

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела / 21.03.01

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий на Ван-Еганском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276:330.131.5(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А. Макеев		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	В.М. Галкин	К.ф.- м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Е.Н. Крамшонков			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	З.В. Криницына	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	М.С. Черемискина			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Ю.А. Максимова			

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела / 21.03.01

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	А.А. Макеев

Тема работы:

Анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий на Ван-Еганском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019г № 3439/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Отчет «Анализ разработки Ван-Еганского месторождения пластов АВ, БВ, ЮВ». (протокол № 565 ЦКР от 07.01.2005 г); Отчет «Технологическая схема разработки Ван-Еганского месторождения» (протокол № 57-07 ЦКР от 24.12.2007 г Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного Ван-Еганского месторождения (протокол 5922 от 29.12.2012 г.). Фондовые и геолого-промысловые материалы
--------------------------	---

	(дела скважин, технологические режимы работы скважин, акты выполненных работ по КРС, ОПЗ, ГРП, месячные эксплуатационные карточки скважин, суточные шахматки скважин и т.п. Годовые отчеты «Анализ эффективности ГТМ за 2009 и 2015 гг. на Ван-Еганском месторождении». Специальная литература; Периодическая научно-техническая литература; Нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Собрать исходные данные по месторождению; Провести оценку текущего состояния разработки Ван-Ёганского месторождения; Проанализировать эффективность применения ГТМ на месторождении; Рассчитать экономические показатели проекта; Провести экономическую оценку проекта; Сравнить ГТМ проводимые на месторождении; Сделать выводы о рациональности проведения ГТМ на Ван-Ёганском месторождении
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	З.В. Криницына
Социальная ответственность	М.С. Черемискина

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019г
--	-------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	В.М. Галкин	к.ф.- м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А.Макеев		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	А.А. Макеев

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 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 являются геолого-технические мероприятия, применяемые на Ван-Ёганском месторождении.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

2. Производственная безопасность	
2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Основными вредными факторами являются: Отклонение показателей климата на открытом воздухе, недостаточная освещенность, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная загазованность воздуха рабочей среды, вредные вещества.
2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	К опасным факторам относятся: Электробезопасность. Поражение электрическим током. Механические опасности. Агрегаты под давлением.
3. Экологическая безопасность: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 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.	- Анализ воздействия объекта на атмосферу: Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от планируемых объектов разработки Советского месторождения являются технологические установки такие как: мобильные дизельные установки, буровая установка, дизельные электростанции. - Анализ воздействия объекта на гидросферу: Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды: Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов. - Анализ воздействия объекта на литосферу: В процессе эксплуатации месторождения воздействия на почву выражаются в следующем: Захламление земли отходами бытовых и производственных отходов; Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обвалов шламовых амбаров, авариях трубопровода.
3. Безопасность в чрезвычайных	Возможные ЧС: Газонефтеводопроявления, пожарная безопасность.

ситуациях:	Разработка мер по предупреждению ЧС Меры ликвидации ЧС: Утвержденные планы ликвидации возможных аварий (ПЛВА), специальные правовые нормы трудового законодательства.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Законодательное регулирование проектных решений. В основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	М.С. Черемискина			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А Макеев		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	А.А. Макеев

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на проведение геологических мероприятий на одной скважине Ван-Ёганского месторождения
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование эффективности перспективности проведения геолого-технических мероприятий на Ван-Ёганском месторождении
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Составления геолого-технических мероприятий и утверждение для их выполнения
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет капитальных и текущих затрат на проведение ГТМ, оценка экономической эффективности проведения геолого-технических мероприятий
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	З.В. Криницына	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А. Макеев		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная бакалаврская работа состоит из 98 страниц, 30 рисунков, 33 таблицы, 21 источников, 20 листов презентации.

Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, добыча, нефть, дебит, обводненность, дополнительная, метод, повышение, падение, нефть, эффективность, показатели, параметры, режимный, работа, эксплуатация.

Объектом исследования является Ван-Еганское месторождение.

Цель работы – выполнить анализ эффективности ГТМ на Ван-Еганском месторождении, сделать выводы и дать рекомендации направленные на повышение извлечения нефти.

В процессе работы выявлялись вопросы, связанные со сравнительным анализом эффективности в динамике проводимых геолого-технических мероприятий между собой и влияния проводимых методов повышения добычи нефти на основные параметры технологического режима работы добывающих скважин – дебит нефти и обводненность.

В качестве специального вопроса работы рассмотрен для сравнения анализ эффективности проводимых методов повышения добычи нефти на пласте ЮВ₁ в 2009 и 2015 годах.

Проводился анализ эффективности по показателям изменения дебитов нефти, жидкости и воды до проведения мероприятий, на дату запуска скважин в работу, дату анализа и сравнение между собой по каждой скважине в отдельности, по видам методов между собой. В результате исследований установлено, что с каждым годом на месторождении, на которых проводят ГТМ возрастает.

