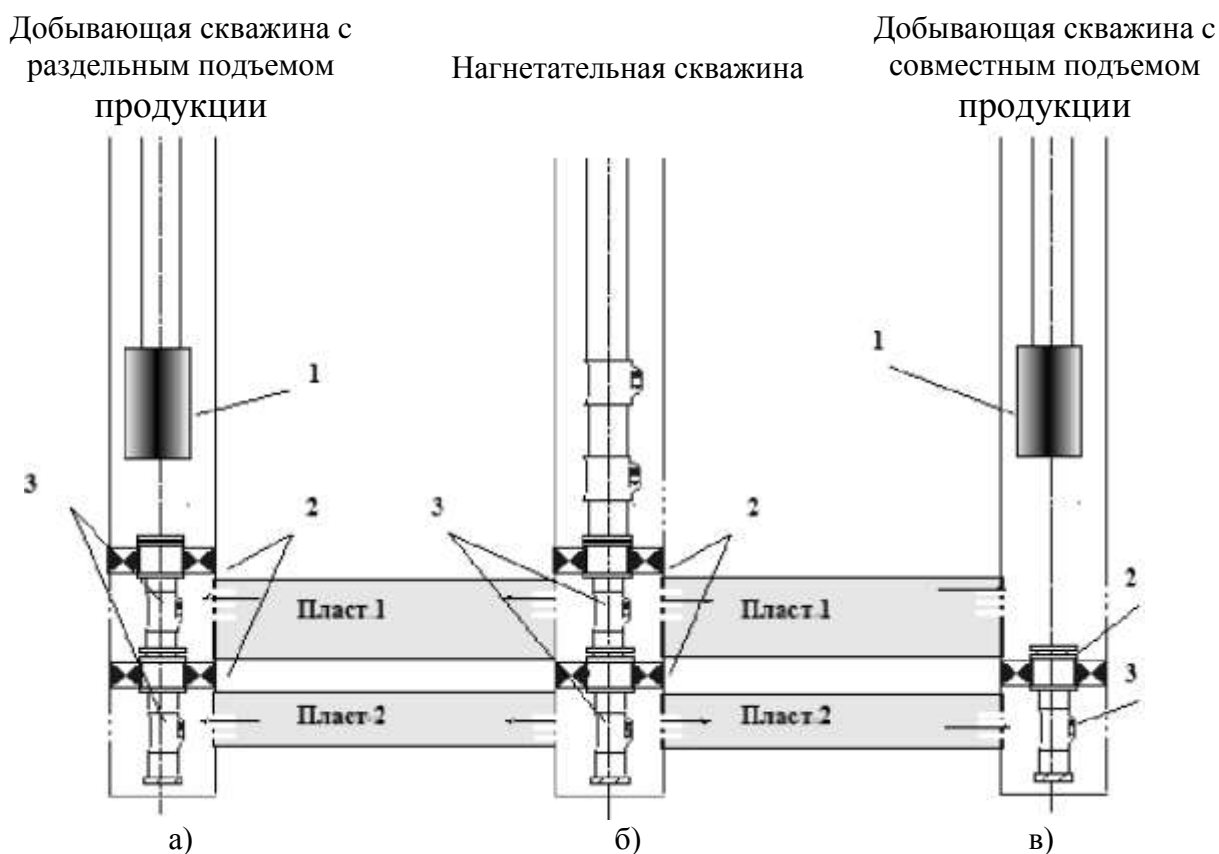


Рисунок 1 – Принципиальная схема технологии ОРЭ:

1 – установка электроцентробежных насосов (УЭЦН); 2 – пакер; 3 – мандрели

На рисунке 2 представлена схема классификации технологий ОРЭ, предложенная ОАО «Татнефть» [19].

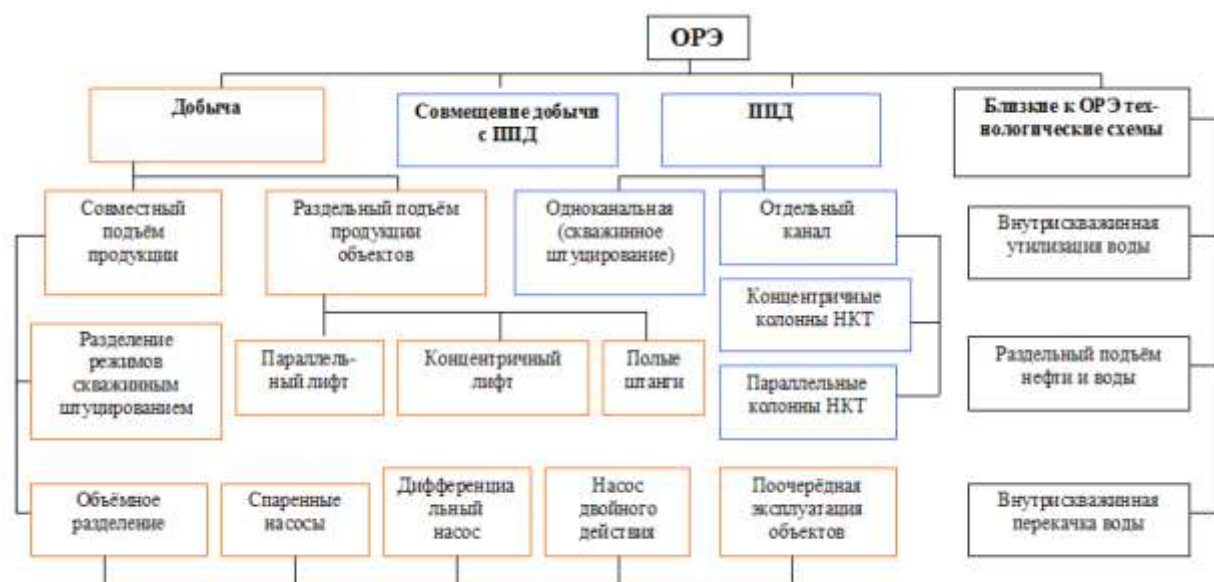


Рисунок 2 – Классификация технологических схем и установок для ОРЭ для разработки нефтяных месторождений

Критериями для решения внедрения ОРЭ являются оценка запасов флюидов, физические и химические характеристики флюидов, планируемые уровни добычи по каждому пласту.

При применении установок с раздельным подъемом продукции применяются ряды лифтов, которые могут быть параллельными и концентричными. Одним из вариантов концентричных лифтов является использование полых штанг для подъема продукции одного пласта.

Установки ОРЭ (рисунок 1, б), в свою очередь, делятся на одноканальные и многоканальные. В одноканальных установках регулирование режимов закачки в разделенные пакерами объекты осуществляется штуцерованием, при этом узлы штуцерования обычно располагаются в мандрелях (скважинных камерах на насосно-компрессорных трубах (НКТ) специального назначения). Так как при закачке, в отличие от добычи, канал в трубе свободный, с помощью каната можно регулировать работу штуцеров и заменять их. В многоканальных установках воду закачивают с использованием нескольких рядов труб, которые могут быть параллельными или концентричными.

Технологические схемы, совмещающие добычу и закачку (ОРДиЗ) могут быть с параллельными или концентрическими лифтами, с закачкой в верхний пласт и добычей с нижнего, и наоборот.

Также в классификации на рисунке 2 приведены «Близкие к ОРЭ технологические схемы», к ним относятся: внутрискважинная утилизация попутной воды в поглощающие или продуктивные объекты для поддержания пластового давления (ППД), отдельный подъем нефти и воды, внутрискважинная перекачка воды из водоносного пласта в продуктивный.

### ***1.2 Техника и технологии одновременно-раздельной эксплуатации***

В настоящее время технологии ОРЭ распространены на месторождениях России, с каждым годом вносят коррективы и усовершенствования в этой области.

Рассмотрим совместный подъем продукции.

Для скважин, где внедрение ОРЭ невозможно по техническим и экономическим показателям, нашло применение внедрение технологий отдельного мониторинга продукции разных пластов. Данные технологические операции относятся к технологиям одновременно-раздельной эксплуатации.

Системы мониторинга с одним способом механизированной добычи без разделения пластов [28]

Существуют конструкции, относящиеся к системам ОРЭ, с возможностью регистрировать геофизические свойства одного из пластов, но без возможности управления процессом добычи. Одной из наиболее простой однолифтовой схемой для мониторинга количества добываемой нефти в скважине, совместно разрабатывающей два объекта, является схема с подвижным геофизическим прибором под УЭЦН. Данная система может определить количество добываемой продукции с помощью геофизического прибора, но разобщения пластов не происходит, поэтому ее рекомендуют для применения в скважинах, где техническое разделение пластов



невозможно. В 2011-2014 гг. данная технология применялась в ООО «Бугурусланнефть», а в 2013-2014 гг. – в ЦДО «Сорочинскнефть». В процессе применения отмечалось засорение расходомера и случаи раскрытия децентратора.

Схема «УЭЦН + Y-Tool», позволяет проводить промыслово-геофизические исследования (ПГИ) в динамических условиях с извлечением приборов. Первый опыт применения данного оборудования в ООО «Бугурусланнефть» и ЦДО «Сорочинскнефть» был неудачным в связи с ранним отказом насоса.

Преимуществом схемы «УЭЦН + подвесной геофизический прибор» (рисунок 3, а) является использование стандартного внутрискважинного оборудования с добавлением геофизического блока, подключенного к телеметрической системе (ТМС) УЭЦН, и выводом данных на поверхность. Минимальный дебит жидкости для данной технологии составляет 30 м<sup>3</sup>/сут, а величина угла кривизны скважины до 15°. Успешные испытания метода проведены в 2014 году на скважинах ОАО «ТНК-Нягань». Текущий межремонтный период составил 280 суток.

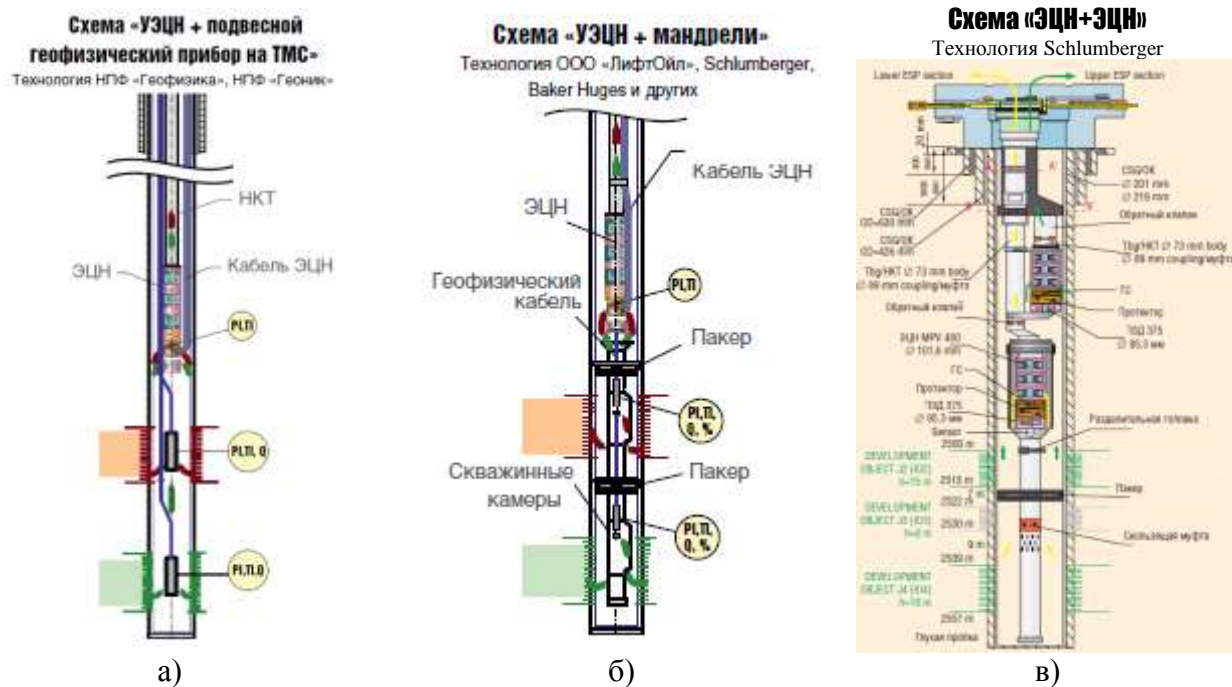


Рисунок 3 – Однолифтовые системы ОРД:

а) схема УЭЦН+подвесной геофизический прибор на ТМС;

б) схема с разделением пластов и одним механическим способом добычи «УЭЦН + мандрели»;

в) схема с разделением пластов и добычей спаренными насосами по схеме «ЭЦН + ЭЦН»

### Разделение режимов скважинным штуцурованием

Схема «УЭЦН + мандрели» (рисунок 3, б) основана на использовании модифицированного газлифтного оборудования. В скважинные камеры (мандрели) вставляют штуцеры и геофизические приборы на канатной технике, обеспечивающие измерение давления, температуры, влажности и дебиты. Наиболее распространены автономные приборы с памятью, но существуют технические решения и для вывода данных на поверхность в режиме реального времени. В 2011 году технология была внедрена на 14 скважинах ОАО «Варьганнефтегаз», дебиты составляли 53–110 м<sup>3</sup>/сут, средний межремонтный период – 365 суток. В 2013-2014 годах испытания проводились в ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК-Нягань», где было отмечено засорение расходомеров [26].

Еще одна перспективная схема мониторинга с разделением пластов – схема «УЭЦН + гидравлическая циркуляционная муфта». Принцип ее действия основан на отсечении одного из пластов дистанционно с поверхности. При нормальном режиме продукция нижнего пласта проходит через циркуляционную муфту и добывается совместно с продукцией верхнего пласта. В режиме разобщения с поверхности активизируется закрытие циркуляционной муфты, и добыча ведется только с верхнего пласта. Все фазовые замеры производятся на поверхности стандартными приборами учета. Добыча с нижнего пласта оценивается с помощью вычитания. В настоящее время начаты опытно-производственные исследования (ОПИ) в ОАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск» и ЦДО «Сорочинскнефть» [26].

#### Объемное разделение

Разработка двух пластов по технологиям ОРЭ может осуществляться и при помощи спаренных насосов типа «штангово-глубинный насос (ШГН) + ЭЦН», или «ЭЦН + ЭЦН» (рисунок 4, в), или «ШГН + ШГН». Первая схема «ШГН + ЭЦН» достаточно распространена, в 2013-2014 гг. была внедрена в ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Оренбургнефть» и ООО «Бугурусланнефть» [26]. На большом количестве скважин внедрялись технологии «ШГН + ЭЦН» с 2011 года в ОАО «Удмуртнефть» [15]. ОПИ схемы «УЭЦН+УЭЦН» проводились в 2014 году на объектах ОАО «ТНК-Нижневартовск». В 2014 году однолифтовые схемы со спаренными насосами ШГН + ШГН, разработанные в ОАО «Татнефть», внедрялись на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» [39], а также схема ОРЭ «ШГН + ШГН» для скважин с эксплуатационной колонной (ЭК) диаметром 168 мм с 2012 по 2016 год применяется на 4 скважинах на месторождениях АНК «Башнефть» [27].

#### Раздельный подъем продукции

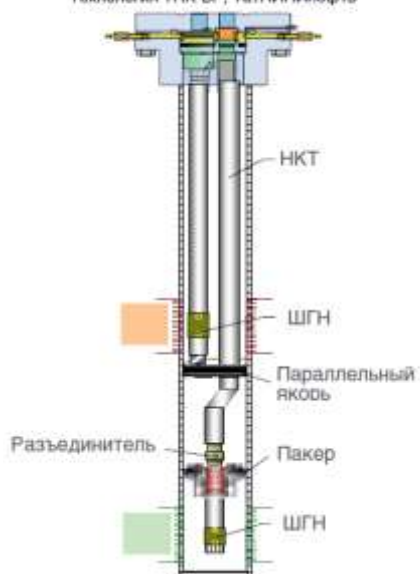
Раздельный подъем продукции по параллельным лифтам по схеме «ШГН + ШГН» на основе отечественного оборудования, разработанного в

ОАО «Татнефть» совместно с компанией Slith International, впервые был внедрен в 2005 году на месторождениях ОАО «Татнефть», а также данная установка (рисунок 4, а) была протестирована в 2014 году в двух скважинах ЦДО «Сорочинскнефть» [36]. Двухлифтовые компоновки «ШГН + ШГН» таких производителей, как ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» и ООО ПКТБ «Техпроект», были внедрены на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» [39].

Раздельный отбор нефти, с применением концентрических колонн НКТ впервые в нашей стране был предложен В. Н. Беленьким и М. А. Гейманом. Схема была применена в НГДУ «Первомайнефть» Куйбышевской области в количестве около 100 скважин [24].

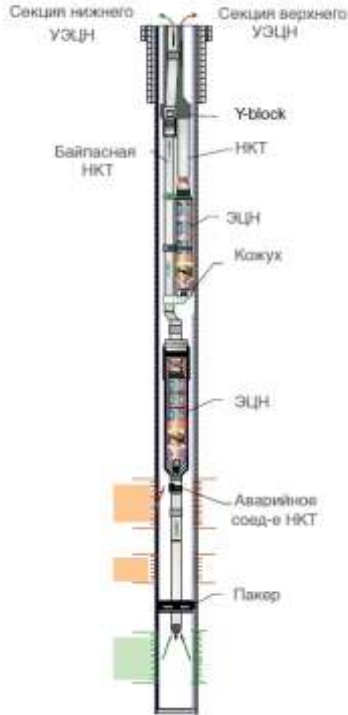
Впервые в России в 2013 году в одной скважине ООО «ТНК-Уват» была внедрена компоновка ОРД концентрической конструкции (рисунок 4, б) по схеме «ЭЦН + ЭЦН». Опытно-промышленные испытания схемы «ШГН + УЭЦН» концентрической конструкции начались в 2014 году на трех скважинах ОАО «Самотлорнефтегаз» [26].

**Схема «ШГН + ШГН» (параллельный лифт)**  
Технология ТНК-ВР, ТатНИПИнефть



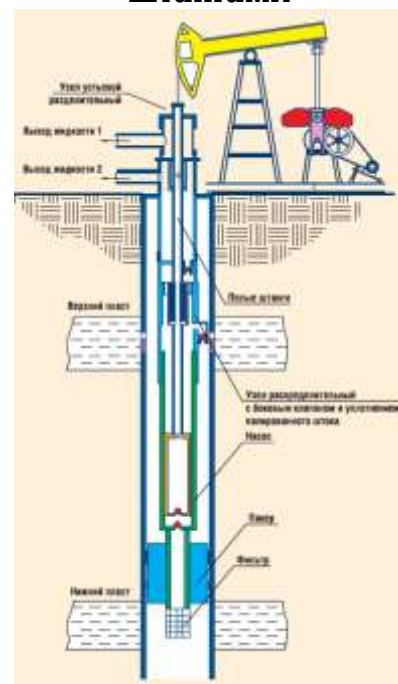
а)

**Схема концентрической конструкции -ЗЦН + ЗЦН-**  
Технология Baker Hughes, Schlumberger



б)

**Схема с полыми штангами**



в)

Рисунок 4 – Двухлифтовая система ОРД а) с параллельными лифтами и схемой «ШГН + ШГН»; б) концентрической конструкции; в) с полыми штангами

Внедрение систем ОРД с полыми штангами активно ведется в ОАО «АНК «Башнефть». Начиная с 2010 года были опробованы установки с полыми штангами, разработанные ООО «Башнефть-Геопроект», с использованием оборудования «Элкамнефтемаш» и НПФ «Пакер». Данные установки показали положительные результаты на Арланском, Троицком, Чермасанском месторождениях и с 2012 года приняты для масштабного внедрения [2].

Внедрение установок ОРД по схеме ЭЦН + ШГН с полыми штангами в ОАО «Татнефть» производится при совместной разработке нижнего девонского пласта и верхнего карбонатного с сероводородом. При таком сочетании совместный подъем продукции нежелателен в связи с ухудшением качества нефти, добываемой с девона, и необходимостью очистки от

сероводорода большего количества нефти.. В настоящий момент внедрено 5 скважин такого типа [19].

Компоновка «ШГН + ШГН» с полыми штангами ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» проходила испытания на скважине № 501 Мишкинского месторождения в 2012 году в ОАО «Удмуртнефть». Испытания позволили выявить конструктивные недоработки оборудования, применяемого в данной схеме [15].

Системы одновременно-раздельной закачки, как и ОРД, делятся на одноканальные и многоканальные. Рассмотрим технологии ОРЗ, применяемые на месторождениях России.

#### Одноканальные (однолифтовые установки)

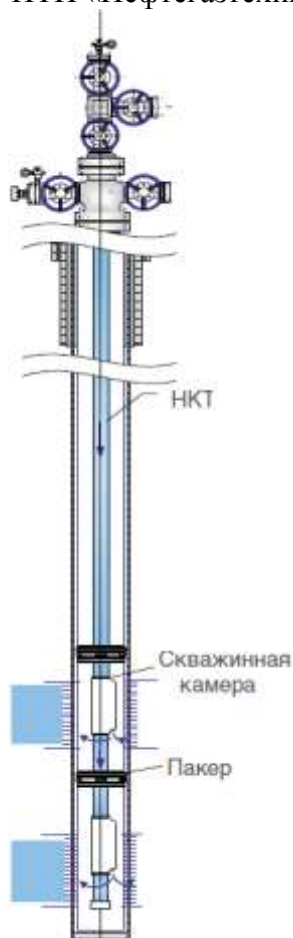
Использование компоновок для ОРЗ позволяет увеличить компенсацию добычи закачкой по пластам., вести замер и регулирование объемов закачки в каждый пласт посредством смены штуцеров в скважинных камерах. Внедрение однолифтовых установок (рисунок 5, а) ведется в ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Варьеганнефтегаз», ООО «ТНК-Уват» и ОАО «Оренбургнефть» [36].

Однолифтовая установка с глубинными штуцерами, разработанная в ОАО АНК «Башнефть», в 2011 году была внедрена в Нижневартовском, Чеукмагушевском и Ишимбайском НГДУ [2].

#### Отдельный канал закачки

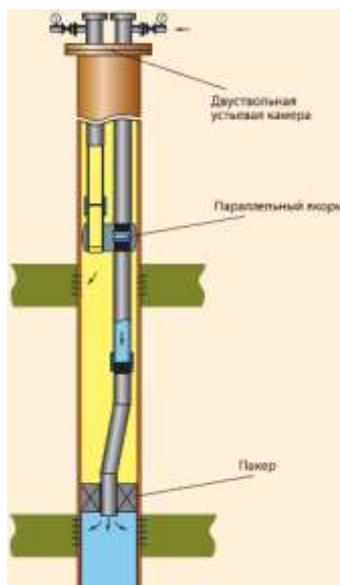
На базе двухлифтовой установки для ОРЭ разработана установка для ОРЗ с параллельными рядами труб (рисунок 5, б). Данная установка широко применяется на месторождениях ОАО «Татнефть». Существуют разработанные конструкции для 146- и 168-мм колонн.