Результаты работы рекомендуется использовать в проектных институтах по проектированию разработки месторождений для выполнения анализа эффективности мероприятий по повышению добычи нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общегеографическое месторасположение.....	11
1.2 История освоения месторождения	13
1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	14
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов	19
2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	21
2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения	24
2.3 Анализ показателей работы фонда скважин месторождения	28
2.4 Анализ энергетического состояния пластов месторождения	34
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	39
3.1 Проведение ГТМ на Ван-Еганском месторождении	39
3.1.1 Обобщенный анализ эффективности ГТМ	39
3.1.2 Подробный анализ эффективности ГТМ за 2011-2015 годы	41
3.2 Эффективность ГТМ в 2009 году на пласте ЮВ ₁	48
3.3 Эффективность ГТМ в 2015 году на пласте ЮВ ₁	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Ван-Еган – является нефтегазоконденсатным месторождением, субъектом РФ, находящееся в ХМАО-Югра России. Кроме того, он расположен в южной стороне от Варьеганского месторождения. Ван-Еган относится к Тюменской области и группу структур, очень сложного северо-восточного погружение в Нижневартовском своде, Нурменско-Александровского газонефте-конденсатного пояса в Западно-Сибирском газонефтяной промышленности [1].

Это газонефтеконденсатное место полезного ископаемого, найдено в тысяча девятьсот семьдесят четвертом году, скважиной номер сто один Главтюменьгелогией. Шестьдесят эффективных районов, из них в районе ста сорока газовых и нефтеносных залежей. Введено в промышленную разработку в тысяча девятьсот восемьдесят шестом году [2].

Выше-изложенное, естественное в ловушке скопление нефти(газа) имеют литологическо-экранированный, массивный и пластово-сводный тип. Коллектором тут служат терригенные песчаники с прослойками слабо мощными линзами карбонатных глинистых пород и глины. Ван-Еганское месторождение определяется как распланированный запас ресурсов. Оно несет громкий характер как уникальное, так как никто и ни что не похоже в сравнительном контексте по обозначению ее освоенческой промышленности к разрабатываемым месторождениям. В тысяча девятьсот девяносто шестом году, компании СП «Ваньёганнефть» была получена впервые лицензия на это нынешнее уникальное месторождение [1].

Вань Еган разрабатывается уже на третьей стадии, оно имеет весьма видимое снижение добычи нефти и рост уровня обводненности [3].

Вань Еган уже ведет разработку более тридцати лет и все пласты, в том числе и ЮВ₁ находятся на завершающей стадии разработки. К сожалению, объем добычи нефти в год понижается, уменьшается темп отборов нефти от

текущих и начальных запасов нефти, снижается дебит добывающих скважин по нефти, возрастает обводненность продукции [1-3].

Поэтому, в связи с выше сказанным, выбранная тема является очень актуальной как для рассматриваемого пласта ЮВ₁ Ван-Еганского месторождения, так и для других месторождений Западной Сибири т.к. проведение мероприятий по повышению добычи нефти на завершающей стадии разработки крайне необходимы для поддержания ее годового уровня, увеличения или снижения темпов ее падения во времени и увеличения конечной нефтеотдачи [7].

Объектом работы ударно является пласт ЮВ₁ Ван-Еганского месторождения.

Предметом работы является методы повышения добычи нефти.

Цель бакалаврской работы – выполнить Анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий на Ван-Еганском месторождении, сделать выводы и дать рекомендации направленные на повышение извлечения нефти.

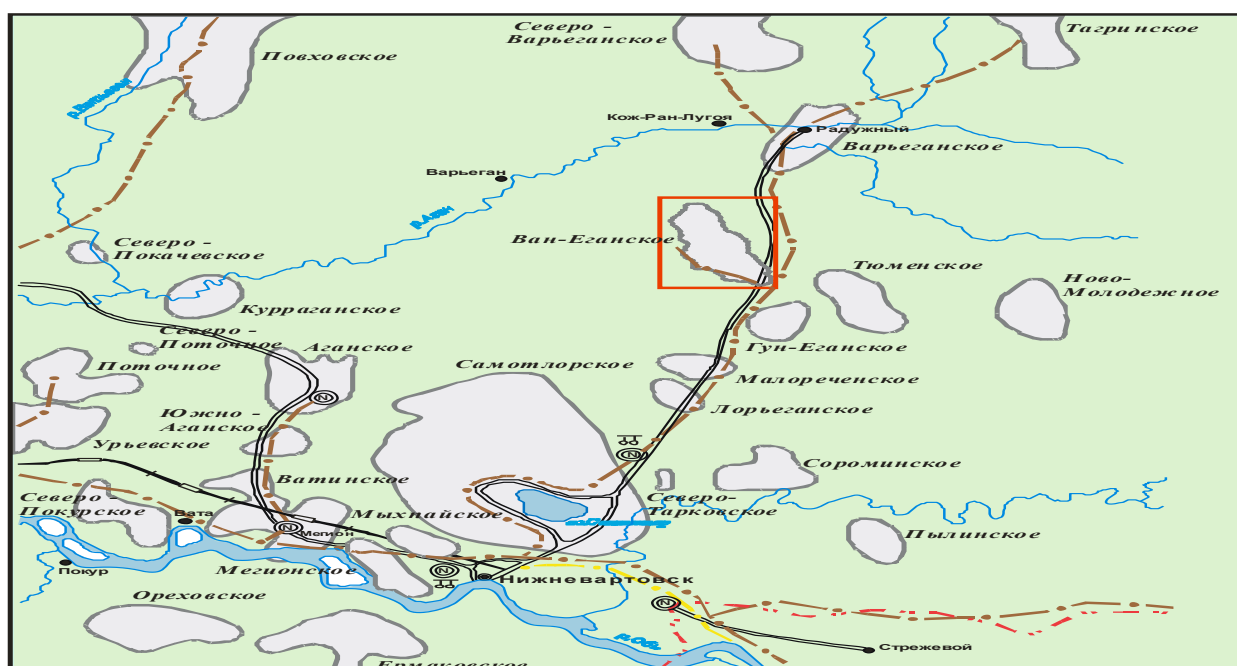
Задачи работы:

1. Рассмотреть геологическое строение месторождения.
2. Выполнить анализ показателей разработки месторождения.
3. Провести анализ применяемых методов повышения добычи нефти по пластам и на основе анализа дать основные рекомендации.

1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общегеографическое месторасположение

По общегеографическому месторасположению Вань Еганский проект находится на территории Х М А О -ЮГРА Тюменской области. До города Нижневартовска расстояние по автодороге составляет в районе ста сорока пяти километров, а если смотреть по прямой, примерно сто километров. До города Мегион – где находятся основные базы нефтеразведочной экспедиции составляет по автодороге – сто семьдесят пять километров, по прямой сто десять километров рисунок 1 [1,2].



- Условные обозначения:
-  - контуры месторождений нефти
 -  - автодороги с бетонным покрытием
 -  - железные дороги
 -  - нефтепроводы и станции перекачки
 -  - газопроводы
 -  - центральные товарные парки
 -  - газоперерабатывающие заводы
 -  - граница Тюменской области

Рисунок 1 – Обзорная карта-схема района работ

На территории много рек, но они не судоходна так как в реке от ноля целых шесть десятых до одного метра в секунду. Развитием озер и основной

заболоченностью тут отмечаются такие как бассейны торфяной подушкой. В суровые зимы эти болота промерзают от ноля целых шесть десятых до одного метра [1,2].

А если посмотреть орогидрографическое отношение, эта самая территория показывает свою пологохолмистую равнину, потому что у нее относительно большие метки, они относятся к моренной сопковой высоте Аганская Гора. В местах, где много болот, природа выглядит пустынным лесом. На основной территории зоны действий работ, располагается смешанные лесные массивы. В основном направление ветров – северное, северо-западное, редко северо-восточное. Среднегодовые осадки составляют в районе около четыреста шестидесяти пяти миллиметров, основное количество осадков выпадает осенью и весной. Толщина осадков зимой (снежного покрова) значительна, достигает от восьмидесяти до ста сантиметров в полях, и от ста двадцати до ста семидесяти сантиметров в лесу. Снег лежит с начала октября до тридцатых чисел мая. Земля в этом регионе начинает промерзать в двадцатых числах сентября, начало октября, а доходит до предельно высокой температуры в двадцатых числах февраля и первых числах апреля, в это время земля обычно достигает промерзания от одного целого три десятых до одного целого семь десятых метров на открытых участках территории. Оттаивает почва к середине июля полностью [1,2].

Разведка и поиски нефтяных мест полезных ископаемых, производились долго и не всегда удачно, но в итоге успех был достигнут, и добыче в больших объёмах. Большая часть местных людей заняты лесом и рыбоконсервной промышленности, есть и сельское хозяйство в этом районе, основным направлениям которым здесь являются это овощеводство и животноводство, но из за короткого лета и болотистой местности все корма приходится покупать за большие деньги которые привозятся по ж/д или на автотранспорте. В этом районе актуальный транспорт это: авиа и автотранспорт. Автодорога покрыта из железо бетонных плит и пересекает с южной стороны в сторону севера, которая дает удобство и мобильность между промыслами, что очень удобно и сэкономило время и

финансы на авиаперелётах на проект Север-Варьеганский, Варьеганский, Тюменское и остальных проектов с городом Нижневартовском.

1.2 История освоения месторождения

Вань-Еганское месторождение включает в себя Вань-Еганскую и Югорскую площади, они относятся к выявленным локальным, одноименным структурам. Вань-Еганское большие успехи были впервые выявлены во время изучения упругих волн, отразившихся от границы раздела двух сред в результате сейсморазведочных работ, метода отраженных волн (МОВ) в тысяча девятисот шестьдесят шестом году. (с/п 15/65-66).

В тысяча девятисот шестьдесят восьмом году было открытие Вареганского месторождения, которое находится северо-восточнее Вань-Еганской площади, резко повысилось значимость выявленной сейсморазведкой Вань-Еганской структуры, где было очень рекомендовано поисковое и разведочное бурение.

В тысяча девятисот семьдесят первом году в Мегионской нефтеразведочной экспедиции, был разработан первый проект поисковительно разведочного бурения на Вань-Еганскую площадь, в тысяча девятисот семьдесят втором году, был разработан проект поисковительно разведочного бурения на Югорскую площадь. Для расследования перспектив, а в частности именно нефтегазоносности на Вань-Еганской площади в сводовой части структуры, была пробурена скважина номер сто один (П) в марте тысяча девятьсот семьдесят четвертом году. По данным геофизических исследований (ГИС), в разрезе вскрытых скважиной отложений, характерно видны несколько продуктивных пластов в отложениях ачимовской толщи, покурской свиты, а также такие пласты как ЮВ₁¹ и ЮВ₁². После исследования пласта ЮВ₁² на глубине в интервале две тысячи шестьсот шесть, две тысячи шестьсот тринадцать метров, было получено регулируемое Газонефтеводопроявление (ГНВП) продуктивного пласта безводной нефти с дебитом в сто шестьдесят пять метров кубических в сутки на штуцере восемь миллиметров. Таким образом в историю Вань-Еганского

месторождения, первооткрывательницей вошла и стала поисковая скважина номер сто один (П) [1,2].

Вань-Еганское месторождение ввели в разработку в одна тысяча девятьсот восемьдесят шестом году. Вань-Еганская площадь лицензионного участка сто семнадцать целых двадцать восемь сотых тысячных километра в квадрате. Всего семь основных пластов разработки на этой площади. Доля этих пластов в районе семидесяти девяти процентов общей накопленной добычи по месторождению [1,2].

В тысяча девятьсот девяносто первом году Научно производственное предприятие «Сибнефть» зарегистрированное двадцать шестого июля одна тысяча девятьсот девяносто первого года, разработали проект до разведки Вань-Еганского месторождения, где красиво изложили и смогли доказать что бурение шестнадцати поисковотельно разведочных скважин общей длинной сорок шесть тысяч девятьсот погонных метра. В центральной части месторождения в двухтысячном и две тысячи первом годах произвели работы также методом отражения волн общей глубинной точки три D предприятием Сибнефтегеофизика. В две тысячи третьем и две тысячи четвертом годах в южной части месторождения ГИС 3Д произвело предприятие Татнефтегеофизика.

1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

В геолого-физическом строении Вань-Еганского месторождения, выполняя геолого-технические мероприятия породы палеозой-кайнозойского возраста. Обычно принято в его состав выстовлять три структурных тектонических этажа, отличными по возрасту и свойству пород: вулканогенный, палеозойский фундамент и вулканогенное-осадочный до плитный комплекс пермо-триасового возраста и мезозойское-кайнозойский м-чехол. Вся мощь продуктивного разреза осадочного чехла доходит до одна тысяча восемьсот восемьдесят пять метров [1].

Были выявлены основные геологические физические характеристики и физика химические характеристики УВ, были зафиксированы при разработке проекта по важным пластам месторождения (таблица 1) [2].

Параметры	Ед. изм.	Группа пластов ПК	Группа пластов АВ	Группа пластов БВ и ЮВ
Средняя глубина залегания	м	от 801 до 1477	от 1561 до 1813	от 1884 до 2384
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	8,5	9,4	8,8
Газовый фактор	м ³ /т	от 35,09 до 40,12	от 34 до 83,03	от 62,03 до 163
Вязкость нефти	сПз	95,5	3,2 - 13,4	1,51 - 2,01
Плотность нефти в поверхностных условиях	грамм/см ³	0,83-0,86	0,985-0,903	0,929-0,965
Пористость	д. ед.	0,28,5-0,35	0,089-0,236	0,055-0,23
Проницаемость	Д	0,028	0,036-0,244	0,014-0,24

Таблица 1 - Средние геологическо физические характеристики пластов и физические и химические характеристики УВ

достигают пять целых три десятых метра при рамках изменения от нуля целых шесть десятых метра до девятнадцать целых две десятых метра. Действенные нефтенасыщенные пласты более четырех метров обычно встречаются в сорока трех процентах скважин, а более шести метров – встречаются в двадцати одоном процентном соотношении скважин.

Показатель песчанистости по залежи меняется от нуля целых четырех сотых до нуля целых девяносто шесть сотых, в среднем получается ноль целых сорок восемь сотых. Разорванность меняется от одного до семи и в среднем составляет две целых три десятых. Мало расчленённый пласт составляет восемьдесят семь процентов скважин. После определения данных интерпретации геофизических исследований скважины (ГИС), видим изменение пласта, а именно пористости от четырнадцать целых восемь десятых процента до девятнадцать целых пяти десятым процентов, а среднее соотношение восемнадцать процентов. Преобладает средняя проницаемость коллектора, так как он составляет пятьдесят процентов, проницаемость обладающая высокой степенью состоит из тридцати девяти процентов, и самая последняя низкая проницаемость состоит всего из одиннадцати процентов.

ЮВ,₁² Залежь газонефтяная, пластово-сводовая, зафиксирован размеры пласта девять целых восемь десятых на три целых одна десятая километра, а его высота достигает пятидесяти пяти метров. Водонефтяной Контакт проведен на две тысячи пятьсот сорок пять метров [1,2]. Весь пласт изменятся от трех целых одна десятая до двадцати девяти целых одной десятой метра, средние расчеты составляют шестнадцать целых три десятых метра. Хорошо рабочие толщины имеют свойство изменяются в районе около от нуля целых восемь десятых метра до семнадцати целым одной десятой метра и расчетная часть сотовляет пять целых восемь десятых метра. Нефтенасыщенные пласты обычно состоят из двух целых пять десятых метра если диапазоне изменений состоит от нуля целых восьми десятым метра до четырнадцать целых трем десятым метров. Хорошо рабочие нефтенасыщенные пласты более четырех метров попадаютя в

пятидесяти двух процентах скважин, а более шести метров в тридцати процентах скважин.