**Однолифтовая установка**  
 Технология Лифтойл,  
 Schlumberger, НПФ «Пакер»,  
 ООО НТП «Нефтегазтехника»



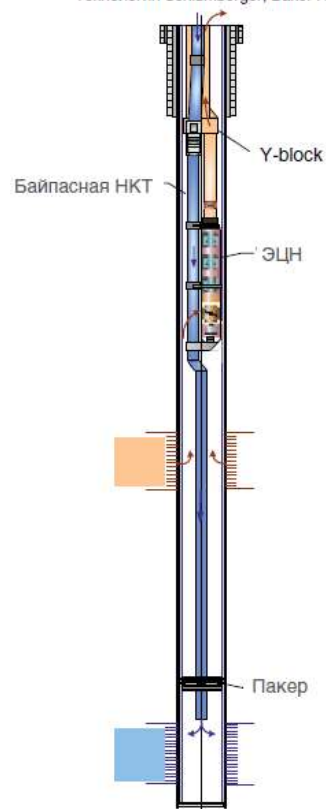
а)

**Система ОРЗ с параллельными колоннами**  
 Технология ОАО  
 «Татнефть»



б)

**Общая схема ОРДиЗ на скважине №791 Западно-Ольховского месторождения ЦДО «Сорочинскнефть»**  
 Технология Schlumberger, Baker Hughes



в)

Рисунок 5 – Схемы а) однолифтовой ОРЗ; б) ОРЗ с параллельными лифтами и схемой «ШГН + ШГН»; в) двухлифтовой концентрической ОРДиЗ

Основной причиной разработки концентрической системы ОРЗ было ограничение применения систем с параллельными колоннами по давлению для закачки верхнего пласта состоянием эксплуатационной колонны. Разработкой технологий концентрических систем ОРЗ занимаются такие компании, как: Лифтойл, Schlumberger, НПФ «Пакер», ООО НТП «Нефтегазтехника», ОАО «Татнефть», и их технологии находят повсеместное внедрение на месторождениях компаний ТНК-ВР, Роснефть, Башнефть и других. Разработанные непосредственно в ОАО «Татнефть»

двухпакерные концентрические системы ОРЗ двух видов внедрены в более чем 150 скважинах [19].

Одновременно-раздельная добыча и закачка

Перспективным направлением развития систем ОРЭ является технология ОРДиЗ.

В 2015 году в ЦДО «Сорочинскнефть» проводились ОПИ двухлифтовой концентрической системы с разделением пластов пакером и УЭЦН (рисунок 5, в). При нормальном режиме работы такой компоновки продукция верхнего пласта через прием насоса поднимается в Y-блок с помощью отдельного лифта (малый затруб). Из наземной системы ППД по внутреннему лифту ведется закачка подготовленной воды в нижний пласт.

Анализ месторождений ОАО «Татнефть» показал, что применение ОРЭ необходимо для трехпластовых систем. Поэтому в ТатНИПИнефть были разработаны установки для ОРД и ОРЗ по трем объектам [26]:

- однолифтовая установка для ОРЭ трех объектов (в двух вариантах);
- установка с дифференциальным насосом для ОРЭ трех объектов;
- установка с разделительным поршнем для ОРЭ трех объектов;
- установка для ОРЭ трех объектов с отдельным подъемом продукции по полым штангам;
- установка для ОРЗ на три пласта.

Близкие к ОРЭ технологические схемы

К данному виду технологических схем можно отнести:

- внутрискважинную перекачку воды из водоносного пласта в продуктивный с целью поддержания пластового давления. Главным преимуществом этих установок является возможность организации системы ППД на отдаленных, особенно мелких, месторождениях без создания сложной системы при наличии электроэнергии;
- внутреннюю утилизацию воды, которая позволяет отсепарированную в скважине воду без подъема на поверхность сбрасывать в поглощающие



пласты. Таким образом, упрощается процесс утилизации попутно добываемой воды;

- отдельный подъем нефти и воды позволяет уже на стадии добычи получить готовую для использования в системе ППД воду.

### ***1.3 Факторы, осложняющие совместную выработку запасов***

При разработке многопластовых месторождений большое значение приобретает выделение эксплуатационных объектов. В связи с различием отложений по условиям залегания, типу коллекторов, свойствам насыщающих горную породу флюидов необходимо выделять объекты, для которых рекомендуется одновременно-раздельная эксплуатация. При выделении объектов обычно учитывают следующие геолого-промысловые характеристики:

- тип коллектора, его физические свойства;
- режим работы залежи;
- различие составов и свойств насыщающих флюидов;
- взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу.

Рассмотрим проблемы, возникающие при объединении различных по вышеперечисленным характеристикам пластов в один объект разработки.

Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки коллекторов с разными физическими свойствами

Приобщение к терригенным коллекторам карбонатных отложений приводит к отключению последних, совместная обработка призабойной зоны карбонатных и терригенных пластов затрудняет процесс регулирования разработки. Усложнение условий контроля разработки может привести к уменьшению коэффициента извлечения нефти. (КИН) пластов и трудностям в учете добычи продукции отдельных пластов.

При совместной разработке двух и более пластов, неоднородных по проницаемости, выработка низкопроницаемого коллектора может

осуществляться только за счет создания большего градиента давления, чем для высокопроницаемого при всех равных условиях. При создании более высоких градиентов давления для вовлечения в разработку запасов нефти. низкопроницаемых пластов в многопластовой системе коллекторов возрастает скорость движения обводненной нефти. и воды в высокопроницаемых заводненных пластах, что приводит к дальнейшему росту обводненности добываемой продукции. Поэтому необходимо создавать различные градиенты на пласты с разной проницаемостью, чтобы исключить формирование остаточных трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых пластах [3, 11, 14, 26].

Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации пластов на едином режиме работы

Одной из осложняющих разработку многопластовых объектов проблем является проблема возникновения внутрискважинных межпластовых перетоков. В случае, когда перетекающей жидкостью является нефть, перетоки снижают добывные возможности скважины, так как часть нефти. вместо подъема на поверхность перетекает в пласт с низким пластовым давлением. Внедряемая через перфорационную зону добывающей скважины вода привносит определенные изменения в фильтрационно-емкостные свойства коллектора пласта, влияет на относительную фазовую проницаемость нефти. в призабойной зоне пласта с низким пластовым давлением. Процесс возникновения внутрискважинного межпластового перетока объясняется эксплуатацией двух разных по коллекторским свойствам пластов единым режимом работы при условии отсутствия заколонных перетоков по стволу скважин (цементное кольцо). Закачка воды в пласты ведется с разной интенсивностью из-за разницы в проницаемости пластов, что создает неодинаковое пластовое давление на контуре питания добывающей скважины. Так как уровень жидкости в стволе добывающей скважины в основном определяется объемом жидкости, поступающей из

высокопроницаемого пласта, то забойное давление в стволе добывающей скважины определяется забойным давлением высокопроницаемого пласта. При продвижении воды по высокопроницаемому пропластку в нем повышаются давление и водонасыщенность. После достижения значения забойного давления большего, чем давление в призабойной зоне пласта (ПЗП) низкопроницаемого пласта, жидкость с повышенным водосодержанием из высокопроницаемого пласта начинает поступать в низкопроницаемый пласт. При повышении давления в ПЗП низкопроницаемого пласта выше забойного давления часть внедрившейся жидкости вытекает из него, ухудшая при этом фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС) призабойной зоны [1, 5, 26, 27].

Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки пластов с флюидами, различными по составу и свойствам

Продукция скважин характеризуется комплексом физико-химических свойств, различных в зависимости от горизонта. Необходимо учитывать, что при совместном извлечении флюидов с различными свойствами могут образовываться новые компоненты, затрудняющие последующие процессы транспорта и подготовки продукции. Например, при смешении различных типов пластовых вод могут появляться осадки растворимых солей. Значительное содержание сероводорода в нефти. одного пласта и ионов двухвалентного железа в попутно добываемой воде другого при смешении приводит к образованию сульфида железа и осложнению подготовки нефти., которые объединены в группу техногенных эффектов [26].

Проблемы взаиморасположения продуктивных пластов по разрезу

Для разобщения пластов технологиями ОРЭ необходимо учитывать характерные конструктивные особенности применяемого оборудования. Например, для большинства систем ОРЭ характерно использование пакерной системы, для посадки которой необходимо расстояние между кровлей нижнего пласта и подошвой верхнего не менее 4 метров. Это минимальное

ограничение расстояния между пластами, в зависимости от типа конструкции и фирмы производителя оно может увеличиваться [11, 16, 17].

Также не стоит забывать, что в зависимости от характеристик и толщины непроницаемой перемычки под воздействием активной разработки между пластами может возникнуть гидродинамическая связь, например по трещинной системе.

Внедрение технологий ОРЭ оценивается как эффективное и перспективное направление для разработки многопластовых объектов в России. Эффективность применения технологий ОРЭ в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2014 год характеризуется приростом добычи в 5.8 т/сут на скважину, а в ОАО «Татнефть» на октябрь 2016 года дополнительная добыча нефти составила 5 млн т, со средним приростом 3.66 т/сут на скважину [7, 20].

Выводы по главе 1:

Основываясь на выполненном обзоре существующих технологий и схем ОРЭ, автором подчеркивается, что за последние годы интерес к данному виду технологий увеличивается. Разрабатываются новые виды схем и установок, экспериментальные технологии активно тестируются и внедряются на месторождениях всех крупных нефтяных компаний по всей России [2, 4, 6-9, 15, 18, 19, 27, 7-9, 3-10].

Наибольший экономический эффект от ОРЭ достигается, когда планирование внедрения данной технологии закладывается на стадии обоснования проектных документов на разработку месторождения, так как позволяет экономить значительные средства на бурение скважин. Однако большинство нефтяных месторождений России находятся в достаточно долгой разработке, и в целях поддержания уровней добычи нефти. и ранее, и в настоящее время вскрываются и совместно разрабатываются пласты с разными ФЕС, содержащие нефть разной категории, имеющие коллекторы разных типов, а также пласты с разными условиями залегания [23]. Такое приобщение пластов часто бывает вынужденным и приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. по каждому пласту. Примеров совместной

эксплуатации пластов с сильно отличающимися коллекторскими характеристиками и свойствами насыщающих флюидов можно привести множество. Одним из вариантов полноценной, экономически целесообразной выработки запасов таких пластов единой сеткой скважин является применение технологий ОРЭ. При планировании внедрения установок ОРЭ в скважинах, уже разрабатывающих совместно многопластовый объект, необходимо формирование критериев отбора скважин-кандидатов под определенную технологию, причем для каждого месторождения критерии изменчивы в зависимости от желаемого результата и применимости той или иной технологической схемы. Подбор технологических схем ОРЭ также является индивидуальной для каждого месторождения задачей, поскольку их необходимо интегрировать в уже существующую систему добычи и закачки, а также спрогнозировать перспективность, целесообразность и эффективность применения.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВМЕСТНОГО И РАЗДЕЛЬНОГО ОТБОРА НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ РОССИИ

### 2.1 Этапы формирования фонда одновременно - раздельной эксплуатации на Алексеевском месторождении

В марте 2009 на скважине №6333, объединив нефтенасыщенные зоны кизеловского и фаменского яруса, впервые применили технологии одновременно-раздельной эксплуатации. В результате произошло увеличение дебита нефти на 2,5 тонны в сутки.

Внедрение ОРЭ на добывающих скважинах носит неравномерный характер. Максимальное количество скважин, работающих на одновременно-раздельном режиме добычи нефти с двух пластов, зафиксировано в 2015 году и составило 7 скважин. Гистограмма, показывающая динамику внедрения ОРЭ на Алексеевском месторождении представлена на рисунке 6. По состоянию на 2016 год количество скважин ОРЭ составляет 32 шт.

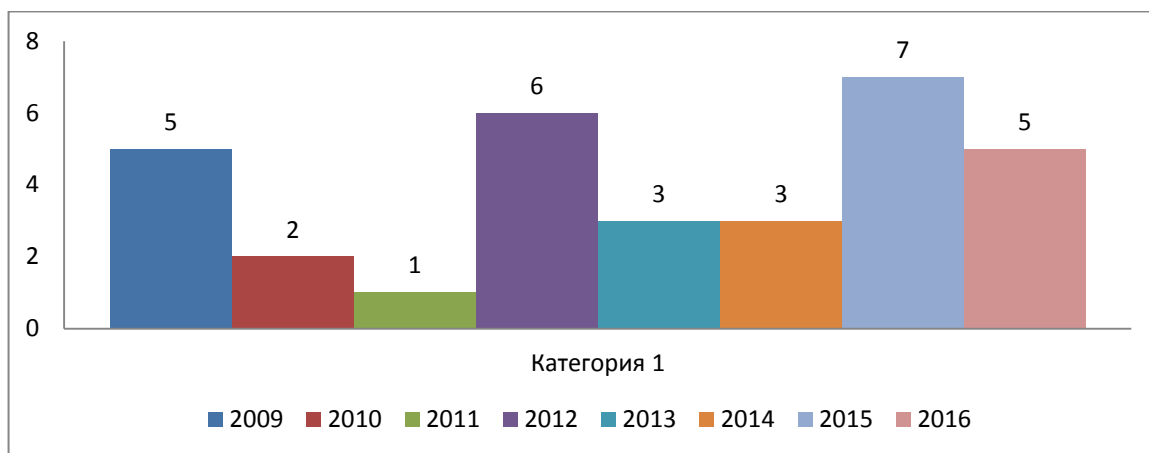


Рисунок 6 – Динамика внедрения ОРЭ на Алексеевском месторождении ЗАО «Алойл»

Эффективность внедрения ОРЭ зависит от фильтрационно-емкостных свойств объединенных коллекторов и насыщающих их флюидов. В таблице 1 приведена эффективность ОРЭ по скважинам Алексеевского месторождения с начала их применения.

На рисунке 7 показана динамика среднего прироста дебита нефти. по скважинам ОРЭ по годам разработки. По малочисленному фонду скважин, введенных в 2010-2011 годах, наблюдаются значительные приращения дебитов нефти., то есть качественность ОРЭ определяется рядом параметров, влияющих на эффективность.

Таблица 1 – Эффективность ОРЭ скважин Алексеевского месторождения ЗАО «Алойл»

NK№ п/п	Скважина	Дата внедрения	Эксплуатационный объект	Приобщенный объект	Прирост по нефти.. т/сут
1	6333	19.03.2009	Данково-лебединский	Кизеловский	2.5
2	6292	21.05.2009	Данково-лебединский	Кизеловский	3.8
3	6203	17.06.2009	Кизеловский	Бобриковский	1.9
4	6283	14.08.2009	Заволжский	Заволжский	3.7
5	359	15.09.2009	Заволжский	Кизеловский	5.8
6	6274	11.07.2010	Заволжский	Кизеловский	5.9
7	6328	25.10.2010	Заволжский	Кизеловский	4.2
8	6361	08.02.2011	Заволжский	Кизеловский	4.3
9	6304	06.03.2012	Заволжский	Кизеловский	6.5
10	6218	26.05.2012	Заволжский	Кизеловский	5.4
11	6062	05.06.2012	Бобриковский	Кизеловский	1.9
12	108	05.06.2012	Бобриковский	Кизеловский	2.5
13	6314	11.09.2009	Кизеловский	Бобриковский	2.1
14	6531	09.10.2012	Заволжский	Данково-лебединский	8.1
15	6436	26.02.2013	Заволжский	Кизеловский	30
16	6435	30.06.2013	Кизеловский	Заволжский	30
17	6750	08.07.2013	Кизеловский	Заволжский	17
18	6098	03.02.2014	Данково-лебединский	Кизеловский	3.4
19	6295	25.02.2014	Кизеловский	Заволжский	1.6
20	6091	13.03.2014	Данково-лебединский	Кизеловский	3.4
21	93	23.02.2015	Заволжский	Кизеловский	6.4
22	6086	08.03.2015	Заволжский	Кизеловский	2.5
23	6520	24.03.2015	Заволжский	Кизеловский	4.0
24	6521	05.04.2015	Данково-лебединский	Кизеловский	3.9
25	6367	18.04.2015	Данково-лебединский	Заволжский	2.8
26	6540	15.08.2015	Заволжский	Кизеловский	4.3
27	6533	28.08.2015	Данково-лебединский	Кизеловский	3.1
28	6174	08.02.2016	Данково-лебединский	Заволжский	4.0
29	6172	28.02.2016	Заволжский	Кизеловский	5.1
30	6529	29.03.2016	Данково-лебединский	Заволжский	4.7
31	6526	30.03.2016	Заволжский	Кизеловский	5.2
32	6525	13.04.2016	Данково-лебединский	Заволжский	5.5
Общая эффективность от внедрения ОРЭ					126.2

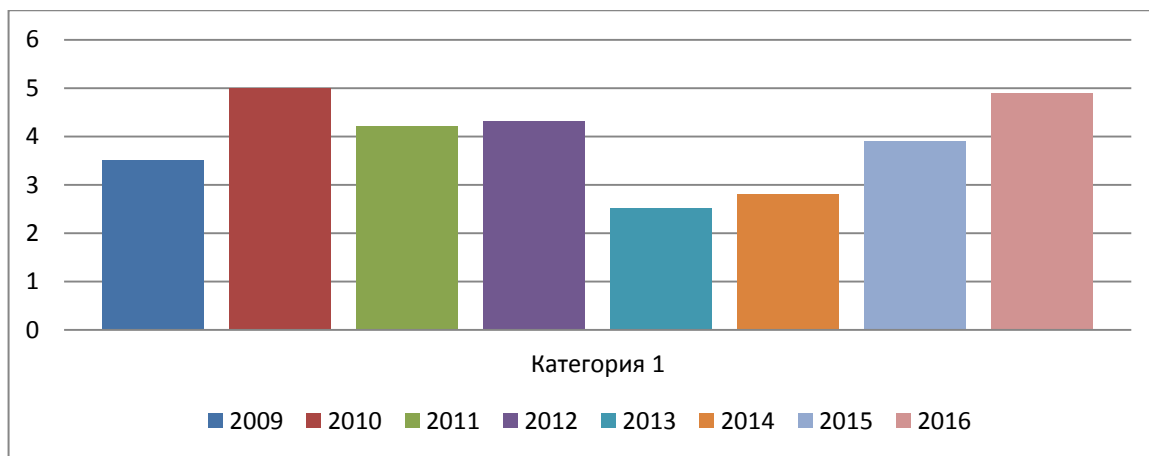


Рисунок 7 – Динамика среднего прироста нефти, после внедрения ОРЭ на Алексеевском месторождении

В 2013 и в 2014 гг. малая эффективность внедрения ОРЭ, как показывает анализ рисунка 7, обоснована приобщением менее продуктивных участков заволжского горизонта. Хотя и отмечается неравномерность отбора во времени, вызванная разными причинами технического сопровождения технологии, в целом достигнута положительная тенденция прироста дебита нефти..

Практика применения ОРЭ показывает, что эффективность ОРЭ зависит от горизонтов, объединенных в единую систему разработки. На рисунке 8 представлено распределение эффективности ОРЭ по объектам.

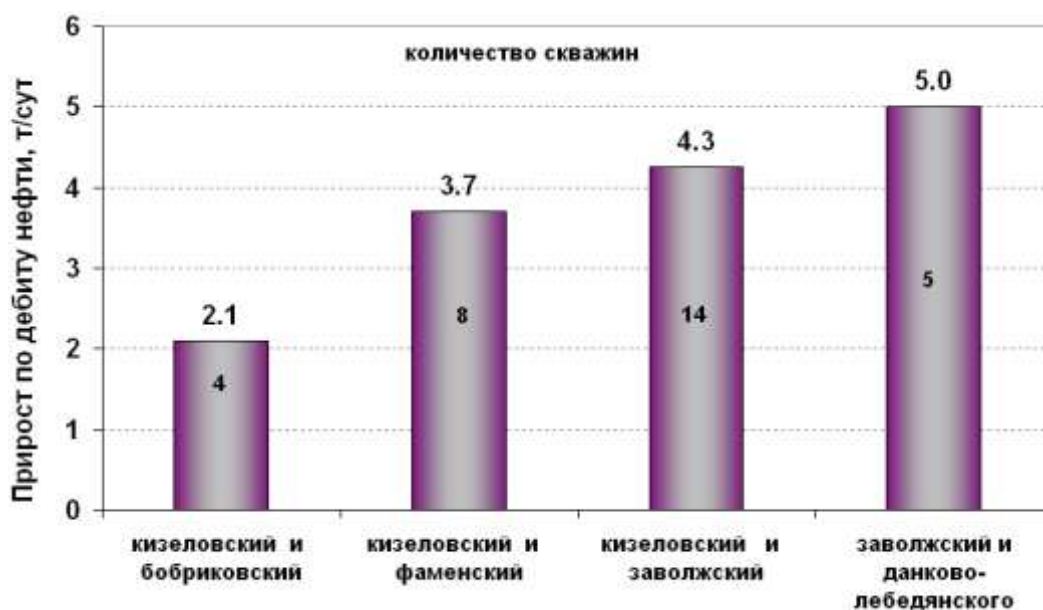


Рисунок 8 – Распределение эффективности ОРЭ по совмещенным объектам



Отметим, что минимальный прирост дебита нефти. прослеживается при обобщении кизеловского горизонта с бобриковским. Существенная эффективность отмечается по двум группам ОРЭ: заволжского с кизеловским горизонтом и заволжского с данково-лебедянским горизонтом. Средний прирост по этим группам скважин составляет более 4.3 т/сут.

Таким образом, опыт внедрения ОРЭ на скважинах Алексеевского месторождения ЗАО «Алойл» показал положительные результаты на пластах одного типа коллектора (карбонатные коллекторы). При совместной разработке пластов, различающихся по типу коллектора (карбонатные и терригенные коллекторы), эффективность ниже в среднем в два раза.

## ***2.2 Сравнение параметров работы совместных скважин, скважин одновременно - раздельной эксплуатации и скважин, работающих только на один объект***

При объединении двух и более объектов разработки с целью выработки запасов единой сеткой происходит опережающая выработка более продуктивного пласта. Усилению неравномерности участия каждого пласта в совместной эксплуатации способствуют существенная неоднородность проницаемости и расчлененность продуктивных коллекторов. Необходимо также отметить неравномерный охват заводнением как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов.

Поскольку на изучаемом объекте Алексеевского месторождения нет совместной выработки запасов, рассмотрим опыт совместной эксплуатации пластов юрских отложений Ново-Покурского месторождения.