Показатель песчанистости по залежи меняется от нуля целых пяти сотых до одного и в приблизительно составляют ноль целых тридцать девять. Раздельность меняется от одного до семи и в приблизительно составляет две целых две десятых. Мало расчленённый пласт приблизительно в девяносто трех процентах скважин [1,2]. После определения данных интерпретации геофизических исследований скважины (ГИС), видим изменение пласта, а именно пористости от четырнадцати целых восемь десятых процента до девятнадцати целых девяти десятых процентов, а среднее соотношение восемнадцать целых пять десятых процентов. Преобладает высокая степень проницаемости коллектора, так как он составляет шестьдесят один процент, проницаемость, обладающая средней степенью, состоит из тридцати шести процентов, и самая последняя низкая проницаемость состоит всего из четырех процентов. Характеристики пласта ЮВ-1 указаны в таблице 2 [1,2].

Параметры	Значение
Средняя глубина залегания кровли (а.о.), м	2550,5-2600,1
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	Терриген. поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м ³	54863
Характер----насыщений	нефтегазовый
Средняя общая толщина, м	14
Средняя нефте- и газонасыщенная толщина, м	6,5 и 6,7
Пористость, %	19,6

Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,81
Проницаемость, Дарси	0,1
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,71
Коэффициент расчлененности, д.ед.	3,031
Начальное пластовое давление, МПа	27
Абсолютная отметка ВНК, м	2557
Геологические запасы нефти, тыс.т.	7271
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	2488
Коэффициент нефти-извлечения, доли ед.	0,231

Таблица 2 – Физика геологические данные ЮВ-1

1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

По пласту ЮВ₁¹ даны характеристики в количестве семьдесят одной пробы газа-нефти конденсата [1,2]. После девяти лабораторных исследований, результаты проб нефти имели плотность восемьсот тридцать шесть килограмм на метр кубический, кинематическая вязкость составила пять целых три десятых миллиметра в квадрате, молекулярная масса составила сто семьдесят семь килограмм на кмоль. В составе нефти содержится сера (ноль целых три десятых процента), содержится парафин (две целых две десятых процента), смола силикагелевая (четыре целых три десятых процента), асфальтены (ноль целых три десятых процента). Светлая фракция вышла при выкипании до трехсот градусов Цельсия, составила шестьдесят процентов. Исходя из выводов одного разгазирования одиннадцати проб, пластовая нефть состояла из плотности – шестьсот пятьдесят шесть килограмм на метр кубический, сепарированная – восемьсот двадцать девять килограмм на метр кубический. Содержание газа во время давления насыщения стала двадцать одна целая три

десятих МегаПаскаля (Мпа) состоит сто восемьдесят восемь метров кубических на метр кубический, объемном коэффициентом – одна целая пятьсот семьдесят семь, усадка составила – тридцать шесть целых две десятих процента. Динамические вязкости нефти в пласте ноль целых четыре десятих мили паскаль в секунду.

Исходя из результатов лабораторных исследований одиннадцати проб нефти, используя метод сепарации нескольких ступеней, плотности в пластовом условии стала шестьсот шестьдесят восемь килограмм метр кубический, а после сепарации составила восемьсот девять килограмм на метр кубический. Содержание газа во время давления насыщения стала – сто пятьдесят восемь метров кубических на метр кубический (сто девяносто шесть метров кубических на тонну), объемном коэффициентом – одна целая триста шестьдесят восемь процентов, усадка составила – двадцать девять целых восемь десятих процента. Углеводородные свойства считается считать к метаново-нафтеновому типу по групповой углеводородной сетке. Отборка газа на устья скважины (шесть проб), метанового содержания: количество метана достигает до восьмидесяти шести целым шести десятым процента, этана(C_2H_6) – до трех целых трех десятым процента, пропана(C_3H_8) – до двум целым трех десятым процентов, бутан(C_4H_{10}) – ноль целых девять десятих процента, C_{5+} высшие – ноль целых три десятих процента. Газовая плотность составляет ноль целых шестьсот сорок три тысячных килограмма на метр кубический [1,2]. Исходя из результатов исследований однократного раз газирования тринадцати проб, в состав растворенного газа входит содержание шестидесяти восьми целых пяти десятих процента метана, восемь целых семь десятих процента – этана, десять целых девять десятих процента – пропана, семь целых две десятих процента – бутанов, четыре целых две десятих процента – пентанов + высших компонентов. Плотности газа в воздухе составляет ноль целых восемьсот девяносто восемь [1.20].

2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

С одна тысяча девятьсот девяносто первого по две тысячи четвертого года, Ван Еганское место--рождение выполняли эксплуатацию на основании «Утвержденной схемы технологической разработки», протокол ЦКР МНП номер одна тысяча триста девятьсот два от двадцать восьмого ноября девяностого года [1]. На первое января две тысячи седьмого года, разработка Ван Еганского месторождения ведется на основании таких проектных документов как [2]:

1. «Опытно-промышленная схема технологической разработки участка пластов ПК₁₋₂ Ван-Еганского месторождения» протокол номер три тысячи пятьсот двадцать ЦКР Роснедра, от двадцать седьмого декабря две тысячи пятого года;

Принята в период с две тысячи шестого по две тысячи десятый год. Предусмотрено опытно-промышленная разработка в центральной более известной и изученной части залежи. Планировалось следующее [2]:

- в две тысячи шестом году включить в экспериментальную эксплуатацию скважину номер две тысячи десять, и использовать именно новые две добывающих скважин. В две тысячи седьмом году включить две нагнетательные скважины тяжелого профиля и закачивать воду в нефтенасыщенные пропластки, и в место газонефтяного контакта для барьерного заводнения;
- за семь лет планируется продавить воды с температурой в двести градусов Цельсия, после чего организованная тепловая оторочка проходит через пласт при температуре в десять градусов Цельсия. Во время изучения научно-исследовательской работы, члены ЦКР зафиксировали усложнённое геологическое строение ПК₁₋₂ и малое количество информации чтобы выполнить проектный документ для данного объекта в целом [2].

2. «Дополнение к Опытно-промышленной схеме технологической разработки участка пластов ПК₁₋₂ Ван-Еганского месторождения» протокол номер три

тысячи восемьсот сорок девять ЦКР Роснедра, от второго ноября две тысячи второго года;

Принята в период с две тысячи шестого по две тысячи одиннадцатый год. Планировалось следующее [2]:

- выделить опытные участки на кустах номер семьдесят два и тридцать девять;
- по кусту номер семьдесят два, планировалось измерить производительность и приемистости скважин. Спроектировано две добывающие скважины для горизонтального бурения длиной в одна тысяча метров. Промеж них нагнетательные наклонно-направленные в количестве трех скважин, чтобы можно было продавить горячей водой с температурой в сто пятьдесят градусов Цельсия, в нефтенасыщенные пропластки, и в место газонефтяного контакта для барьерного заводнения. Между двух добывающих скважин четыреста метров. Сетка плотности скважин составляет 11,3 га/скв;
- по кусту номер тридцать девять, планировалось испытать технологию вытеснения пластового флюида с помощью пара, расположение над непроницаемой прослойкой около водонефтяного контакта, где предполагалось хорошая гидрогазодинамическая связь с газовой шапкой. Между двух добывающих скважин триста метров, промеж них бурят нагнетательные горизонтальные скважины, их длинна составила восемьсот метров, размещенного в промежутке газонефтяного контакта чтобы осуществить барьерное заводнение. Сетка плотности скважин составляет – 21 га/скв.

3. Подробный описание разработки Ван Егансого проекта (пласты ПК₃₋₂₁ покурской свиты) в пределах лицензионного участка» утвержденный протоколом номер восемьсот одиннадцать ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югра, от восемнадцатого июля две тысячи шестого года;

Принята в период с две тысячи шестого по две тысячи восьмой год. Планировалось следующее [2]:

- выделить опытные участки в количестве двенадцати объектов разработки.

- разработать двенадцать объектов независимыми сетками скважин по направленному участку девяти точечной системы, интервал про меж скважин пятьсот метров.

4. «Отчет проекта экспериментальной эксплуатации пласта БВ₅ южного участка Ван Еганского месторождения» протокол ЦКР Роснедра номер три тысячи четыреста восемьдесят восемь, от тридцатого ноября две тысячи пятого года.

Принята в период с две тысячи шестого по две тысячи восьмой год. Планировалось следующее [2]:

Планируется разработать южную залежь пласта БВ₅ используя две скважины на естественных режимах используя снижение забойных давлений на тридцать процентов ниже, чем давление насыщения.

5. «Полный анализ разработки Ван Еганского проекта (пласты группы АВ, БВ, ЮВ)» утвержденный протоколом номер пятьсот шестьдесят пять ТО ЦКР по ХМАО-Югра, от двадцать седьмого января две тысячи пятого года;

Принята в период с две тысячи пятого по две тысячи седьмой год. Планировалось следующее [2]:

В следствие ратифицированного решения «Технологическая схема Ван Ёганского месторождения» протоколом ЦКР МНП номер одна тысяча триста девяносто два от двадцать восьмого ноября одна тысяча девятьсот девяностого года, выделить и вывести объекты в разработку. Проведен анализ разработки и проверка проекта запланированного фонда, учтен результат работы пластов, уточнены их геологическое строение, текущее состояние полезных ископаемых (углеводород). Пласты группы АВ и БВ рекомендовано выборочное добуривание данного фонда. Технологические схемы учитывающие текущие разделение остатков подвижного запаса нефти и возможности их отбора, имеющейся пробуренным проектным фондом. Пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁², кроме северной части,

так как она слабо разбурена, даны рекомендации продолжить бурение проекта сетки скважин [2].