### **Анализ работы совместных и раздельных скважин Ново-Покурского месторождения**

С целью уточнения контуров нефтеносности пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и выработки его запасов нефти. с 1995 года недропользователем начались работы по приобщению интервалов пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> скважинами, эксплуатирующими пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Основные геолого-физические характеристики пластов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения

Параметры	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>							ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>
	Основная залежь (р-н скв. 231П)	р-н скв. 223П	р-н скв. 321	Восточная залежь	р-н скв. 294Р	р-н скв. 243П	р-н скв. 242Р	
Средняя глубина залегания (а.о.), м	-2743	-2752.5	-2742.5	-2762.2	-2758.5	-2766.2	-2748.2	-2794
Средняя общая толщина, м	10.3	14.3	8.0	17.4	20.6	8.8	13.8	7.0
Нефтенасыщенная толщина, м	2.2	2.7	1.6	8.5	0.6	0.7	2.5	4.9
Эффективная водонасыщенная толщина, м	5.9	6.5	3.9	1.7	14.2	5.2	6.2	0.1
Коэффициент пористости, д.ед.	0.17	0.15	0.17	0.17	0.17	0.19	0.17	0.17
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0.54	0.44	0.50	0.6	0.64	0.55	0.59	0.61
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, д.ед.	0.55	-	-	0.61	-	-	-	0.61
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, д.ед.	0.54	0.44	0.50	0.57	0.64	0.55	0.59	0.56
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	14.9	7.5	15.4	17.3	29.0	35.3	30.5	21.1
Коэффициент песчаности, д.ед.	0.80	0.75	0.76	0.82	0.87	0.73	0.76	0.74
Расчлененность	3.1	4.6	3.1	4.0	4.0	3.0	3.7	2.8
Начальная пластовая температура, °С	90	90	90	90	90	90	90	92
Начальное пластовое давление, МПа	28.2	28.3	28.2	28.6	28.4	28.5	28.3	28.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1.46	1.46	1.46	1.46	1.46	1.46	1.46	2.34
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.783	0.783	0.783	0.783	0.783	0.783	0.783	0.809
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.847	0.847	0.847	0.846	0.847	0.847	0.847	0.866
Абсолютная отметка водонефтяного контакта (ВНК), м	-2746	-2755	-2744.5	-2784.4	-2761	-2766.8	-2753.4	-2818 +/-1.5
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.120	1.120	1.120	1.096	1.120	1.120	1.120	1.096
Давление насыщения нефти газом, МПа	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	64	64	64	52	64	64	64	50
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.37
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.020
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0.556	0.556	0.556	0.556	0.556	0.556	0.556	0.575

Всего в совместной эксплуатации находились 68 добывающих скважин, отдельно на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> работало 35 скважин, на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> – 266 скважин.

На рисунке 9 приведены динамики дебитов скважин по пластам. Ново-Покурского месторождения при отдельной и совместной разработке пластов.

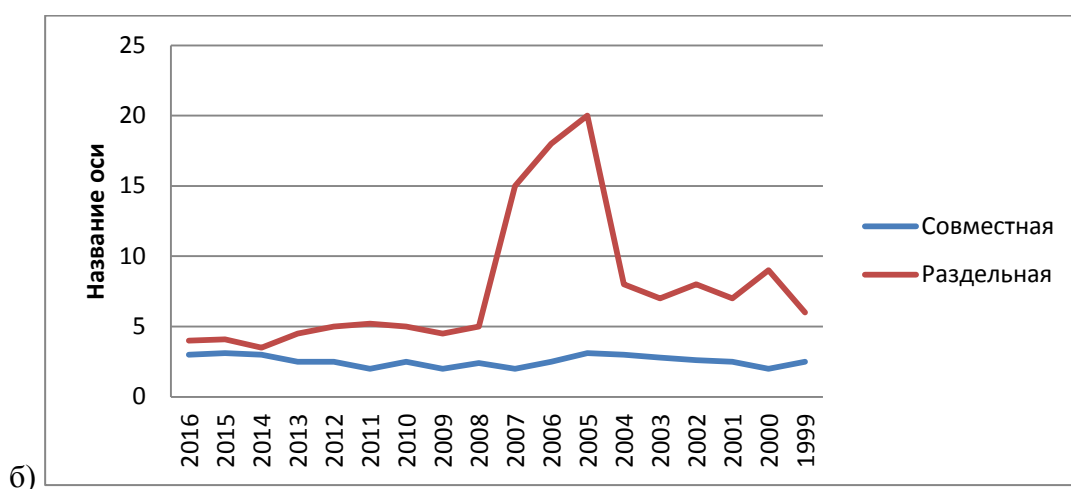
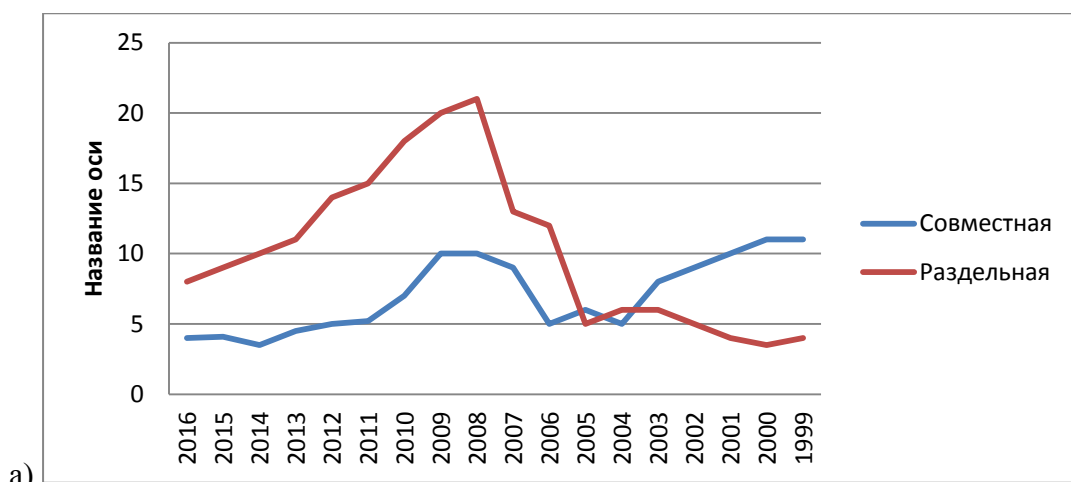


Рисунок 9 – Динамика среднего дебита нефти. по скважинам раздельного и совместного фондов: а) пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>; б) пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

Из рисунка 9 видно, что на протяжении всей истории разработки пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> дебит нефти. при раздельной добыче превосходит данную величину по скважинам совместного фонда. По пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> совместные скважины лишь первые годы приобщения объекта характеризуются дебитами нефти., превышающими аналогичный показатель раздельного фонда.

На рисунке 10 показана количественная оценка превосходства скважин, ведущих эксплуатацию одного пласта и совместно двух пластов по объектам ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения.

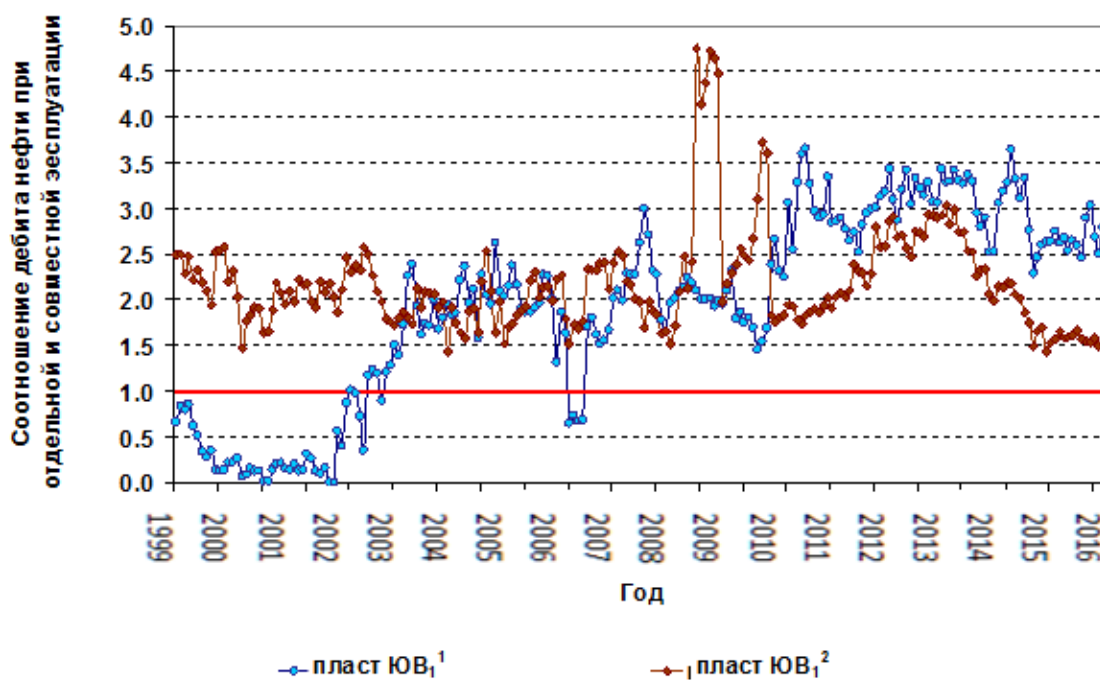


Рисунок 10 – Соотношение дебитов нефти. при раздельной и совместной эксплуатации по объектам ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения

Видно, что производительность скважин раздельного фонда по пластам ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в среднем вдвое больше производительности объектов при эксплуатации их общим фильтром.

В таблицу 3 сведены основные показатели выработки запасов нефти. по скважинам, работающим как совместно, так и раздельно.

Таблица 3 – Распределение показателей выработки запасов по отдельным и совместным скважинам пластов Ново-Покурского месторождения

Показатели	Пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>			Пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>			Всего		
	отдельная добыча	совместная добыча	всего	отдельная добыча	совместная добыча	всего	отдельная добыча	совместная добыча	всего
Накопленная добыча, %	13	16	30	61	10	70	77	23	10
Накопленная добыча нефти на одну скв., тыс. т	35.4	22.3	26.7	21.1	13	19.5	23.8	30.8	25.1
Средний дебит нефти на конец 2015 года, т/сут	6.08	1.49	3.63	5.65	3.79	5.21	5.76	2.64	5.33
Среднегодовая обводненность за 2015 год, %	62.3	64.2	62.7	56.8	66.9	58.4	58.1	66.2	59.5

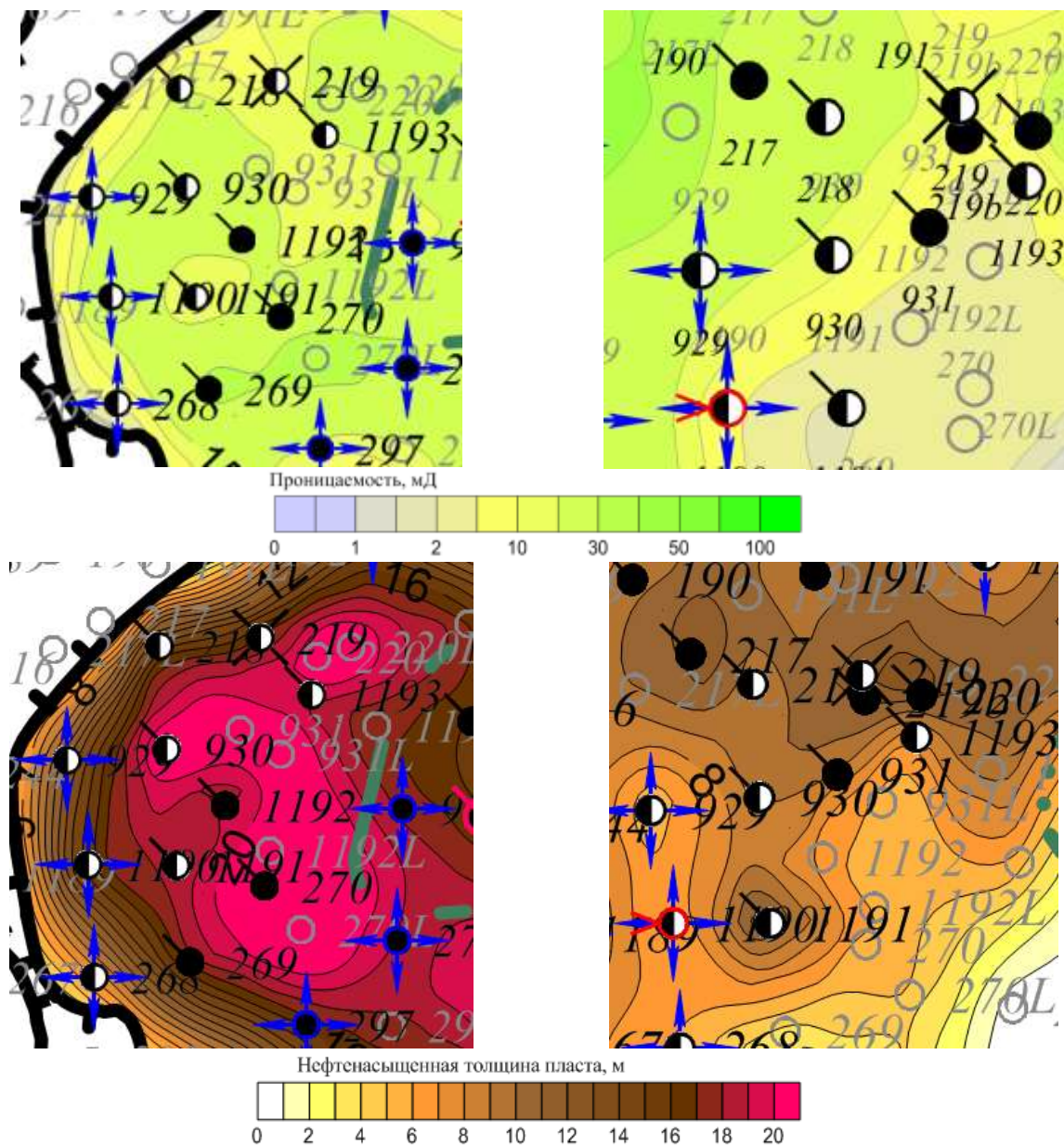
Таблица 3 показывает продуктивные возможности скважин совместного и отдельного фондов. Накопленные отборы нефти на скважину в отдельных скважинах по горизонтам превосходят данный показатель в скважинах совместного фонда. Среднегодовой дебит нефти по объекту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в совместных скважинах (1,49 т/сут) ниже в четыре раза среднегодового дебита нефти в отдельных скважинах (6,08 т/сут), по скважинам пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> дебит нефти в скважинах, работающих только на рассматриваемый пласт, превышает в полтора раза аналогичный параметр по скважинам совместного фонда.

Среднегодовая обводненность добываемой продукции в скважинах совместного фонда хоть и несущественно, но больше, чем в отдельных, что также указывает на лучшую работу скважин при отдельной эксплуатации.

Подробный анализ работы совместных скважин позволяет выделить единичные случаи, где производится эффективная выработка запасов при совместной эксплуатации. Примером является скважина № 930, расположенная в чистонефтяной зоне (ЧЗ) восточной залежи, по которой при совместной эксплуатации получены хорошие результаты.

Восточная залежь объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> из всех залежей объекта характеризуется большей чистонефтяной зоной и максимальными нефтенасыщенными толщами (рисунок 11).

Перфорацией вскрыта вся нефтенасыщенная толщина (рисунок 12). Как видно на рисунках 11 и 12, нефтенасыщенные пропластки пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> по своим фильтрационно-емкостным свойствам близки между собой. Расчленённость составляет по два проницаемых пропластка на каждый объект.



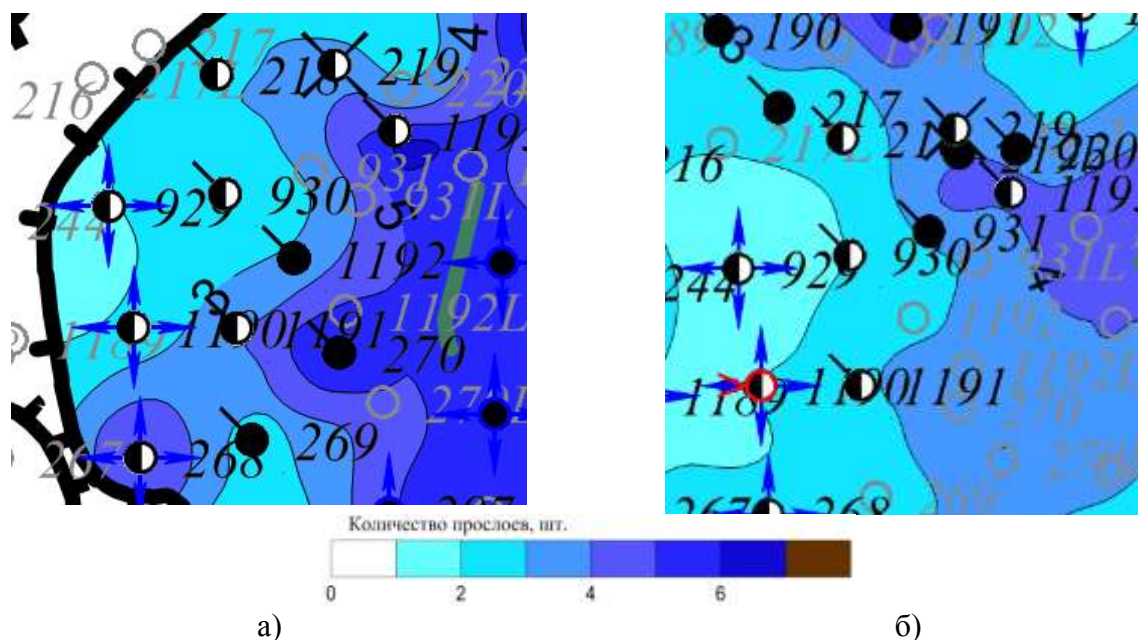


Рисунок 11 – Геологическая характеристика участков пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (а) и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (б)

Скважина работает с мая 1998 года. Промыслово-геофизические исследования по скважине не проводились, распределение добычи на промысле соответствует разделению по стандартной методике  $(k \cdot h) / \mu$ . С начала эксплуатации на долю верхнего объекта приходилось около 90 % от общей добычи по скважине.

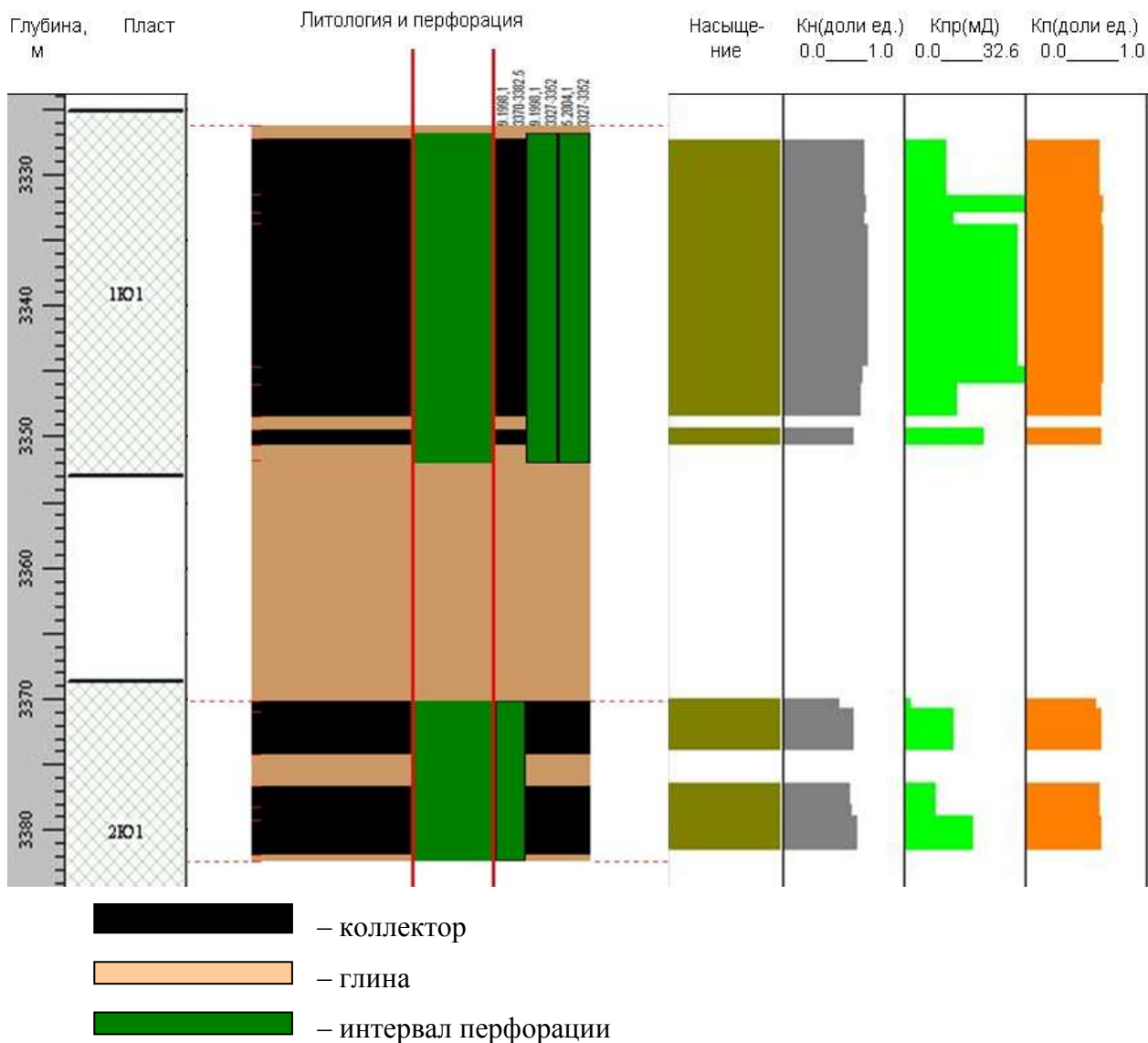
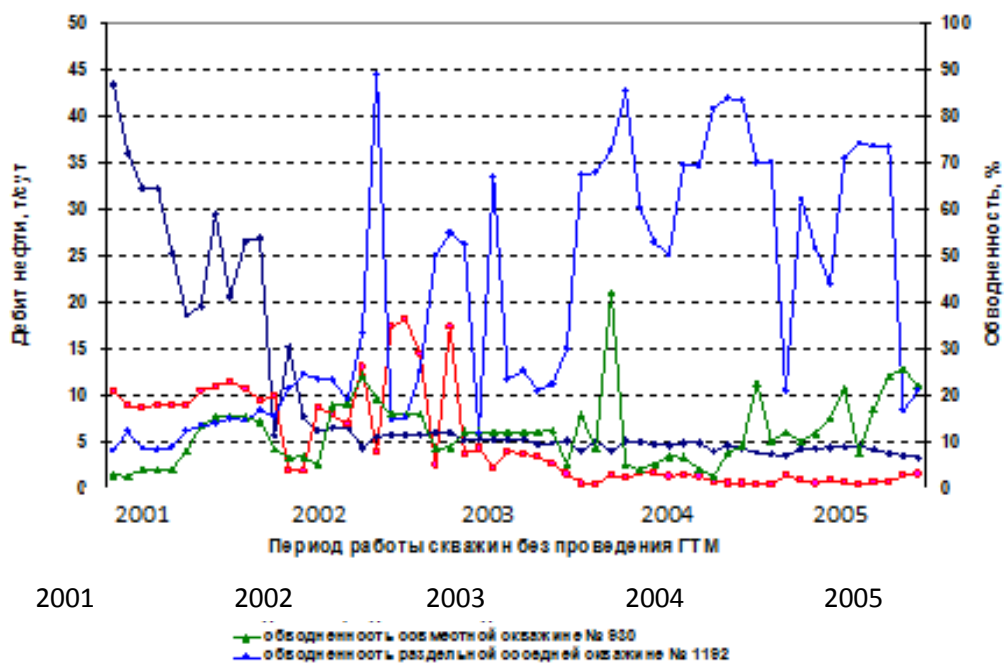