2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

На первое января две тысячи двенадцатого года, на месторождении было добыто сорок девять тысяч двести сорок одна тысяча тонн нефти, двести пятьдесят девять тысяч шестьсот восемнадцать тысяч тонн жидкости. Используя категорию С1, отобранные от первоначальных добытых запасов, составило двадцать шесть целых три десятых процента, когда текущая обводненность – девяносто три целых две десятых процента. Рабочий КИН составляет ноль целых ноль восемьдесят одна тысячная доли единиц, при ратифицированной по категории С1 – ноль целых триста семнадцать на доли единиц. В две тысячи одиннадцатом году, добыли одна тысяча четыреста двадцать восемь тысяч тонн нефти. Темповый отбор от НИЗ – ноль целых семьдесят шесть сотых процентов и двадцать одна тысяча сорок шесть тысяч тонн жидкости. Средним дебитом работающих скважин по нефти – четырнадцать целых две десятых тонн в сутки, по жидкостям – двести девять целых две десятых тонн в сутки. На графике показана разработка Ван Ёганского месторождения в период с момента разработки согласно проекту, которые показаны на рисунке 3 [3].

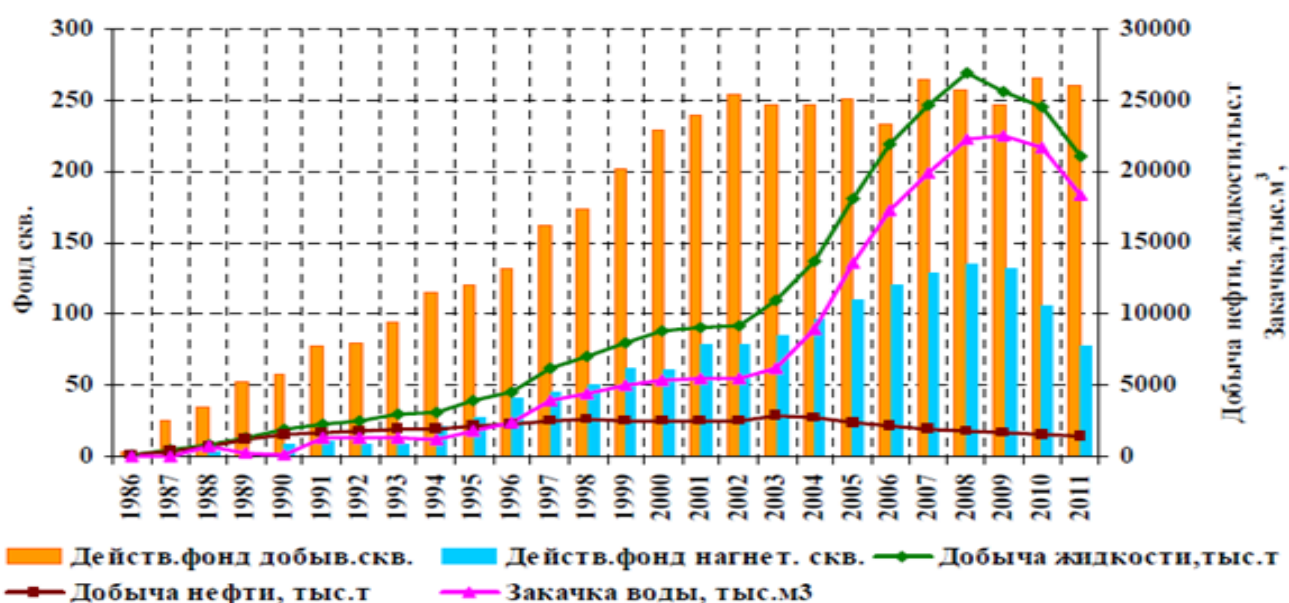


Рисунок 3 – График показателей разработки Ван Ёганского месторождения

На первое января две тысячи двенадцатого года, самыми важными по добыче нефти считаются пласты БВ₀₋₁₃ - шестьдесят одна целая восемь десятых процента, АВ - двадцать пять целых шесть десятых процентов, ЮВ - шесть целых пять десятых процента скопленной добычи нефти от всей добытой на месторождении. Главные вклады в добычу углеводородов за две тысячи одиннадцатый год влили БВ₀₋₁₃ - тридцать четыре целых четыре десятых процента, АВ – двадцать одна целая четыре десятых процента и Ач – двадцать целых восемь десятых процента. ЮВ и ПК остается десять целых пять десятых и двенадцать целых восемь десятых процентов всех добытых углеводородов на месторождении. Изучение систем заводнения по месторождению выполняется с одна тысяча девятьсот восемьдесят восьмого года. Скопленная прокачка воды на первое января две тысячи двенадцатого года, составляла сто девяносто тысяч четыреста девяносто две тысячи кубических метров, оно снабдила компенсирование отбора жидкости на шестьдесят восемь целых четыре десятых процента. В две тысячи одиннадцатом году прокачка составляла восемнадцать тысяч двести семьдесят восемь тысяч кубических метров воды, текущая компенсация – восемьдесят четыре целых шесть десятых процентов, приемистости скважин нагнетания составила – шестьсот четырнадцать кубов в сутки. (рисунок 4) [3].