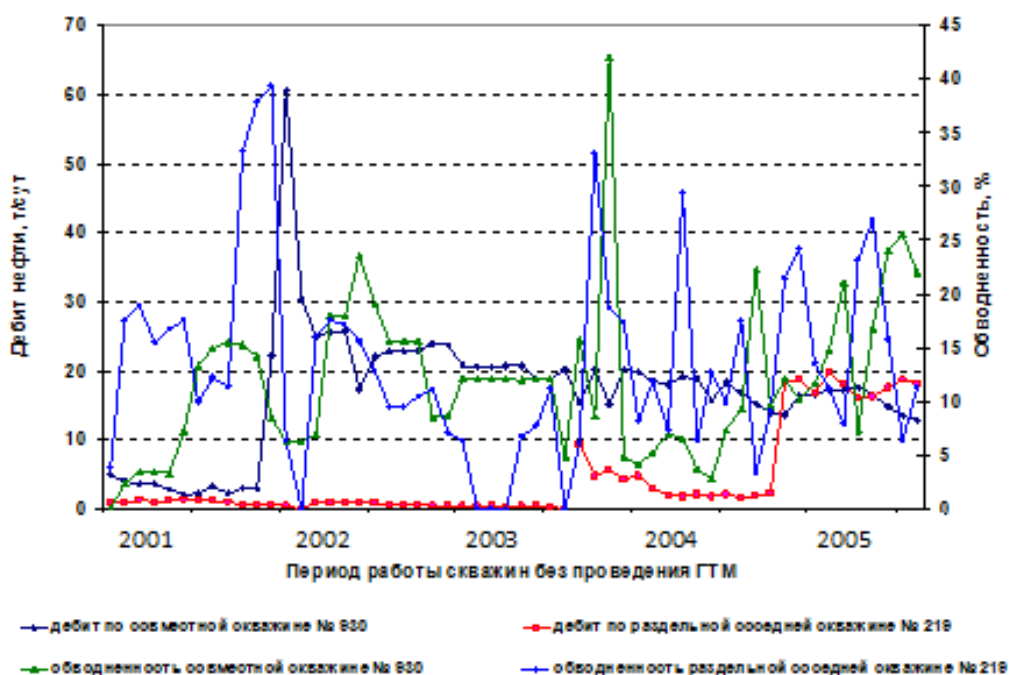
Рисунок 12 – Перфорация скважины № 930 и данные ГИС

На рисунке 13, а приведены сравнительные показатели работы совместной эксплуатации скважины № 930 и скважины № 1192, работающей только на верхний объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. С целью достоверности анализа рассматривался период разработки без проведения геолого-технических мероприятий по скважинам.





а)



б)

Рисунок 13 – Динамика дебита нефти и обводненности по совместной скважине № 930 и соседней, работающей только на один пласт:

а) пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (сравнение с соседней скважиной № 1192);

б) пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (сравнение с соседней скважиной № 219)

Скважины №№ 930 и 1192 по геолого-физическим характеристикам, как видно по рисунку 11, а, находятся в примерно одинаковых условиях. Однако показатели работы скважины № 1192 уступают параметрам работы объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в совместной скважине.

Такая же картина наблюдается и по нижнему объекту ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> при сравнении показателей работы совместной скважины № 930 и скважины № 219, работающей только на нижний объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (рисунок 13, б).

Коллекторские свойства верхнего объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и нижнего объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в большинстве скважин в районе восточной залежи имеют существенные различия по толщинам и проницаемости, в связи с чем на объектах при совместной работе скважин будет происходить неравномерная выработка запасов нефти. по разрезу и по площади.

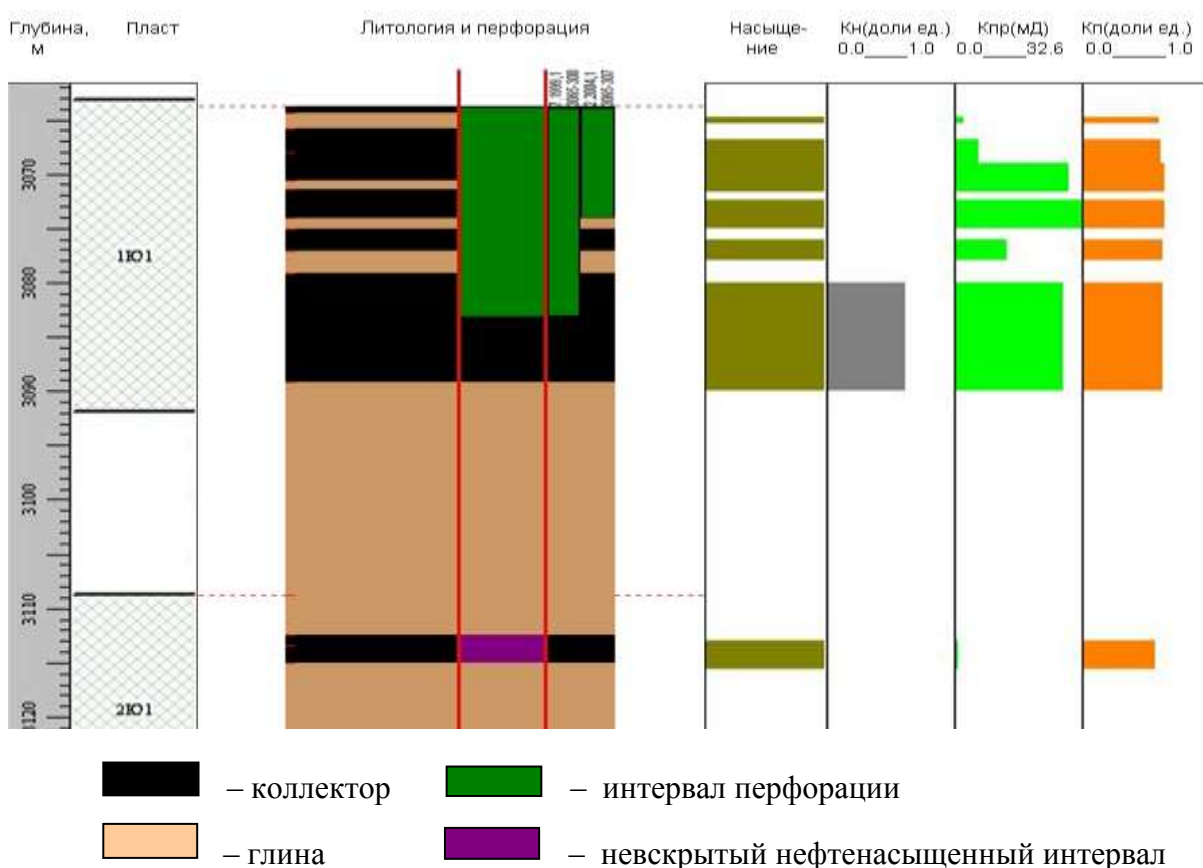


Рисунок 14 – Перфорация скважины № 299 и данные ГИС

Так, в скважине № 299 объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, также расположенной на восточной залежи (рисунок 14), объекты ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> существенно

отличаются по своим ФЕС. В данной ситуации скважина работает только на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. В скважине № 299 отсутствуют водонасыщенные пропластки в пределах объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, что позволяет полное вовлечение нефтенасыщенных толщин. Однако приобщение объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> при использовании единого фильтра будет неэффективным, так как проницаемость верхнего пласта составляет 12 мД, а нижнего всего 1 мД.

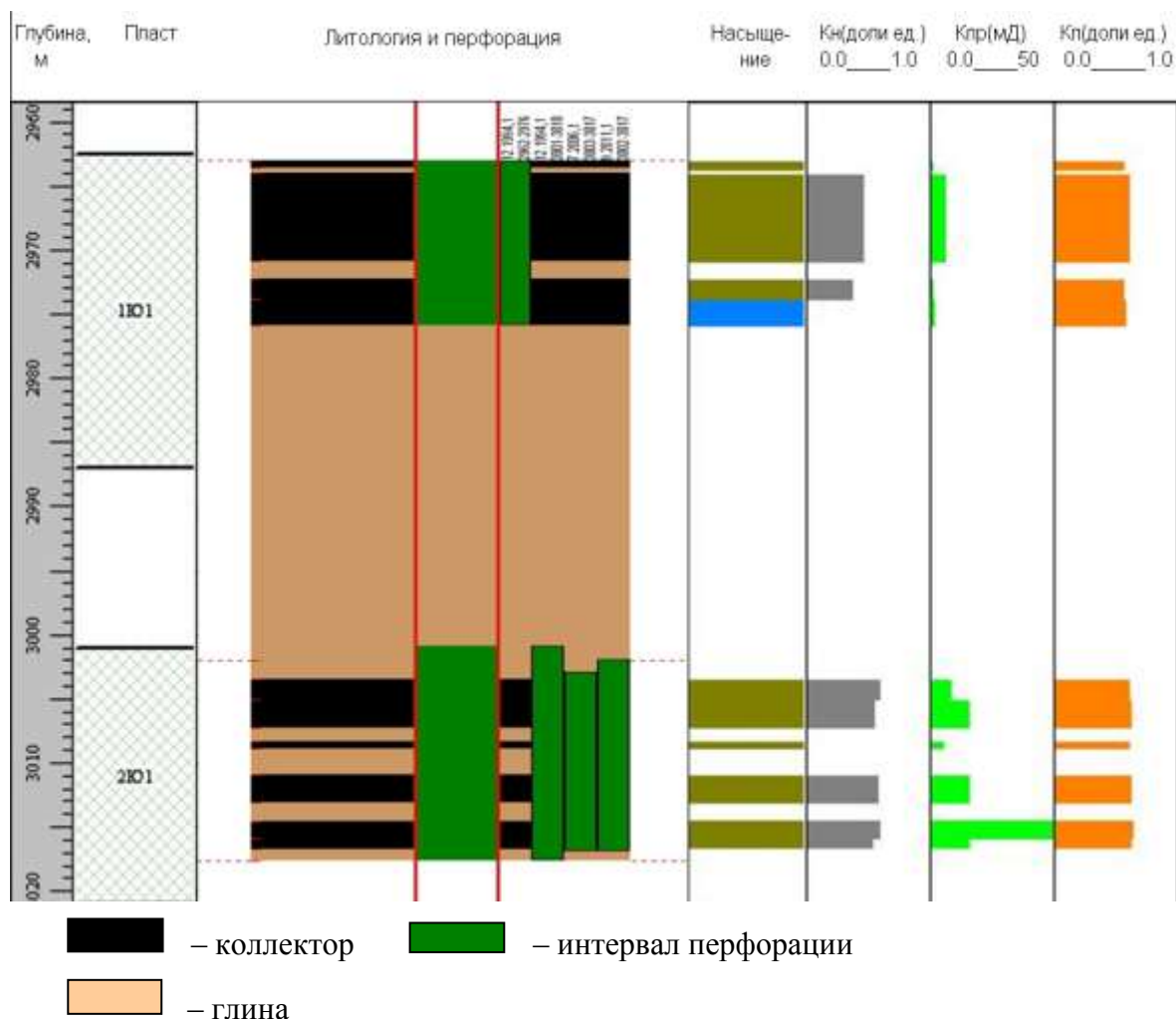


Рисунок 15 – Перфорация скважины № 1151 и данные ГИС

В данном случае можно воспользоваться методами интенсификации добычи нефти., проведением гидроразрыва пласта (ГРП) на нижнем объекте или разрабатывать объекты самостоятельными сетками скважин.

Кроме того, существенная часть фонда скважин пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> расположена в нефтенасыщенных толщинах менее 4–6 метров и осложнена наличием близко расположенных водонасыщенных пропластков. Таким

образом, при приобщении к пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> происходит вовлечение в разработку перфорацией водонасыщенных интервалов, а таких скважин на месторождении около 50 %. В качестве примера можно привести скважину № 1151, данные перфорации и ГИС по которой приведены на рисунке 15. При проведении перфорации был вовлечен в работу нефтеводонасыщенный пропласток, в результате чего происходит скачкообразное обводнение добываемой продукции. Учитывая, что по объекту ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> скважина № 1151 находится в ЧНЗ, а обводненность по ней высокая (83 %), то вода поступает из объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Необходимо отметить, что разнохарактерность геологических параметров пластов (рисунок 14), разрабатываемых общим фильтром, ведет к межпластовым перетокам, что является одним из осложняющих факторов совместной выработки запасов.

Оценка вероятности возникновения внутрискважинного перетока в добывающих скважинах пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения проведена с помощью метода «нечетких множеств» [26, 89]. Результаты проведенного анализа представлены на рисунке 16 и в таблице 4.

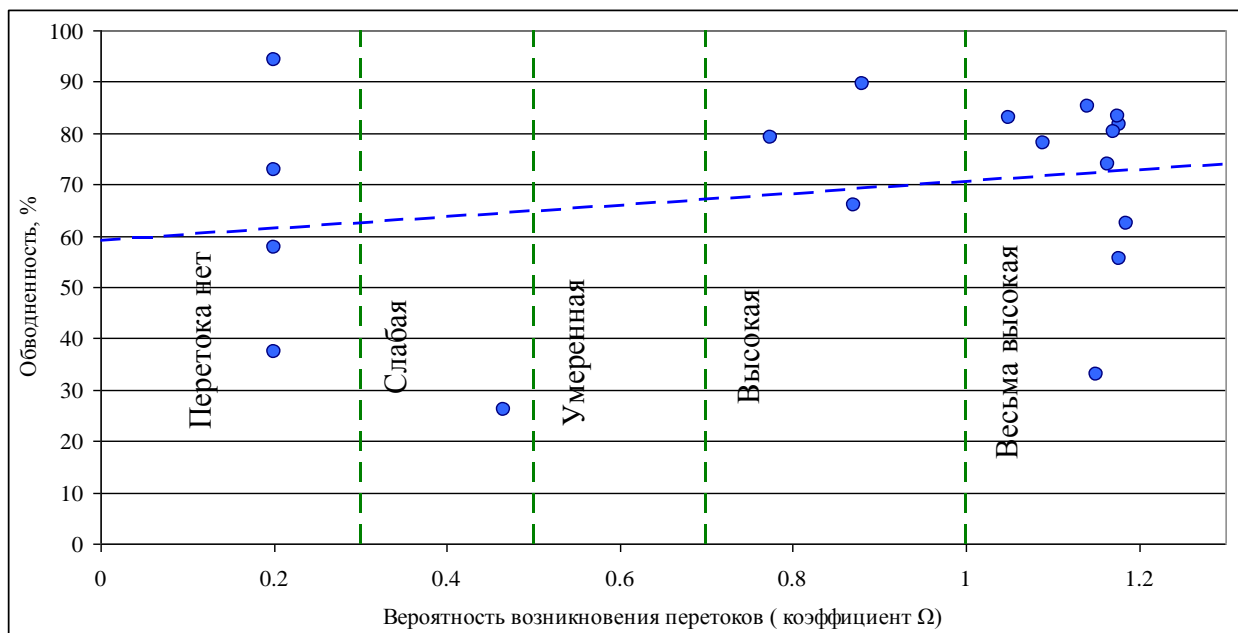


Рисунок 16 – Распределение по степени вероятности возникновения перетока

Таблица 4 – Добывающие скважины с весьма высокой вероятностью возникновения внутрискважинного перетока

Добывающая скважина	Совместно работающие пласты		Свойства пластов			$\Omega$	Текущая обводненность, %	Окружающие действующие нагнетательные скважины
	Пласт 1	Пласт 2	минимальная проницаемость работающих пластов, мД	максимальная проницаемость работающих пластов, мД	Толщина глинистого раздела, м			
1125	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0.8	36.3	28.1	1.18	56.7	1123, 103
1151	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0.8	50	26.1	1.18	83.2	1150, 1152
1174	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0.7	50	24	1.19	62.5	1173, 1175
1191	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0.6	4.5	18.7	1.05	83.1	1190, 286
1216	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0.8	37.2	34	1.18	55.4	1215
127	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.5	50	26.6	1.17	80.1	126, 128, 103
252	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.8	50	25.9	1.16	73.9	1175, 1173
38	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.5	25.4	25.3	1.14	85.3	58
78	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	4	37.4	25.4	1.09	78	55

Отметим, что в списке скважин с высокой вероятностью возникновения межпластового перетока присутствует скважина № 1151 (таблица 4), анализ работы которой, проведенный выше, предположил осложнение совместной выработки запасов, связанное с притоком флюида из более продуктивного интервала, в этом случае пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Таким образом, по добывающему фонду скважин, учитывая меньшую эффективность работы совместных скважин на Ново-Покурском месторождении и наличие внутрискважинных перетоков, ведущих к неравномерности выработки запасов, в дальнейшем рекомендуется отдельная эксплуатация пластов. Альтернативным способом в данном случае является одновременно - отдельная эксплуатация пластов.

Результаты внедрения ОРЭ рассмотрим на примере Алексеевского месторождения.

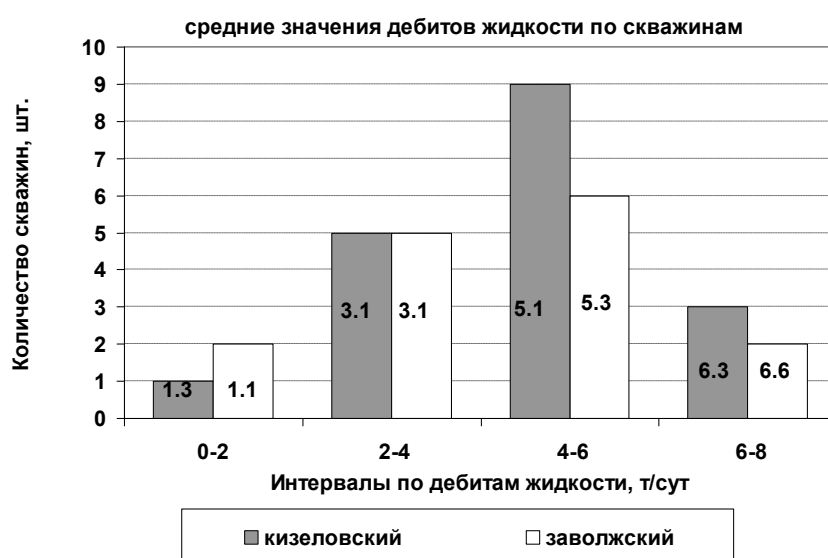
#### **Анализ работы ОРЭ скважин Алексеевского месторождения**

Выработка запасов при одновременно -отдельной эксплуатации пластов определяется настройкой насосного оборудования исходя из

потенциальных возможностей пласта, определяемой геологической службой нефтяного предприятия.

На Алексеевском месторождении нефтеносность пластов позволяет разрабатывать ряд объектов единой сеткой скважин. Эксплуатация пластов общим фильтром за всю историю разработки месторождения не осуществлялась. Органами Ростехнадзора было одобрено применение ОРЭ с целью выработки запасов кизеловского, заволжского и данково-лебедянского продуктивных горизонтов.

По состоянию на октябрь 2016 года значительная часть скважин ОРЭ (14 скважин) ведет одновременно-раздельную эксплуатацию кизеловского и заволжского горизонтов и восемь скважин осуществляет одновременную добычу кизеловского и данково-лебедянского горизонтов. Гистограмма распределения дебитов жидкости представлена на рисунке 18. Большинство скважин ОРЭ кизеловского и заволжского горизонтов (рисунок 18, а) работают с дебитом по кизеловскому горизонту 5.1 т/сут (9 скважин), с дебитом по заволжскому горизонту – 5.3 т/сут (6 скважин). Отметим достаточно схожее распределение скважин по выделенным интервалам дебитов жидкости, что связано с достаточно близкими геолого-физическими характеристиками пластов .



а)



б)

Рисунок 18 – Гистограммы распределения дебитов жидкости по скважинам ОРЭ:

- а) ОРЭ кизеловского и заволжского горизонтов;
- б) ОРЭ кизеловского и данково-лебединского горизонтов

Большинство скважин ОРЭ кизеловского и данково-лебединского горизонтов (рисунок 18, б) работают со средним дебитом жидкости по кизеловскому горизонту 2,6 т/сут (3 скважины). По данково-лебединскому горизонту две скважины работают со средним дебитом 1,9 т/сут и две скважины отбирают в сутки в среднем 4,7 т жидкости. Отметим разнохарактерное распределение скважин по показателям отбора кизеловского и данково-лебединского горизонтов в пределах выделенных групп.

На рисунке 19 приведена сравнительная оценка дебита нефти по данным горизонтам применительно к разработке с использованием технологии ОРЭ и эксплуатации только заволжского горизонта и только кизеловского горизонтов.

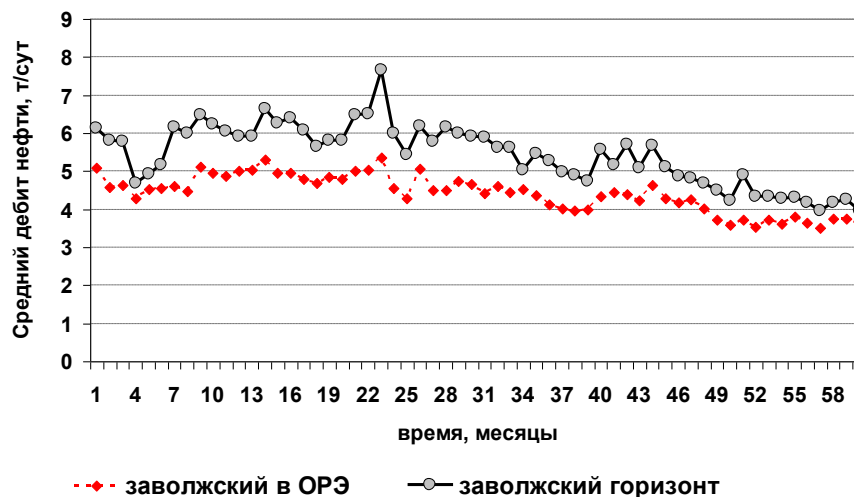


Рисунок 19 – Динамика среднего дебита нефти. по заволжскому горизонту в скважинах ОРЭ и ведущих отдельную эксплуатацию заволжского горизонта

Рисунок 19 показывает, что по скважинам ОРЭ и скважинам, эксплуатирующим только заволжский горизонт, наблюдается незначительные расхождения в режимах работы. Это указывает на достаточно верный подбор параметров работы установленного насосного оборудования. Хотя имеет место небольшой потенциал увеличения производительности насосного оборудования при одновременно -раздельной добыче нефти. применительно к заволжскому горизонту.

Иная картина наблюдается по скважинам, производящим добычу нефти. продуктивных отложений кизеловского горизонта. Скважины, добывающие нефть только с кизеловского горизонта, характеризуются несколько меньшими дебитами по сравнению с дебитами по данному горизонту при одновременно-раздельной эксплуатации (рисунок 20). Возможно, это связано с тем, что скважины, работающие только на кизеловский горизонт, находятся в менее продуктивных областях (рисунок 21).



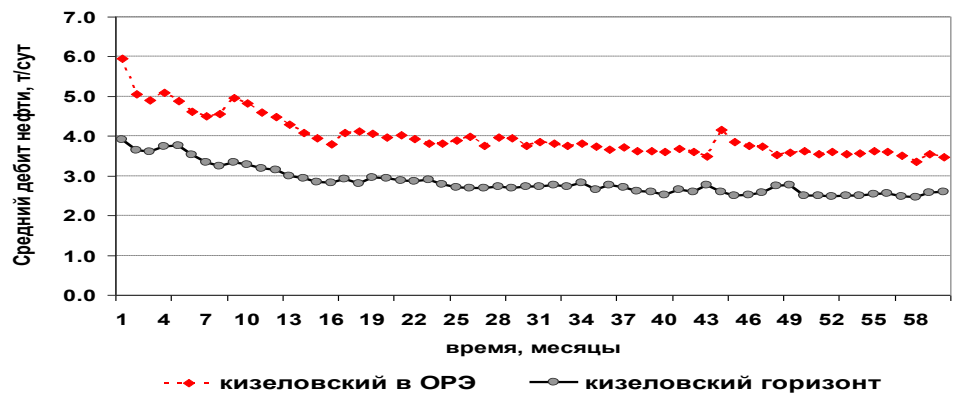


Рисунок 20 – Динамика среднего дебита нефти. по кизеловскому горизонту в скважинах ОРЭ и ведущую отдельную эксплуатацию кизеловского горизонта

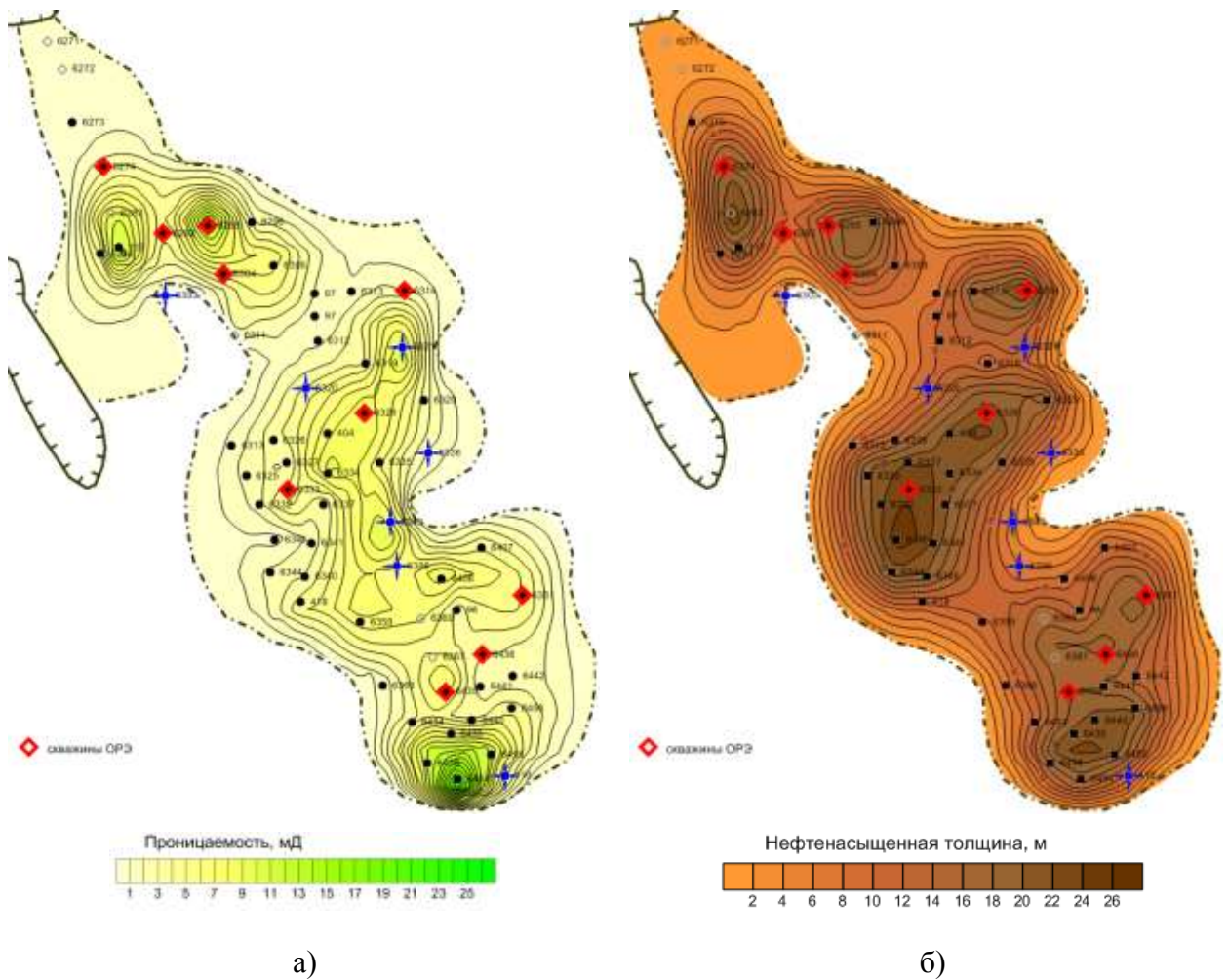


Рисунок 21 – Карты проницаемости (а) и нефтенасыщенных толщин (б) кизеловского горизонта

По скважинам ОРЭ, работающим на данково-лебединский горизонт, можно отметить, что потенциальные возможности пласта, как видно из

динамики дебита нефти. (рисунок 22), при заданном режиме максимально соответствуют продуктивным возможностям по скважинам, работающим только на данково-лебединский горизонт.

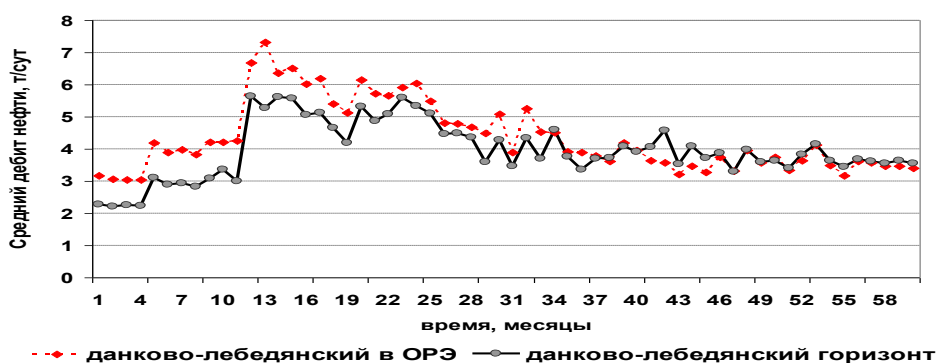


Рисунок 22 – Динамика среднего дебита нефти. по данково-лебединскому горизонту в скважинах ОРЭ и ведущих отдельную эксплуатацию данково-лебединского горизонта

Скважины бобриковского горизонта с применением ОРЭ практически на всем периоде разработки характеризуются большей продуктивностью по сравнению со скважинами, ведущими отдельную эксплуатацию бобриковского горизонта (рисунок 23), лишь в последние годы наблюдается снижение среднего дебита, вызванное ростом обводненности.

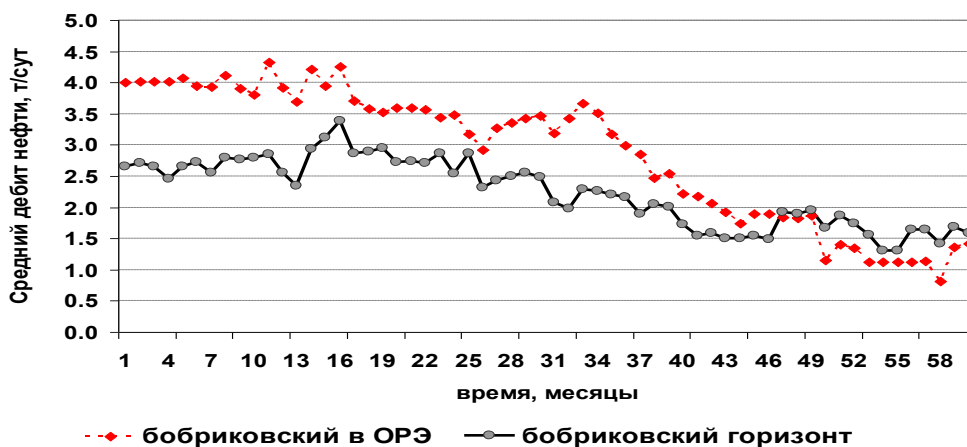


Рисунок 23 – Динамика среднего дебита нефти. по бобриковскому горизонту в скважинах ОРЭ и ведущих отдельную эксплуатацию бобриковского горизонта

Отличие продуктивности пластов при различных способах добычи нефти. одного и того же продуктивного горизонта обусловлено подбором заданных параметров работы установленных насосов. Данное обстоятельство позволяет наметить оптимизацию по отдельным скважинам ОРЭ пластов

Алексеевского месторождения. С этой целью геолого-физические параметры скважин сопоставим с накопленными отборами нефти за весь период одновременно-раздельной эксплуатации.

В таблице 5 приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Алексеевского месторождения, по которым применяется ОРЭ. Поскольку нефти рассматриваемых горизонтов имеют различия в физико-химических свойствах, в частности вязкости нефти, опорным параметром для выявления закономерности для скважин ОРЭ примем гидропроводность пластов.

Таблица 5 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Алексеевского месторождения [22]

Параметры	Объекты			
	Бобриков-ский	Кизеловский	Заволжский	Данково-лебединский
Средняя глубина залегания, м	1464.9	1502.4	1607	1672.6
Тип залежи	пл-свод. лит. огран	массивный	пл-свод.	пл-свод. лит. огран
Тип коллектора	терригенн.	карбонатн.	карбонатн.	карбонатн.
Средняя общая толщина, м	7.5	43	70.3	52.4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1.5	9.7	8.5	4.3
Пористость, %	19	12-13	9	9
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.412	0.14	0.12	0.09
Коэффициент песчанности, д.ед.	0.989	0.589	0.397	0.467
Коэффициент расчлененности, д.ед.	1.1	6.5	7.7	3.8
Начальная пластовая температура, °С	25	25	27	28
Начальное пластовое давление, МПа	14.7	14.8	15.7	16.4
Вязкость нефти. в пластовых условиях, мПа*с	15.8	14.7	11.5	13.8
Плотность нефти. в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.854	0.857	0.850	0.858
Плотность нефти. в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.882	0.878	0.882	0.879
Абсолютная отметка ВНК, м	1129-1099	-1160-1115	-1276-1197	-1343-1287
Объемный коэффициент нефти., д.ед.	1.063	1.055	1.075	1.058
Содержание серы в нефти., %	1.8	1.9	1.8	1.8
Содержание парафина в нефти., %	4.2	3.6	3.7	3.2
Давление насыщения нефти. газом, МПа	2.9	3.0	3.7	3.2
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	22.5	18.5	28.4	25.1
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.15	1.17	1.17	1.16

Отношение накопленных отборов нефти. по пластам., разрабатываемым одновременно-раздельным способом, прямопропорционально отношению гидропроводности соответствующих пластов:

$$\frac{Q_{\text{нак}}^1}{Q_{\text{нак}}^2} = f\left(\frac{\xi_1}{\xi_2}\right). \quad (2.1)$$

На рисунке 24 показано распределение скважин ОРЭ в зависимости от отношения накопленных отборов нефти. и различия геологической характеристики пластов.

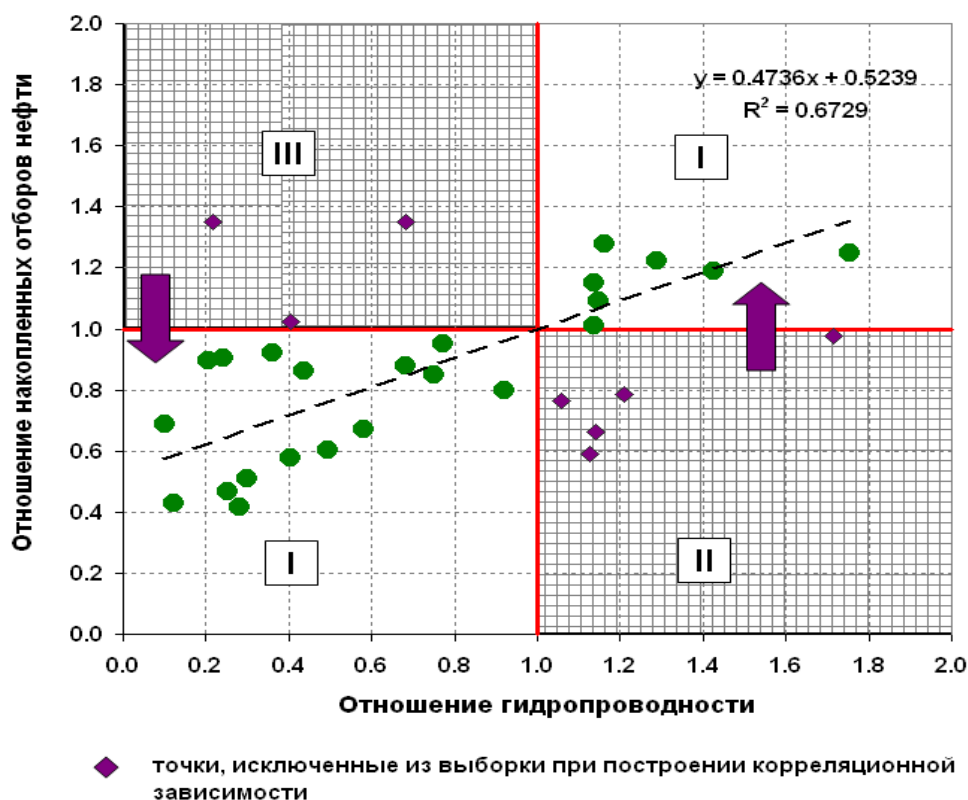


Рисунок 24 – Сопоставление накопленных отборов нефти и гидропроводности

По представленному распределению скважин с ОРЭ определены четыре квадранта, применительно к которым выделено три группы рационального применения ОРЭ:

- группа I (рациональное ОРЭ) – заданные режимы работы каждого из пластов соответствуют потенциальным возможностям пласта исходя из геолого-физических характеристик коллекторов, установленное насосное оборудование работает в оптимальном режиме;
- группа II (нерациональное ОРЭ для первого пласта) – коллекторские свойства первого пласта указывают на возможное увеличение отборов путем технологической оптимизации насосного оборудования, что позволит перевести скважину из группы II в группу I;
- группа III (нерациональное ОРЭ для второго пласта) – коллекторские свойства второго пласта указывают на возможное увеличение отборов путем технологической оптимизации насосного оборудования, что позволит перевести скважину из группы III в группу I.

Рисунок 24 демонстрирует, что основная часть скважин (75 %) работает в оптимальном режиме, то есть ОРЭ является рациональным. По 25 % скважин рекомендуется технологическая оптимизация, направленная на увеличение производительности насосного оборудования, согласно таблице 6.

Таблица 6 – Рекомендуемая технологическая оптимизация по скважинам ОРЭ

№ п/п	Скважина	Группа	Оптимизируемый пласт
1	6361	II	кизеловский
2	6314	II	кизеловский
3	6531	II	заволжский
4	6274	II	кизеловский
5	6218	II	кизеловский
6	108	III	кизеловский
7	6091	III	кизеловский
8	6328	III	кизеловский

Таким образом, можно заключить, что в целом внедряемая технология ОРЭ на Алексеевском месторождении ЗАО «Алойл» характеризуется согласованной работой тщательно подобранного насосного оборудования и продуктивных пластов, объединенных для одновременно -раздельной добычи нефти.. Такая картина свидетельствует о равномерной выработке запасов, исключая межпластовые перетоки и другие проблемы совместной разработки.

### **2.3 Критерии выбора первоочередных скважин под внедрение одновременно -раздельной эксплуатации на основе исходной геолого-физической информации**

Первостепенными критериями выбора скважин-кандидатов под ОРЭ были и остаются технологическая целесообразность и приемлемость в соответствующих условиях, что в конечном итоге сводится к экономической эффективности от их внедрения. Несмотря на достаточно высокую изученность этого вопроса, в разных организациях определение критериев выбора скважин для реализации технологии ОРЭ осуществляют по разным методикам. Нами широко используется подход, изложенный ниже. Основными аспектами в рамках рассматриваемого вопроса являются требования, предъявляемые к самой скважине, вскрывающей два и более продуктивных горизонта, к геологическим условиям залегания пластов, свойствам насыщающих горную породу флюидов и состоянию разработки объектов, планируемых к внедрению одновременно-раздельной эксплуатации. Предлагаемый подход к выбору критериев для внедрения технологии ОРЭ будет предложен в виде блок-схемы. Рассмотрим ее составные части.

Ухудшенное состояние эксплуатационной колонны является осложняющим фактором применения ОРЭ, а в некоторых случаях и исключающим ее внедрение. Поскольку внедрение нового дорогостоящего оборудования связано с определенными рисками, техническое состояние эксплуатационной колонны должно быть исследовано на герметичность и заколонные перетоки. После заключения промыслово-геофизических исследований на наличие нарушений в стволе скважины принимают решение о ее пригодности для внедрения ОРЭ.

Следующим важным критерием применимости ОРЭ является геологическая характеристика объектов. Здесь важным является различие коллекторских свойств пластов. Существенное различие геолого-физических параметров продуктивных горизонтов является основной предпосылкой

применения ОРЭ. Проницаемость пластов, предусмотренных для разработки единой сеткой скважин, с точки зрения целесообразности применения ОРЭ должна различаться не менее чем на 20 %.

Важным геологическим критерием применимости ОРЭ является разница отметок кровли пластов. При незначительной разнице глубины залегания объектов целесообразность ОРЭ растет. Кроме того, технология ограничена возможностями установки пакера.

Также к геологическим факторам можно отнести различие физико-химических свойств, насыщающих пласт флюидов. Поскольку движение жидкостей из двух пластов обуславливает ее подвижность, то наиболее существенным параметром, определяемым целесообразность ОРЭ, является различие вязкостей нефти.. Осложняющим фактором совместной разработки пластов является наличие парафина, поэтому пласты с высоким содержанием парафиновых веществ рекомендуется разрабатывать отдельно.

Подытоживающим моментом в выборе скважин-кандидатов для ОРЭ является состояние разработки. Объекты, различающиеся по степени выработанности, значительной разнице величин пластовых давлений и состоянию обводненности пластов, в первую очередь рекомендуются под применение метода ОРЭ.

Таким образом, можно заключить, что чем существенней разница в геологических, энергетических и потенциальных характеристиках пластов, нефтеносность которых позволяет вести разработку единым фондом скважин, тем более перспективными они являются для внедрения одновременно-раздельного способа добычи нефти..

Для наглядности выделенные критерии выбора скважин-кандидатов под ОРЭ сведены в блок-схему, представленную на рисунке 25.



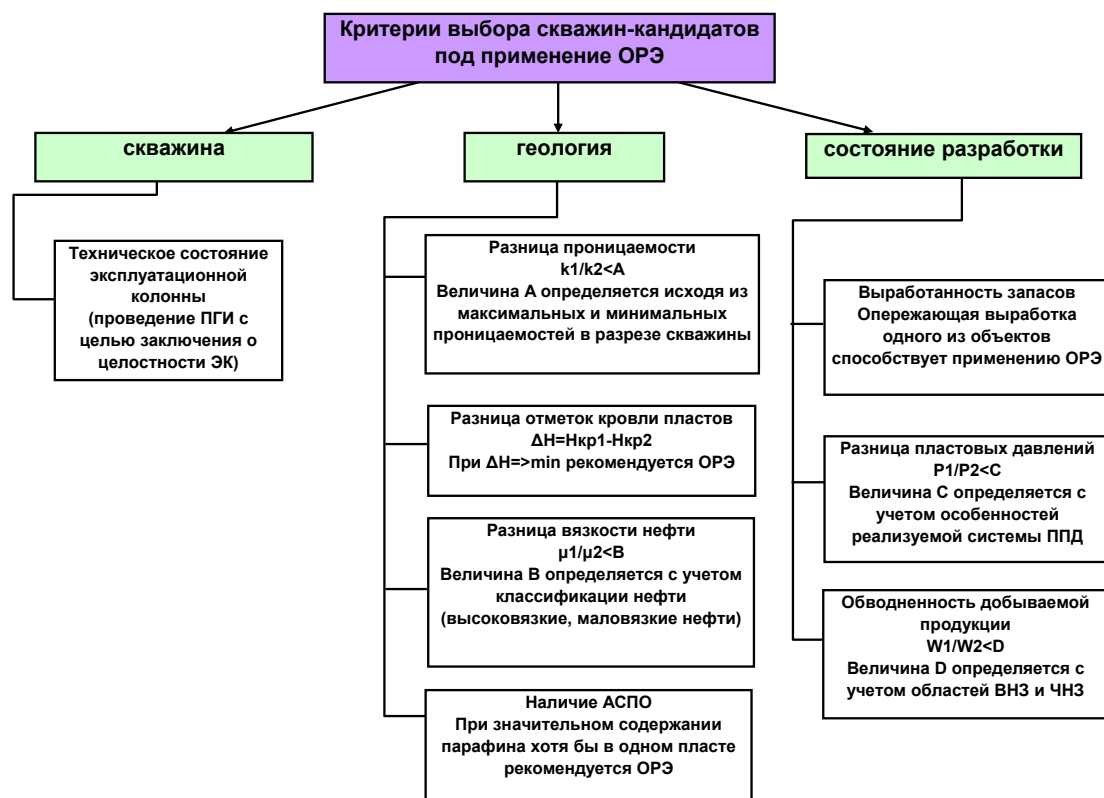


Рисунок 25 – Блок-схема по выбору скважин-кандидатов под ОРЭ

Наличие запасов нефти в рассматриваемых пластах (например через нефтенасыщенные толщины) является главным критерием для выбора скважин под ОРЭ. На рисунках 26-28 приведены карты проницаемости, нефтенасыщенных толщин и текущих подвижных запасов Алексеевского участка Алексеевского месторождения, по характеристике которых выбирается и планируется подбор оборудования под ОРЭ. Кроме этого строятся вспомогательные карты проницаемости, нефтенасыщенных толщин, удельной продуктивности, которые используются при расчете режима отбора из пластов.

Гистограмма распределения скважин с выделением среднего значения текущих подвижных запасов по группам  $kh$  для горизонтов Алексеевского месторождения представлена на рисунке 29.

Карты текущих подвижных запасов рассматриваемых объектов демонстрируют, что области повышенной плотности запасов кизеловского горизонта разрабатываются одновременно-раздельным способом с зонами

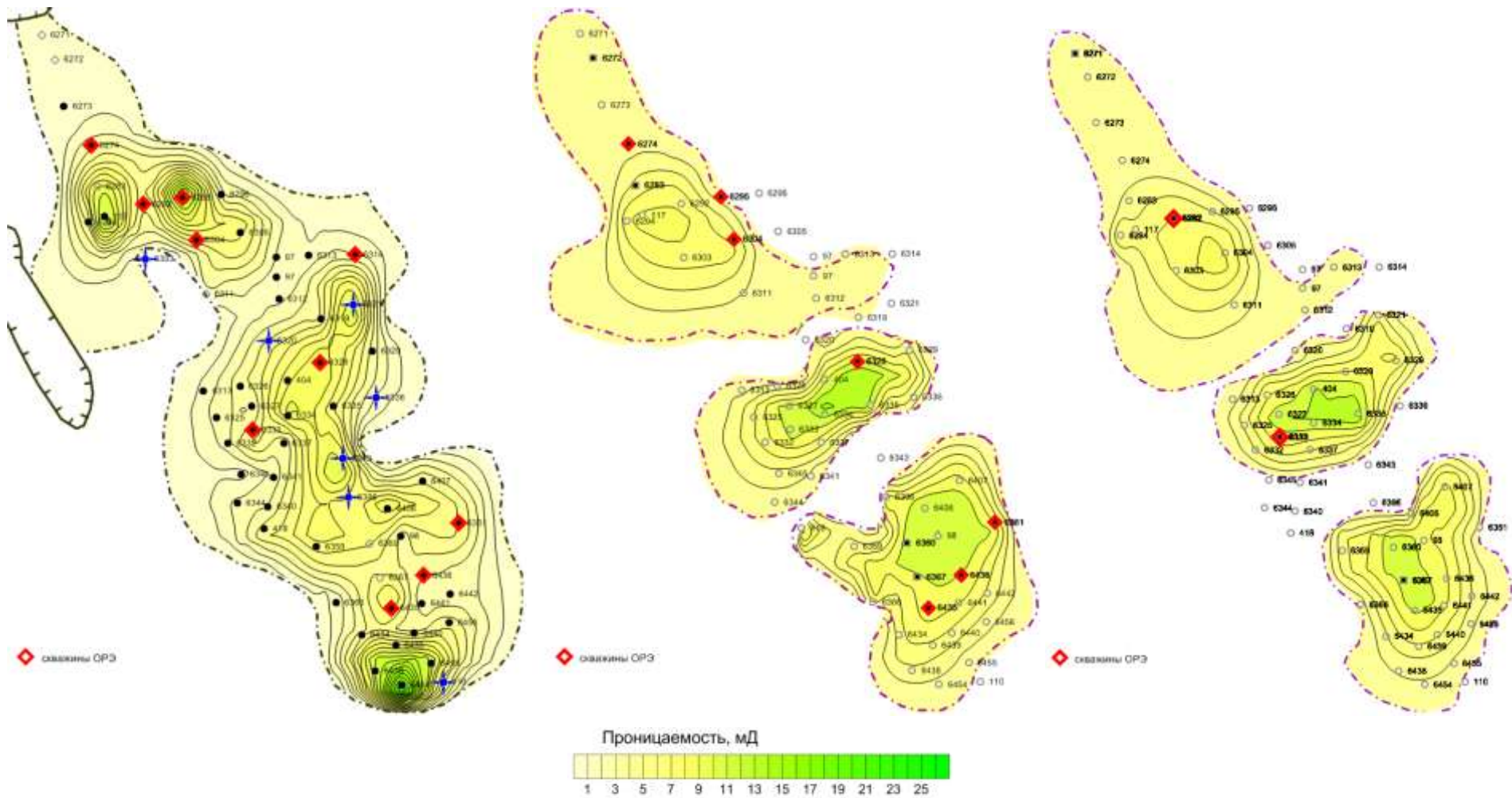
более низких величин текущих запасов нефти. заволжского и данково-лебедянского горизонтов.

На гистограммах (рисунок 29) кизеловского и заволжского горизонтов выделяются три зоны по параметру  $kh$  (низких, средних и высоких  $kh$ ), по данково-лебедянскому горизонту скважины распределились по двум зонам, характеризующимся разной плотностью текущих подвижных запасов. Гистограмма распределения скважин показывает, что большинство скважин кизеловского горизонта, попавших в интервал 20–40 мД·м, характеризуются средней плотностью текущих подвижных запасов 2.16 тыс. т/га; значительная часть скважин заволжского горизонта, попавших в интервал 80–100 мД·м, характеризуются средней плотностью текущих подвижных запасов 1.16 тыс. т/га. Наименьшая контрастность остаточных запасов нефти. наблюдается по данково-лебедянскому горизонту, средняя плотность запасов находится в диапазоне 0.52–1.91 тыс. т/га.

Поскольку объекты находятся на различных стадиях выработки запасов (таблица 7), выбор скважин-кандидатов для внедрения одновременно-раздельной эксплуатации должен осуществляться с целью вовлечения участков с повышенными запасами по менее выработанным пластам..

Таблица 7 – Состояние разработки Алексеевского участка на 07.2016 г.

Горизонт	Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), %	Водожидкостной фактор (ВЖФ), %
кизеловский	62.0	20.74
заволжский	30.2	23.35
данково-лебедянский	24.6	34.65

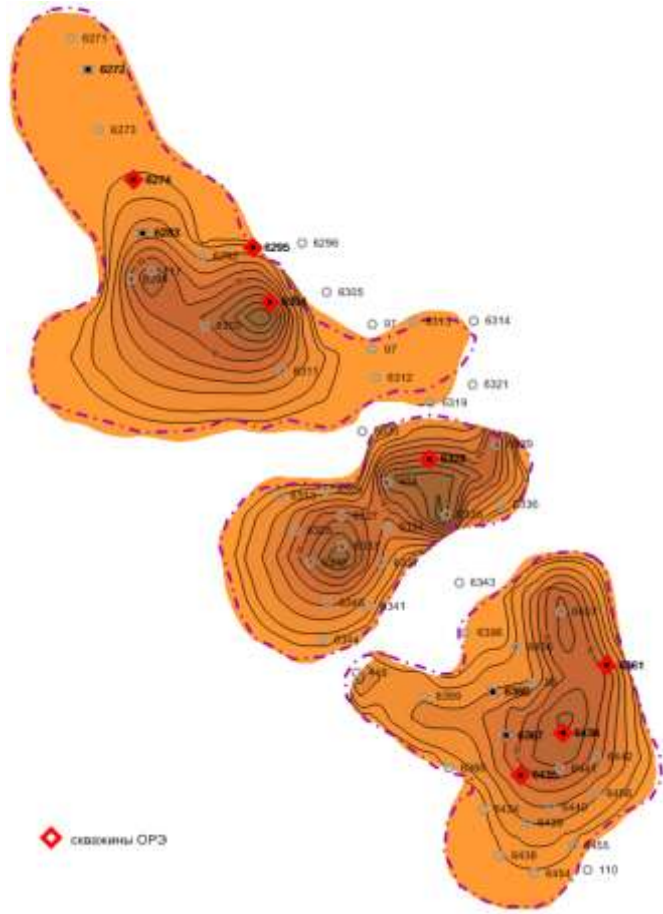
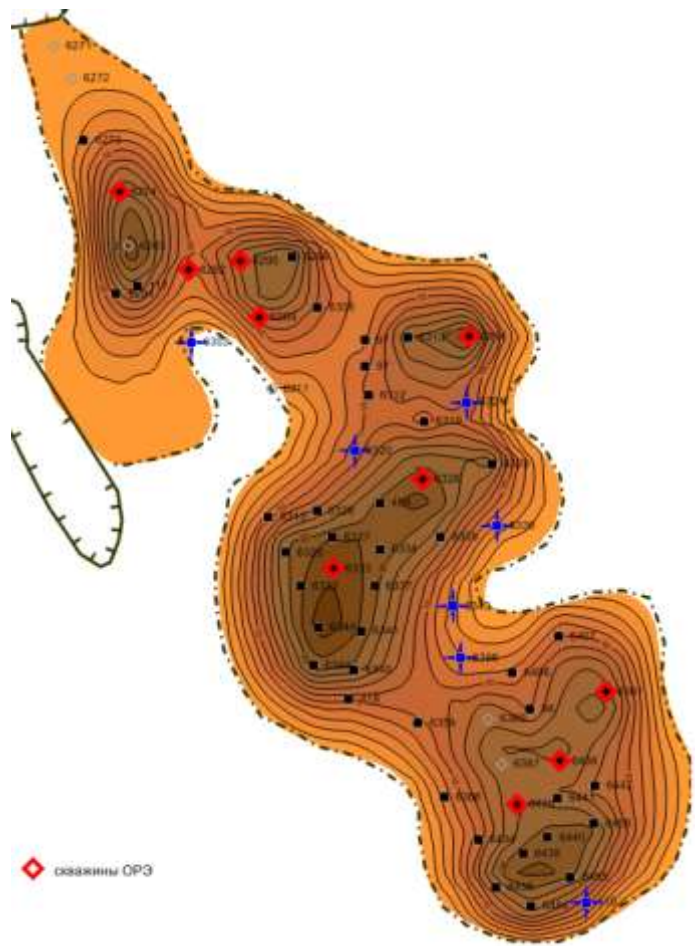


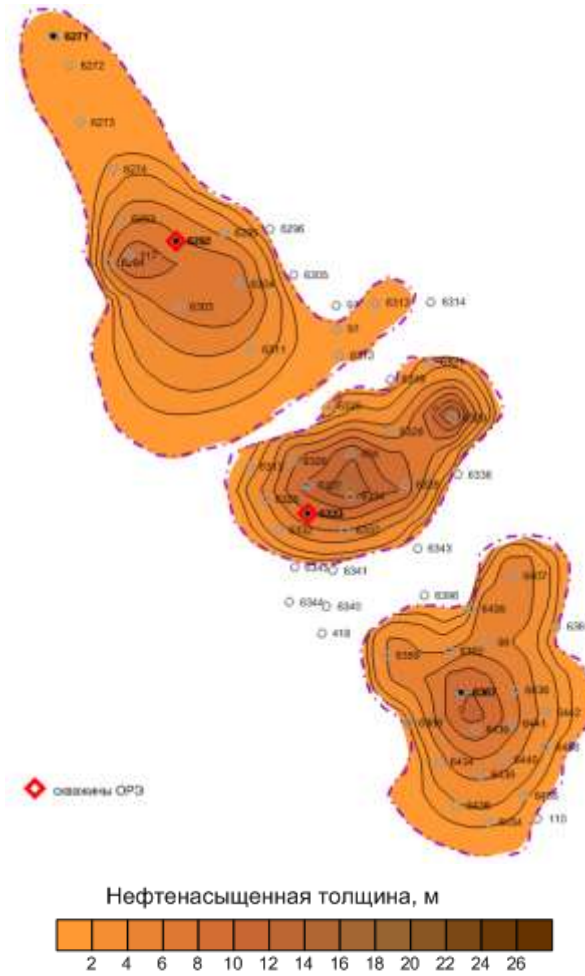
а)

б)

в)

Рисунок 26 – Карты проницаемости коллектора кизеловского (а), заволжского (б) и данково-лебедянского (в) горизонтов





а)

б)

в)

Рисунок 27 – Карты нефтенасыщенных толщин кизеловского (а), заволжского (б) и данково-лебедянского (в) горизонтов

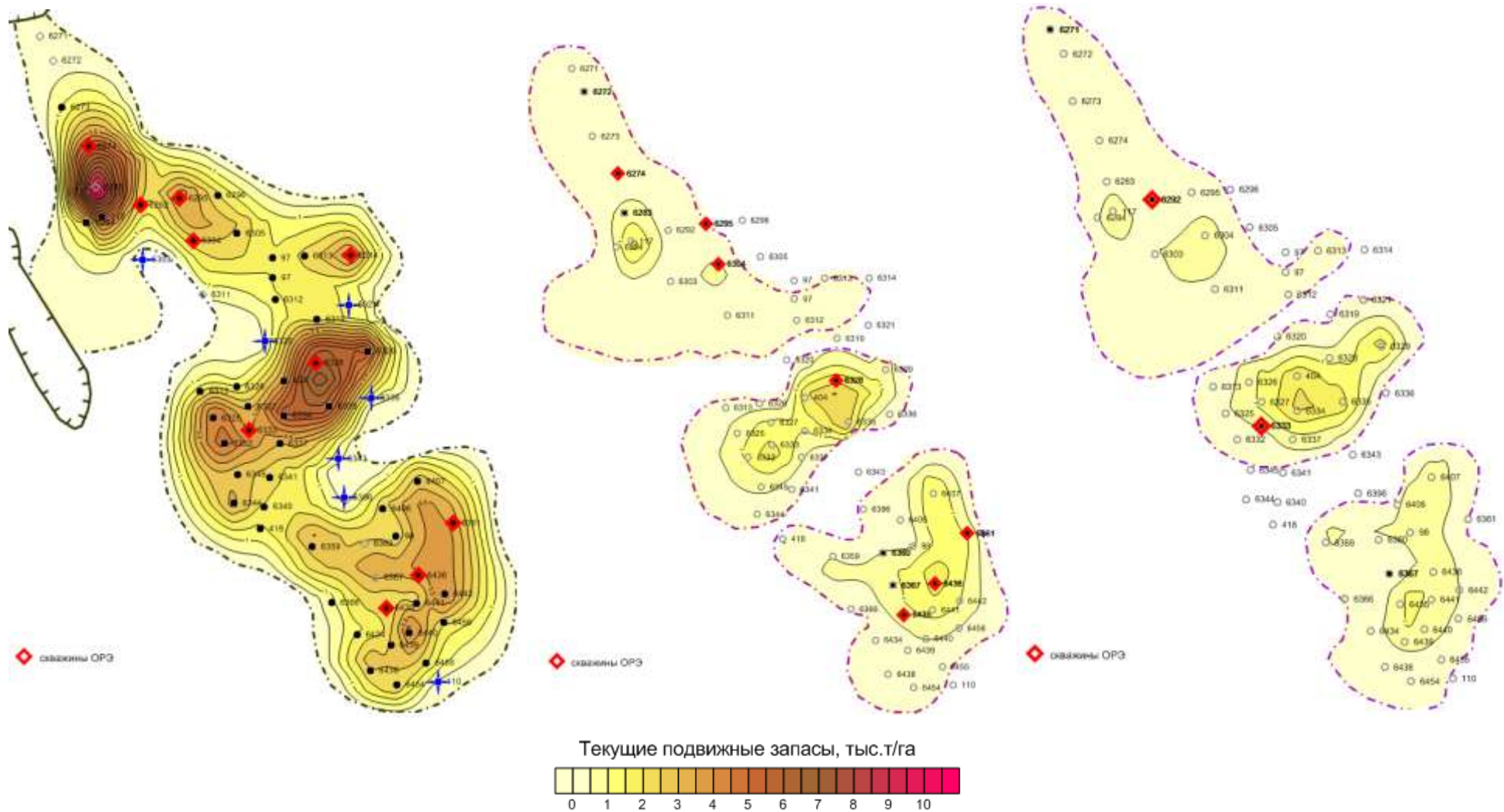
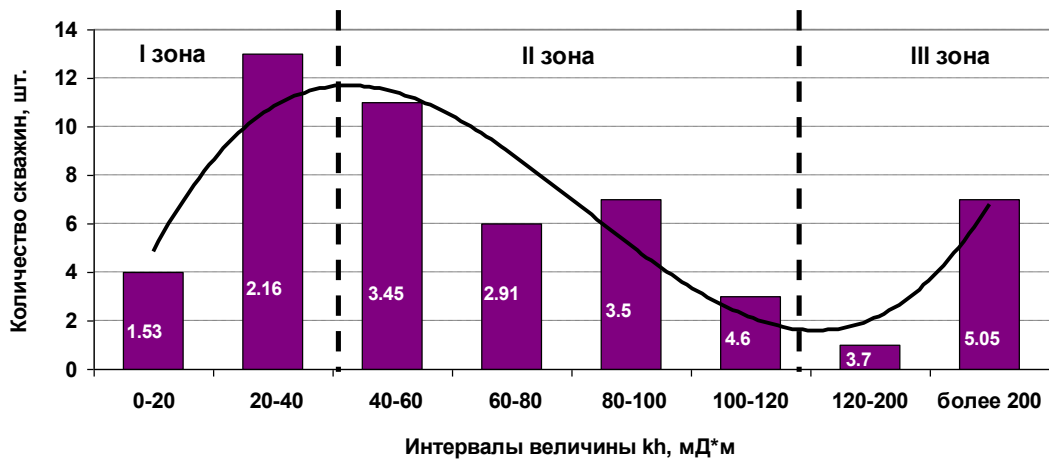
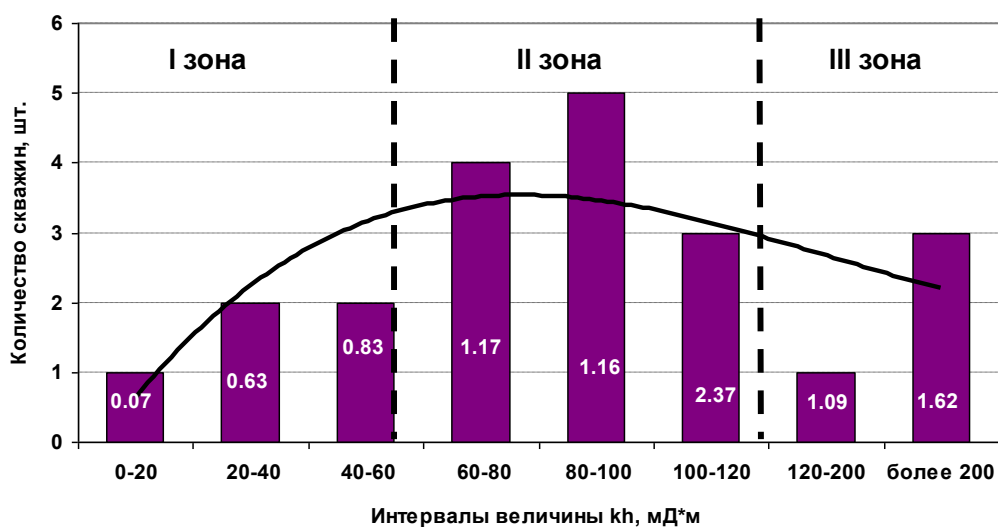


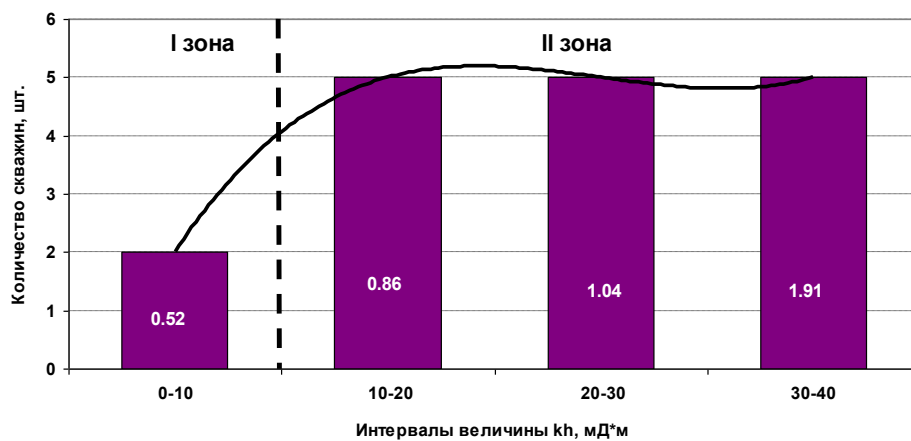
Рисунок 28 – Карты текущих подвижных запасов кизеловского (а), заволжского (б) и данково-лебедянского (в) горизонтов



а)



б)



в)

Рисунок 29 – Гистограмма распределения скважин с выделением среднего значения текущих подвижных запасов по группам kh:

а) кизеловский горизонт; б) заволжский горизонт;

в) данково-лебединский горизонт

С учетом состояния разработки пластов (таблица 6) и в соответствии с рисунком 25 раскрывается и уточняется необходимый объем исследований для более эффективного выбора скважин под технологию ОРЭ. Первоочередными кандидатами для реализации ОРЭ являются скважины транзитного фонда путем приобщения к кизеловскому горизонту ниже залегающих пластов, а также новые точки проектного бурения в местах максимального скопления запасов по всему нефтенасыщенному разрезу. Изложенный методический подход к выбору первоочередных скважин и технологии ОРЭ широко внедряется и используется на Алексеевском нефтяном месторождении и дает положительные результаты.

#### ***2.4 Методика уточнения разделения добываемой продукции при совместной разработке пластов.***

Большинство многопластовых месторождений России разрабатываются совместным фондом скважин. В ряде случаев это является оправданным способом выработки запасов. Однако в скважине, работающей на два и более пласта, могут происходить межпластовые перетоки (в основном по трещинам или при негерметичности цементного кольца), результатом чего, как правило, становится неверное разделение добычи пластового флюида по пластам. Некорректное деление добываемой продукции, в частности нефти, приводит к ошибочной оценке текущих запасов и к подбору в дальнейшем невостребованных продуктивных пластов геолого-технических мероприятий.

Данная проблема может быть решена, если имеем полный комплекс промыслово-геофизических исследований, отражающих характер притока жидкости к стволу добывающей скважины совместного фонда. Но, к сожалению, на месторождениях с многочисленным фондом стопроцентно охватить все скважины исследованиями удастся не всегда. Таким образом,



данная проблема остается актуальной и слабоизученной для многих месторождений, ведущих совместную разработку двух и более пластов .

Известная методика расчета коэффициента извлечения нефти. сводится к произведению коэффициентов вытеснения ( $K_v$ ), заводнения ( $K_{зав}$ ) и сетки ( $K_c$ ):

$$КИН = K_v \cdot K_{зав} \cdot K_c. \quad (2.2)$$

Результатом расчета по формуле (2.2) является величина потенциального КИН, которая ориентируется на всю (максимальную) нефтенасыщенную толщину. Хотя перфорация зачастую охватывает не весь нефтеносный интервал. Принимая это во внимание, предположим, что величина текущего коэффициента извлечения нефти. определяется степенью использования потенциального КИН в сложившихся условиях разработки, изменившихся от первоначального состояния в течение работы скважины.

Введем понятие коэффициента использования потенциального КИН. Рассмотрим расчет текущего КИН для скважин, эксплуатирующих один и совместно два пласта (рисунок 30).

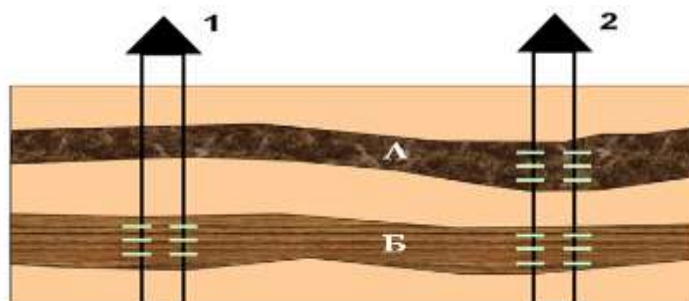


Рисунок 30 – Схематическое представление задачи

Скважины, работающие на один пласт, наиболее достоверно представляют картину отбора запасов. Текущий КИН по пласту Б по скважине 1 определяется соотношением:

$$КИН_{тек}^1 = \frac{Q_{нак}^1}{Q_{геол}^1}. \quad (2.3)$$

С другой стороны, текущий КИН по скважине 1 определим через коэффициент использования потенциального КИН ( $k$ ):

$$КИН_{тек}^1 = КИН_{пот}^1 \cdot k. \quad (2.4)$$

Приравнивая правые части равенств (2.3) и (2.4), имеем:

$$\frac{Q_{\text{нак}}^1}{Q_{\text{геол}}^1} = \text{КИН}_{\text{ном}}^1 \cdot k. \quad (2.5)$$

Отсюда следует, что накопленную добычу нефти. можно определить по формуле

$$Q_{\text{нак}}^1 = Q_{\text{геол}}^1 \cdot \text{КИН}_{\text{ном}}^1 \cdot k. \quad (2.6)$$

Коэффициент использования потенциального КИН (k) является функцией следующих параметров:

$$k = f\left(\frac{h_{\text{вскр}}}{h_{\text{нефт}}}, \tau_{\text{доб}}, \tau_{\text{зак}}\right), \quad (2.7)$$

где  $\frac{h_{\text{вскр}}}{h_{\text{нефт}}}$  — степень вскрытия нефтенасыщенного интервала пласта;

$\tau_{\text{доб}}$  — продолжительность работы добывающей скважины;

$\tau_{\text{зак}}$  — длительность воздействия закачки от соседней нагнетательной скважины.

Определив зависимость коэффициента использования по скважинам, эксплуатирующим один пласт, от вышеприведенных параметров и распространяя ее на скважины совместного фонда можно оценить накопленную добычу нефти. с пласта Б (рисунок 30) по второй скважине.

Текущий КИН по пласту Б для скважины 2:

$$\text{КИН}_{\text{тек}}^2 = \frac{Q_{\text{нак}}^2}{Q_{\text{геол}}^2}. \quad (2.8)$$

Поскольку речь идет о некорректном разделении добычи нефти. между пластами в совместной скважине, то накопленная добыча нефти. с пласта Б  $Q_{\text{накБ}}^{2*}$  может отличаться от величины, которая фиксируется промысловыми работниками  $Q_{\text{накБ}}^2$ . То есть, приравнивая правые части выражений

$$\text{КИН}_{\text{текБ}}^2 = \frac{Q_{\text{накБ}}^2}{Q_{\text{геолБ}}^2} \quad (2.9)$$

и

$$\text{КИН}_{\text{текБ}}^2 = \text{КИН}_{\text{номБ}}^2 \cdot k, \quad (2.10)$$

аналогичных для скважины 1, не достаточно корректно. Тогда

$$Q_{\text{накБ}}^2 \neq Q_{\text{накБ}}^{2*}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{накБ}}^{2*} = Q_{\text{геолБ}}^2 \cdot \text{КИН}_{\text{номБ}}^2 \cdot k. \quad (2.12)$$

Целью дальнейших исследований является определение коэффициента использования потенциального КИН ( $k$ ) в течение эксплуатации скважины [32]. Степень использования потенциальной нефтеотдачи пласта во многом определяется степенью вскрытости продуктивной толщины. На характер вытеснения нефти существенно влияет заводнение пластов, а конкретно время воздействия на пласт закачкой относительно времени работы добывающей скважины.

Поясним такой подход на примере Алексеевского участка Алексеевского месторождения, где характер вскрытости пласта и степень влияния нагнетания в пласт воды существенно изменяют истощение запасов во времени. По скважинам, работающим только на один кизеловский горизонт, зависимость коэффициента использования потенциального КИН от соотношения времени работы добывающей и близлежащей нагнетательной скважины с учетом активности перфорации по нефтенасыщенному интервалу не является линейной. Поскольку скважины кизеловского горизонта различаются по проводящей способности (рисунок 2.26), поэтому приурочим все скважины в зависимости от  $kh$  на три зоны – низкие  $kh$ , средние  $kh$  и высокие  $kh$ .



Рисунок 31 – Распределение скважин кизеловского горизонта Алексеевского месторождения по параметру  $kh$

Для каждой скважины в пределах выделенной зоны вычислим коэффициент использования потенциального КИН по формуле, вытекающей из формулы (2.6):

$$k = \frac{Q_{\text{нак}}^1}{Q_{\text{геол}}^1 \cdot \text{КИН}_{\text{ном}}^1}. \quad (2.13)$$

Параметр А (activity), характеризующий вовлеченность продуктивного пласта в процесс выработки охватом перфорацией и активность системы нагнетания в пласт воды, определим следующим выражением:

$$A = \frac{T_{\text{зак}}}{T_{\text{доб}}} \cdot \frac{H_{\text{перф}}}{H_{\text{нефт}}}, \quad (2.14)$$

где  $T_{\text{зак}}$ ,  $T_{\text{доб}}$  – соответственно время закачки и добычи;

$H_{\text{перф}}$ ,  $H_{\text{нефт}}$  – соответственно перфорированная и нефтенасыщенная мощности пласта.

На рисунке 32 представлены зависимости рассчитанных коэффициентов использования потенциального КИН от параметра А для двух групп скважин кизеловского горизонта, выделенных по средней величине kh. Отметим, что прослеживается более сдержанный характер использования потенциального КИН по группе скважин с низкими значениями kh.

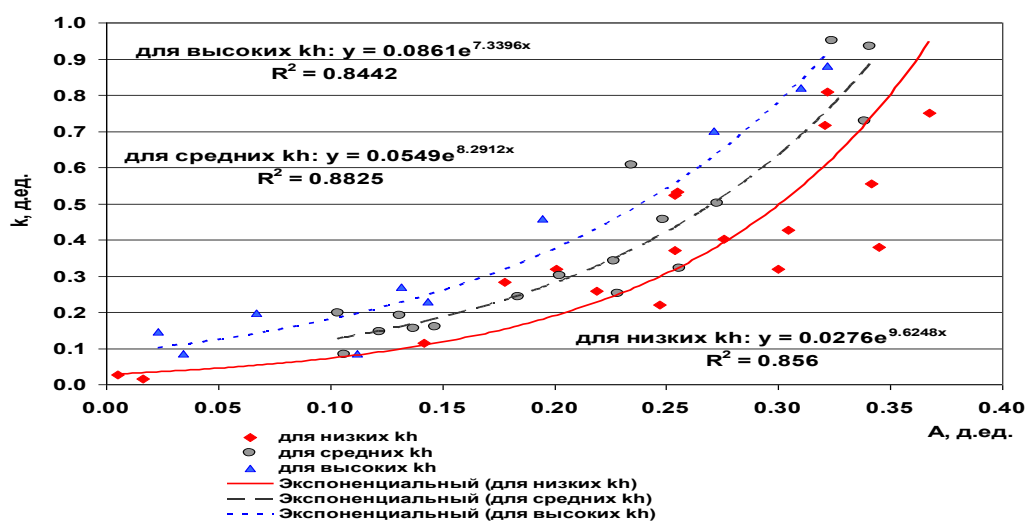


Рисунок 32 – Зависимости коэффициента использования потенциального КИН от параметра А для трех групп скважин кизеловского горизонта, выделенных по величине kh

По представленным зависимостям, исходя из имеющихся промысловых данных по перфорации и времени работы добывающей и нагнетательной скважины (параметр А), можно определить коэффициент использования потенциального КИН пласта в скважинах совместного фонда, эксплуатация которых происходит общим фильтром, и рассчитать накопленную добычу нефти., воспользовавшись формулой (2.12). Рассчитанная по формуле (2.12) накопленная добыча нефти. в случае одновременно-раздельной эксплуатации показывает потенциал пласта при существующих условиях разработки.

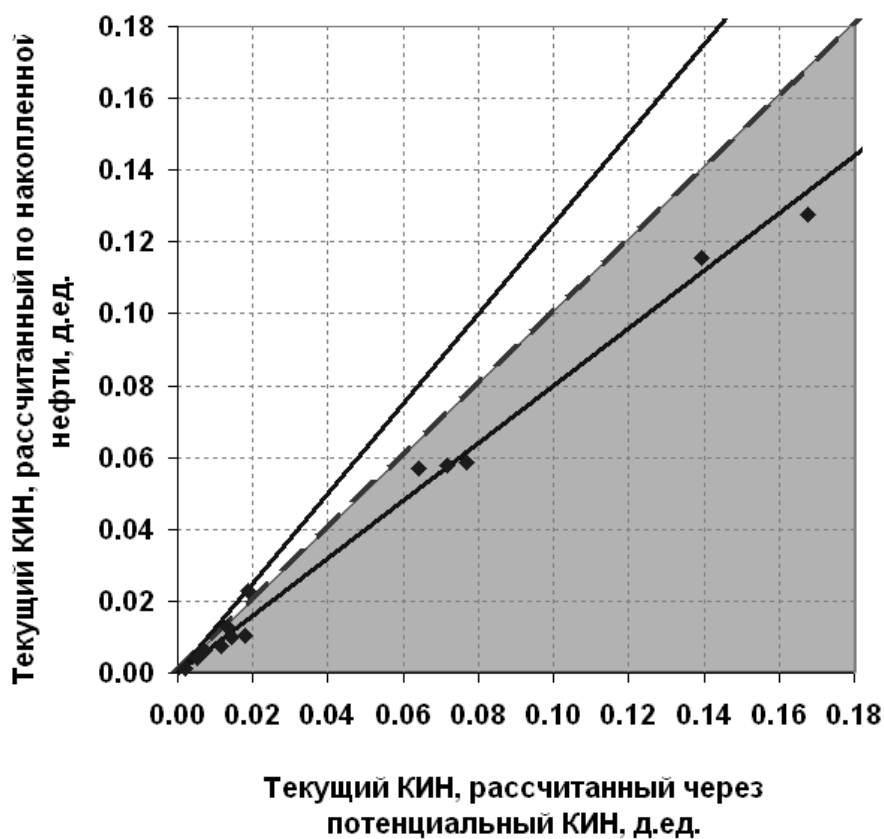


Рисунок 33 – Кросс-плот расчетного и фактического текущего КИН по скважинам ОРЭ Алексеевского месторождения (для кизеловского горизонта)

Далее по рассчитанной накопленной добыче нефти. для скважин Алексеевского месторождения найдем текущий КИН и сопоставим его с величиной фактического текущего КИН, полученного исходя из данных промысловой базы добычи. Результаты представлены на рисунке 33. Скважины, попавшие в заштрихованную область, имеют потенциал увеличения производительности с учетом сложившейся системы. Однако

выделенный при построении сходимости расчетных и фактических данных угол показывает 90 %-ную сходимость результатов.

Следовательно, по восьми из тринадцати скважин ОРЭ наблюдается соответствие продуктивности, предусмотренной на промысле и полученной в результате расчетов. По пяти скважинам (№№ 6361, 6328, 6274, 6091, 6314), работающим на одновременно-раздельном способе, текущий КИН, полученный расчетным путем, превышает величину, рассчитанную по промысловым данным. Это свидетельствует о резервном потенциале увеличения дебитов по кизеловскому горизонту путем изменения параметров работы насосного оборудования. Количественная оценка увеличения производительности по кизеловскому горизонту в скважинах, ведущих одновременно-раздельный способ добычи, составляет в среднем 1,4 раза.

Оптимизацию при одновременно-раздельной добыче нефти производят с помощью установленного насосного оборудования. Однолифтовая установка для ОРЭ, применяемая на Алексеевском месторождении, работает следующим образом. При перемещении плунжера вверх в цилиндр поступает флюид с нижнего пласта через основной всасывающий клапан, после прохождения плунжером бокового клапана через него поступает флюид верхнего пласта. Обязательным условием является разница давления на приеме насоса от верхнего и нижнего пластов для обеспечения закрытия основного всасывающего клапана [19]. С целью увеличения отборов с верхнего пласта насос приподнимают на несколько сантиметров вверх, если же оптимизация направлена на увеличение дебита нижнего пласта, то насос опускают на несколько сантиметров вниз.

Реализация оптимизации дебита пласта с улучшенными фильтрационно-емкостными характеристиками по выделенным скважинам путем перемещения насосного оборудования позволяет полноценно использовать потенциал более продуктивного пласта без проведения дополнительных геолого-технических мероприятий.

Вышеприведенная методика достаточно универсальна. Покажем ее адаптацию для месторождений Западной Сибири, где эксплуатируются два горизонта общим фильтром на примере Ново-Покурского месторождения, разрабатывающего пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> единой сеткой скважин.

Гистограмма распределения kh по скважинам, работающим на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, представлена на рисунке 34. Исходя из такого распределения фильтрационных свойств коллектора скважины распределились по величине kh на три зоны – низкие kh, средние kh и высокие kh.

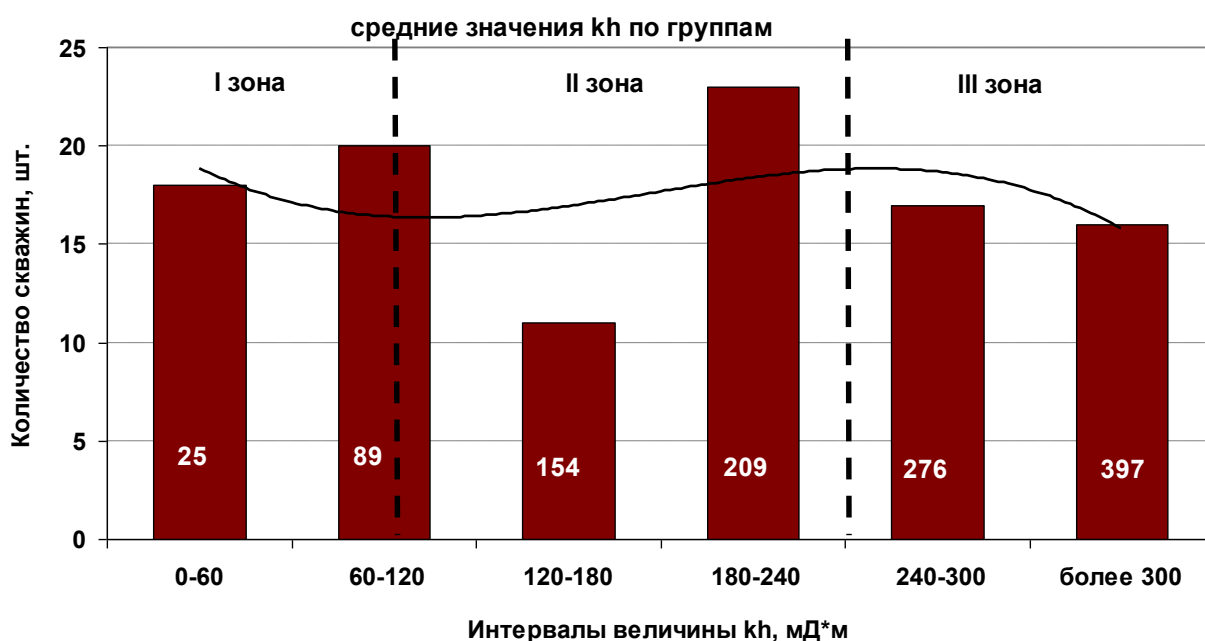


Рисунок 34 – Распределение скважин пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения по параметру kh

Далее для каждой скважины в пределах выделенной группы вычислены коэффициенты использования потенциального КИН по формуле (2.13), вытекающей из формулы (2.6), и параметр А (activity) по формуле (2.14), характеризующий вовлеченность продуктивного пласта в процесс отбора запасов степенью вскрытости пласта и продолжительностью воздействия системы заводнения.

На рисунке 35 представлены полученные зависимости рассчитанных коэффициентов использования потенциального КИН от параметра А для трех групп скважин пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения, выделенных

по величине  $kh$ . Полученные зависимости имеют высокую величину достоверности аппроксимации, что говорит о правомерности данной методики. Также по данному рисунку необходимо отметить активность истощения запасов для более продуктивных зон в случае равных условий разработки.

По полученным зависимостям, воспользовавшись формулой (2.12), по скважинам совместного фонда Ново-Покурского месторождения определены накопленные отборы нефти с пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и рассчитаны величины текущего КИН. Сопоставление текущих КИН, полученных по аналитической зависимости и по промысловой информации, показано на рисунке 36.

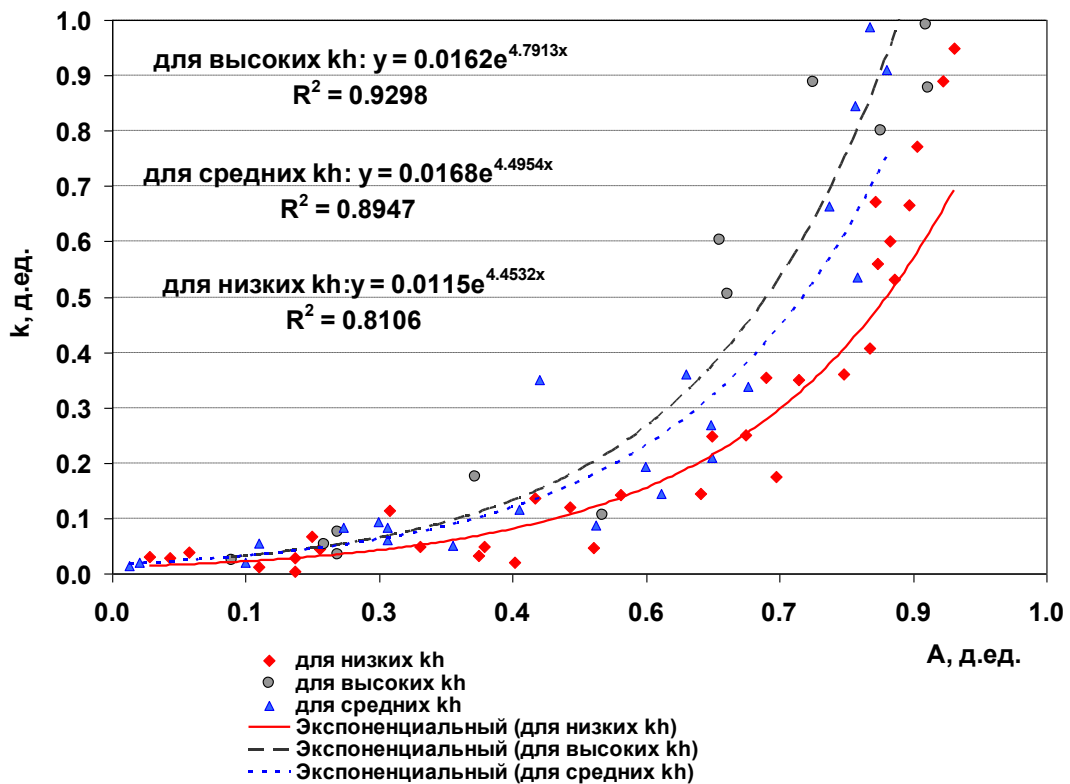


Рисунок 35– Зависимости коэффициента использования потенциального КИН от параметра  $A$  для трех групп скважин пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, выделенных по величине  $kh$



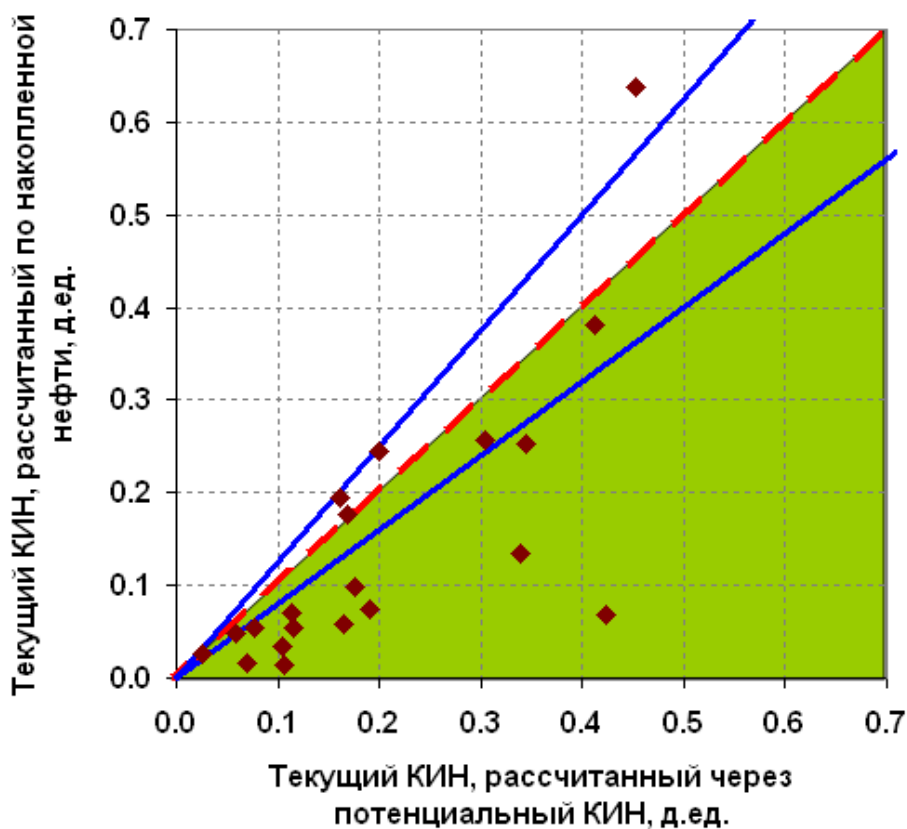


Рисунок 36 – Кросс-plot расчетного и фактического текущего КИН по совместным скважинам Ново-Покурского месторождения (для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>)

Кросс-plot показывает, что по 40 % скважин совместного фонда Ново-Покурского месторождения наблюдается достаточно точное деление добычи нефти по пластам. Такие скважины попадают в выделенный коридор сходимости (достоверность 90 %) результатов расчета и промысловой базы отборов. Заштрихованная область характеризует заниженные значения накопленной нефти с пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, к белой области приурочены скважины с завышенными отборами пластового флюида. Расхождение отборов нефти, свойственное скважинам, работающим на два пласта, обусловлено, как правило, учетом лишь фильтрационных характеристик двух, сопряженных в одну систему разработки, пластов. Однако при выработке запасов значительную роль оказывают система воздействия на пласт и степень участия продуктивного коллектора в процессе эксплуатации.

### **Глава 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

#### **3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН**

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН М-30-1300 повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на малобебетных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малобебетных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния скважины, спуск и установка пакера с проходным отверстием на колонне НКТ либо с использованием канатной техники, на втором этапе производятся монтаж и спуск нижней УЭЦН (в кожухе) и верхней УЭЦН (на разветвителе Y-Tool) на внешней колонне НКТ. На финальном этапе спускается внутренняя колонна НКТ с нижней уплотнительной манжетой, за счет чего достигается герметичное разобщение продукции верхнего и нижнего продуктивного интервала в разветвителе Y-Tool.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е28» [28] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Время на выполнение мероприятия

<b>Операция</b>	<b>Общее время, ч</b>
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	2
Монтаж и спуск нижней УЭЦН	15
Монтаж и спуск верхней УЭЦН	10
Спуск внутренней колонны НКТ	4
<b>Итого:</b>	<b>49</b>

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 49 ч.

### **3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования**

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника: установка электроцентробежного насоса, станция управления.

#### ***Основные узлы УЭЦН:***

□ ЭЦН (электроцентробежный насос)-важный элемент установки, собственно за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций ,которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);

□ ПЭД (погружной электродвигатель);

- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются еще разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- Газосепаратор- используют для снижения количества газа на входе в насос;
- Термоманометрическая система, выдающая на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

### 3.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства рф от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЭЦН 30-1300	1890000	13,5	2551500	291,3	1	240	69912
Гидрозащита	1000000	9	90000	10,3	1	240	2466
Кабель погружной	200000	11,3	22600	2,6	1	240	619
Газосепаратор	150000	10	15000	1,7	1	240	410,9
Термоманометрич.система	70000	8	5600	0,64	1	240	154
Трансформатор	120000	10,5	12600	1,4	3	240	345
<b>Итого</b>	73907 руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 73907 руб.

### 3.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия подрядной организацией X приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания X		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	40	37500	1500000
2	Кабель	2500 м	80	200000
Итого:				1700000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 1700000 руб.

### 3.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции

(работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 11 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация X	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг. X	Организация. X		Организация. X	Организация. X	
Технолог	8	1	350	240	84000	99800	183800
Мастер	7	1	300	240	72000	84000	156000
Бурильщик	5	1	250	240	60000	73500	133500
Машинист	3	1	180	240	43200	56160	99360
Помощник бур.	3	1	200	240	48000	57500	105500
Супервайзер	5	1	400	240	96000	108700	204700
Геофизик	4	1	170	174	29580	34400	63980
<b>Итого</b>		7			432780	514060	946840

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 946840 руб.

### 3.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 5.7 -5.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 12 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	183800	156000	133500	99360	105500	204700	63980
ФСС (2,9%)	5330,2	4524	3871,5	2881,44	3059,5	5936,3	1855,4
ФОМС (5,1%)	9378,8	7956	6808,5	5067,36	5380,5	10439,7	3262,98
ПФР (22%)	40436	34320	29370	21859,2	23210	45034	14075,6
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	2205,6	1872	1602	1192,32	1266	2456,4	767,76
Всего, руб.	57350,6	48672	41652	31000,32	32916	63866,4	19961,74
Общая сумма, руб.	295419						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 295419 руб..

### 3.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 13).

Таблица 13 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	73907
Затраты на материалы	1700000
Оплата труда	946840
Страховые взносы	295419
Накладные расходы (20%)	603233,2
<b>Всего затрат:</b>	<b>3619399,2</b>

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 3619399,2 руб.



## **Глава 4. Социальная ответственность**

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в дипломной работе.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность.

### **Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### **Шумы**

Шумовое загрязнение на рабочем месте отрицательно влияет на работающих: замедляется скорость реакций, увеличивается расход энергии при одной и той же физической нагрузке, снижается внимание и т.п. В итоге снижается качество выполняемой работы и производительность труда[11].

Знание физических законов процесса распространения и излучения шума позволит принимать решения, воздействующие на уменьшение его негативного воздействия на человека.

Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука[10].

Таблица 14– Допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

К средствам коллективной защиты можно отнести звукоизоляцию вышеперечисленных частей установок и использование гибких переходов между работающими деталями машин. Для индивидуальной защиты от шумов эффективны наушники и беруши.

### **Метеорологические условия**

В ходе проведения работ по воздействию на нефтяной пласт подразумевается нахождение рабочего на улице, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом. Воздействие климатических условий в зимний период времени может привести к получению обморожений различных степеней, что скажется на потере трудоспособности работника. [8]

Именно поэтому необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

### **Электромагнитное излучение**

Электромагнитное поле сверхвысоких напряжений отрицательно воздействует на организм человека. Медицинское обследование персонала, длительно работающего вблизи сверхвысокого напряжения, показало, что электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у человека повышенную утомляемость, понижение артериального давления, падение частоты пульса; в сердце возникают резкие боли, сопровождающиеся сердцебиением и аритмией.

Источниками электромагнитных полей являются линии электропередач (ЛЭП) напряжением до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы.

Источниками ионизирующих излучений являются радиоактивные вещества (радионуклиды), которые широко применяются при геофизических исследованиях скважин, а также содержатся в породе. Радионуклиды, содержащиеся в породе, оказываются на поверхности вместе с выбуренной породой и шламами.

Допустимые уровни напряженности электрических полей:

- предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП устанавливается равным 25 кВ/м.

- пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

- пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

- при напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

К средствам защиты можно отнести экранирующие костюмы, а также соблюдение норм нахождения под воздействием электрического поля.[9]

### **Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

На КС могут быть выявлены следующие проявления опасных факторов:

- электробезопасность;
- пожаробезопасность.

#### **Электробезопасность**

Для защиты пожаро - и взрывоопасных помещений от попадания в них молнии броня кабелей и металлические трубопроводы в местах ввода их в здания заземлены.

Для отвода в землю атмосферного электричества в результате прямого удара молнии и предупреждения прямого удара молнии установлены молниеотводы. Ежегодно перед началом грозового сезона проверяются устройства молниезащиты и устраняются обнаруженные неисправности.

Электробезопасность может быть обеспечена только строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов.

Жестко контролируются условия работы с электроустановками: не допускается выполнение работ без устного или письменного разрешения (наряда); запрещается работать в одиночку; до проведения работ надо выполнить все необходимые организационные и технические мероприятия по обеспечению техники безопасности. Для повышения безопасности весь персонал, использующий или обслуживающий электроустановки, подлежит

регулярному медицинскому осмотру, проходит обучение, переквалификацию и проверку знаний по технике безопасности и др.

На предприятии периодически контролируется состояние изоляции, измеряется сопротивление изоляции и проводится испытание электрической прочности.

На установках имеются диэлектрические перчатки, боты и резиновые коврики, изолирующие подставки и др. Выбор изолирующих средств регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, инструкцией Алексеевского НГДУ. Перед каждым употреблением проверяется исправность защитных средств, отсутствие внешних повреждений, резиновые перчатки проверяются на отсутствие проколов. Все защитные средства хранятся в соответствии с правилами и подвергаются периодическим контрольным осмотрам, электрическим и механическим испытаниям.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих, является предупреждающие таблички: «Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!», которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от статического электричества, проводимые на Алексеевском НГДУ:

- уменьшение интенсивности генерации электрических зарядов за счет подбора конструкционных материалов, облицовки оборудования, уменьшения силы трения и скорости истечения жидкости и так далее;
- устранение зарядов статического электричества путем заземления частей оборудования, путем нейтрализаторов статического электричества.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от электромагнитных полей, проводимые на Аганском НГДУ:

- ослабление электромагнитных полей за счет устройства отражающих или поглощающих излучение экранов;

- уменьшение мощности электромагнитных излучений;
- удаление источника электромагнитных излучений от рабочего места или наоборот.

### **Пожаробезопасность**

Пожаробезопасность включает в себя риски от возгорания изоляции тоководов. Во избежание этого следует постоянно следить за состоянием токоведущей сети цеха. Около потенциально опасных участков цеха должны находиться углекислотные или порошковые огнетушители, а персонал обязуется знать правила пожарной безопасности.

При тушения пожара применяют следующие средства: охлаждение очага возгорания ниже допустимой температуры; разбавление воздуха невозгорающими газами до концентрации кислорода, при котором горение прекращается; механический уничтожение пламени струей газа или жидкости; снижение скорости воздействия химической реакции, протекающей в пламени; образование условий огнепреграждения, от которых пламя пойдет через узкие проходы. Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренкеры. Их недостаток — распыление происходит на площади до 15 м<sup>2</sup>.

Организационные и организационно-технические процедуры по гарантированию пожарной безопасности должны включать осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности[12].

### **Охрана окружающей среды**

За последние годы ОАО «Татнефть» приняло ряд природоохранных мер по снижению вредного воздействия объектов нефтегазодобычи на окружающую среду, включая организационные и технико-экологические мероприятия. На предприятиях ОАО «Татнефть» ежегодно составляются согласованные с контролирующими органами планы

организационно-технических мероприятий по предотвращению загрязнения водных ресурсов, земель и атмосферы воздуха, в том числе по строительству природоохранных объектов и рациональному использованию природных ресурсов.

Наземное технологическое оборудование обеспечивает сбор и подготовку к транспорту или хранению не только нефти и газа, но и попутно добываемых кондиционных продуктов (конденсата, серы, инертных газов и т.д.).

В генеральном плане обустройства Алексеевского месторождения предусмотрен большой комплекс природоохранных мероприятий.

Использование однетрубной системы сбора скважинной продукции позволяет полностью герметизировать транспорт нефти и газа от скважин до резервуаров предварительного отстоя нефти. Обвалование и устройство бетонных площадок на устьях скважин, а также на замерных установках исключает попадание нефти на землю. Предусмотрена полная утилизация сточных и пластовых вод. Из потребления системой ППД исключены пресные воды. Предусмотрена герметизация системы канализации для предотвращения загазованности территории резервуарных парков. На землях, где производится строительство линейных сооружений (трубопроводы, линии электропередач и телемеханики, автодороги) осуществляется реккультивация земель. На УКПН степень обессоливания принята под давлением в герметизированных электродегидраторах без отбора газовой фракции. Сброс с предохранительного клапана предусматривается в специальную емкость, откуда выделившийся газ направляется на факел для сжигания. Газ, выделившийся в сепараторах, полностью собирается и отправляется потребителям.

Несмотря на все перечисленные природоохранные мероприятия на Алексеевском нефтяном месторождении все же идет загрязнение окружающей среды. Наиболее частые источники загрязнения, приносящие

наибольший урон: загрязнение вышележащих пресноводных пластов и загрязнение поверхностных источников.

Весь фонд добывающих скважин ненадежен с точки зрения охраны пресноводного комплекса. В связи с этим происходит загрязнение пресных вод как соленой водой, так и нефтяной эмульсией, в основном из-за заколонных перетоков.

Самая большая проблема связана с загрязнением рек ионами хлора. При естественном содержании ионов хлора 14 мг/л оно достигает значения 100-150 мг/л, а при авариях 250-300 мг/л. Причинами повышенного содержания хлоридов в поверхностных водах является большое количество аварий водоводов и нефтепроводов, разливы сточных вод, изливы соленых вод при ремонтных работах на скважинах. Характер рельефа обуславливает сток всех загрязнений в реки и ручьи. Для избежания загрязнений пресноводного комплекса необходим тщательный контроль за состоянием трубопроводов, усиленная защита их от коррозии, контроль за состоянием цементного камня в добывающих и нагнетательных скважинах.

Снижение попадания вредных веществ в атмосферу предусматривается путем проектирования и внедрения технических, технологических и организационных мероприятий, направленных на сокращение потерь фракций легких углеводородов в нефти, обеспечение надежной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования.

Технические мероприятия направлены на оснащение противовыбросовым оборудованием, устройствами герметизации, контроля, обнаружения и ликвидации утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу, водоносный комплекс горизонтов и сам нефтяной пласт. Технологические мероприятия предусматривают систематическое проведение профилактических мероприятий, направленных на бесперебойную работу оборудования.

Проанализировав состояние окружающей среды в зоне действия НГДУ, можно сделать вывод, что уровень обеспечения экологической безопасности



достаточно высок. Статистика показывает, что при проведении закачки на Алексеевском месторождении количество ЧС и связанных с ними загрязнений окружающей среды, незначительно. Поэтому можно заключить, что предлагаемые в дипломном проекте мероприятия не повлияют на достигнутый уровень экологической безопасности при условии соблюдения норм и использования исправного оборудования.

### **Защита в чрезвычайных ситуациях**

Отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

- выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска возникновения;
- прогнозирование последствий ЧС;
- выбор, обоснование и реализация организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

Для Аганского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большие колебания погодных условий в течение года от весьма холодной зимы (-50<sup>0</sup>С) до жаркого лета (+35<sup>0</sup>С), сильные метели и снежные заносы);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

-оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

-планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

-обучение населения к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Контроль за обстановкой на потенциально опасных объектах и прилегающей к ним территории осуществляют службы и подразделения соответствующих хозяйственных объектов, оснащенные необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом.

Информация об угрозе возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий поступает в Алексеевское НГДУ из отдела по делам ГО и чрезвычайных ситуации; из центральной инженерно-технической службы предприятия; от первого заметившего.

С получением сигнала дежурная смена ЦИТС проверяет правильность получения информации, оповещает руководителя предприятия и по его указанию руководящий состав и всех членов комиссии по ЧС (или оперативной группы, штаба ГО и ЧС по решению председателя комиссии).

С прибытием комиссии по ЧС (КЧС) или других органов руководитель или председатель КЧС:

- проводит совещание, с постановкой конкретных задач исходя из сложившейся обстановки;

- организует разведку и наблюдение на территории предприятия;

- организует круглосуточное дежурство руководящего состава;

- проверяет наличие схемы оповещения сотрудников и при необходимости принимает решение о включении в действие плана оповещения;

- в течение двух часов приводит в готовность в пунктах постоянной дислокации без прекращения производственной деятельности невоенизированные формирования повышенной готовности;
- организует мероприятия по оказанию медицинской помощи, подготовке к отправке пострадавших в медицинские учреждения;
- организует питание личного состава формирований через пункты горячего питания предприятия;
- в зимнее время предусматривает обогрев личного состава формирований.

В планах предусмотрены следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС: эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях, применение средств индивидуальной защиты.

В настоящее время соответствующие службы подразделений предприятия располагают всеми необходимыми средствами защиты, и в случае необходимости они могут быть своевременно применены.

Хозяйственные объекты не возможно полностью защитить от воздействия различных поражающих факторов, возникающих при ЧС, но необходимо сделать все возможное для предотвращения или снижения потерь рабочих, служащих, населения, уменьшения степени разрушения инженерно-технического комплекса. Для этого на объектах Алексеевского НГДУ проводятся периодические исследования устойчивости работы объектов в ЧС. Целью оценки устойчивости работы объекта является выявление его слабых элементов, чтобы впоследствии разработать и провести технологические, организационные и инженерно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости работы объекта в условиях ЧС.

### **Законодательное регулирование проектных решений**

Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования КС должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер). Управление должно осуществляться с единого диспетчерского

пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.[7]

В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, шлейфов, нагнетательных и добывающих скважин и переключение запорной арматуры.

Диспетчер (сменный инженер) обязан:

- предотвращать работу оборудования с параметрами, превышающими допустимые;
- анализировать состояние оборудования КС;
- принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.);
- немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы КС.
- регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

Сменный персонал ГП должен работать по графикам, утвержденным руководством ГП.

Ведение диспетчерского режима во всех предприятиях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении. Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП.

Режим труда и отдыха персонала объектов КС устанавливают правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливают с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливают положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

## Заключение

Проведя все необходимые исследования, проанализировав литературу можно сделать выводы:

Технология ОРЭ в последнее время популярна, как один из методов повышения темпов отбора нефти и нефтепродуктов. Ведется разработка усовершенствованных схем и технологий, экспериментальные установки подвергаются тестированию и внедрению на месторождения крупных нефтяных компаний.

Максимальный экономический результат от применения ОРЭ достигается при планировании проектных документов на разработку месторождений, позволяя тем самым сэкономить средства на бурение скважин.

Большая часть месторождений России находится в долгой разработке. Для поддержания уровня добычи вскрывают и совместно ведут разработку нескольких продуктивных пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами. Это все приводит к снижению коэффициента извлечения нефти для каждого пласта.

Технология одновременно-раздельной эксплуатации является экономически целесообразной и продуктивной, с точки зрения выработки запасов пластов единой сеткой скважин.

Для повышения эффективности выработки запасов нефти из многопластовой залежи необходимо применение технологий ОРЭ, которые позволят не только физически разобщить пласты в области отборов, но и использовать специальные растворы при заводнении глинистых коллекторов.

Определение коэффициента использования потенциального КИН ( $k$ ) по скважинам, работающим на один пласт, и наложение выявленных зависимостей при оценке накопленных отборов по скважинам совместного

фонда позволяет уточнить разделение накопленной добычи нефти., а в скважинах, эксплуатирующихся способом ОРЭ, наметить резервы повышения дебитов путем смены параметров работы насосного оборудования.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Абилхаиров, Д. Т. Проблемы разработки высокопродуктивных неоднородных коллекторов (на примере меловых отложений месторождения «Кумколь»): дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 26.01.2015: утв. 29.05.2015 / Абилхаиров Даурен Турганбаевич. – Уфа, 2015. – 142 с. – Библиогр.: с. 133-142.
2. Абуталипов, У. М. Разработка и применение технологий ОРЭ в ОАО АНК «Башнефть» / У. М. Абуталипов // Инженерная практика. – 2014. – №1. – С. 72-77.
3. Аржиловский, А. В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ): дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 20.09.2015: утв. 10.01.2016 / Аржиловский Андрей Владимирович. – Уфа, 2015. – 151 с. – Библиогр.: с. 143-151.
4. Афанасьев, И. С. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Создание «интеллектуальной» скважины / И. С. Афанасьев, А. Г. Пасынков, Д. Л. Худяков, Р. Р. Габдулов, В. И. Никишов, П. И. Сливка // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 66-70.
5. Барышников, А. В. Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно -раздельной закачки воды: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 28.02.2015 / Барышников Андрей Владимирович. – СПб., 2015. – 219 с. – Библиогр.: с. 213-219.
6. Барышников, А. В. Внедрение и совершенствование технологии одновременно -раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / А. В. Барышников, Д. Б. Поляков, Р. Ф. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 121-123.
7. Барышников, А. В. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на Приобском месторождении / А. В. Барышников, В. В. Сидоренко, М. И. Кременецкий // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 30-33.



8. Валеев, М. Д. Метод определения притока нефти. при одновременно-раздельной эксплуатации скважин / М. Д. Валеев, Ю. В. Белоусов, А. В. Калугин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 62-63.

9. Валеев, М. Д. Разработка и результаты испытаний оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с установками электроцентробежных насосов / М. Д. Валеев, А. Г. Газаров, В. А. Масенкин, А. Н. Немков, Т. М. Миннахмедов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 86-88.

10. Валовский, В. М. Внутрискважинная сепарация нефти. и воды / В. М. Валовский // Механизированная добыча. – 2015. – № 21. – С. 70-73.

11. Владимиров, И. В. Потеря части подвижных запасов нефти. в результате возникновения внутрискважинных перетоков жидкости при совместной эксплуатации пластов с разными энергетическими состояниями / И. В. Владимиров, И. И. Владимирова, О. С. Тюфякова, А. Р. Сарваров, В. В. Литвин, Т. Ф. Манапов // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2015. – № 4. – С. 6-11.

12. Владимиров, И. В. К вопросу об интенсивности заводнения трещиновато-поровых коллекторов / И. В. Владимиров, Л. У. Давлетова, И. А. Магзянов, И. Ф. Рустамов, А. А. Хальзов // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2016. – № 3. – С. 38-42.

13. Владимиров, И. В. Исследование выработки запасов нефти. при заводнении двухпластовой системы коллекторов с повышенным содержанием глинистых минералов / И. В. Владимиров, И. И. Родионова, Д. Т. Абилхаиров // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2015. – № 1. – С. 39-45.

14. Габдулов, Р. Р. Опыт применения технологий для ОРЭ многопластовых месторождений в ОАО «НК «Роснефть» / Р. Р. Габдулов, А. А. Агафонов, П. И. Сливка, В. И. Никишов // Инженерная практика. – 2016. – № 1. – С. 30-37.

15. Галин, Э. Р. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. месторождений в заключительной стадии разработки: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 28.02.2015: утв.23.07.2015 / Галин Эмиль Радикович. – Уфа, 2015. – 153 с. – Библиогр.: с. 138-153.

16. Галин, Э. Р. Разработка литологически экранированной линзы совместно с частично ограниченным пластом / Э.Р. Галин // Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. – 2014. – № 4 (58). – С. 85-90.
17. Гарипов, О. М. Общие тенденции развития высокотехнологичного сервиса при разработке, установке и обслуживании многопакерных систем для одновременно-раздельной эксплуатации / О. М. Гарипов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 58-61.
18. Гарифов, К. М. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть» / К. М. Гарифов, Н. Г. Ибрагимов, А. Х. Кадыров, Р. Г. Заббаров, В. Г. Фадеев. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2015. – 160 с. – Библиогр.: с. 156-159. – 500 экз. – ISBN 978-5-93623-013-4.
19. Дияшев, Р. Н. Особенности разработки многопластовых объектов/ Р. Н. Дияшев, А. И. Шавалиев и др. // Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 11 (140). – 63 с.
20. Дияшев, Р. Н. Особенности совместной эксплуатации нефтяных пластов при повышенных градиентах давления / Р. Н. Дияшев, Е. И. Хмелевских // НТЖ «Нефтепромысловое дело», сер. «Добыча», обз. информ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – 56 с.
21. Дополнение к технологической схеме разработки Алексеевского нефтяного месторождения / ООО «Наука», Г. Г. Емельянова, Н. И. Зевакин и др. – Бугульма, 2015. – 343 с.
22. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.
23. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. – 247 с.
24. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
26. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
28. Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.

29. Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.