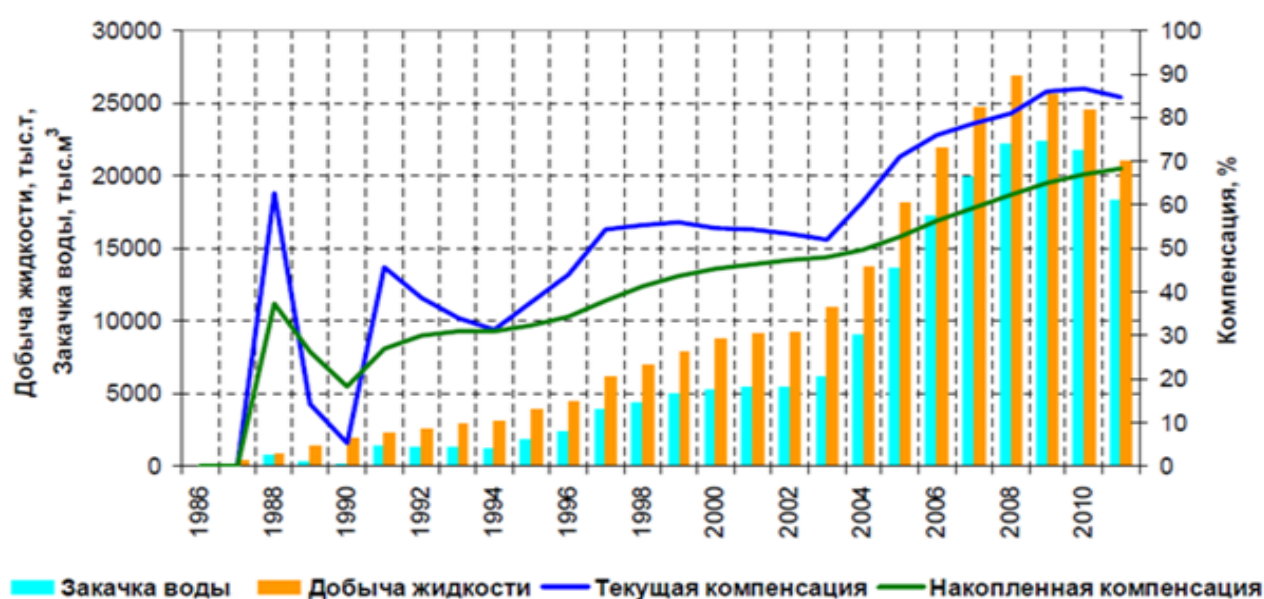


Рисунок 4 – Динамика закачки жидкости, воды и компенсации

На первое января две тысячи двенадцатого года, извлечено 49242 тысяч тонн нефти и конденсата (шестнадцать целых пять десятых процента от НИЗ), больше плановой на шестьдесят одну тысячу тонн. С 1986г в пласты прокачано 190492 тысяч кубических метров воды, больше плановой на пять тысяч шестисот пятьдесят шесть тысяч кубических метров воды [3].

В общем отобрали шестнадцать целых четыре десятых процента, от первоначальных ратифицированных добывающих запасов (BC1+C2), среднегодовая обводненность девяносто три целых две десятых процента. Самая максимальная годовая добыча нефти была в две тысячи третьем году – две тысячи восьмисот шестьдесят семь целых восемь десятых тысяч тонн. С одна тысяча девятисот восьмидесят шестого по две тысячи третий год, было постоянное увеличение добычи нефти, с две тысячи четвертого года, видна опускающаяся динамика в добыче нефти, сведения в таблице 5 [1] [3].

Дата	Добыча нефти. тыс. т	Накопл. добыча нефти. тыс. т	Добыча жидкости. тыс. т	Накопл. добыча жидк. тыс. т	Обводнённость. %	Текущий КИН. дед.	Отбор от НИЗ. дед.	Закачка воды. тыс. м ³	Накоплённ. закачка воды. тыс. м ³
1986	89,2	174,2	89,2	175,1	0,0	0,000	0,1	0,0	0,0
1987	398,3	572,5	420,5	595,6	5,3	0,001	0,3	0,0	0,0
1988	760,0	1332,5	874,2	1469,8	13,1	0,002	0,7	752,3	752,3
1989	1140,1	2472,7	1364,9	2834,7	16,5	0,004	1,3	264,0	1016,3
1990	1527,5	4000,2	1852,9	4687,6	17,6	0,007	2,1	134,5	1150,8
1991	1701,7	5701,8	2275,6	6963,2	25,2	0,009	3,1	1362,6	2513,3
1992	1815,8	7517,6	2555,6	9518,8	29,0	0,012	4,0	1295,4	3808,8
1993	1917,6	9435,2	2926,7	12445,5	34,5	0,015	5,0	1266,1	5074,9
1994	1853,9	11289,1	3067,1	15512,6	39,6	0,019	6,0	1190,2	6265,1

1995	2117,0	13406,1	3934,0	19446,7	46,2	0,022	7,2	1787,2	8052,3
1996	2223,7	15629,8	4481,7	23928,4	50,4	0,026	8,4	2352,9	10405,1
1997	2523,2	18153,0	6247,8	30176,2	59,6	0,030	9,7	3904,6	14309,7
1998	2660,6	20813,6	7016,3	37192,5	62,1	0,034	11,1	4425,8	18735,5
1999	2549,8	23363,4	7928,3	45120,8	67,8	0,038	12,5	4965,1	23700,5
2000	2494,0	25857,4	8779,2	53900,1	71,6	0,042	13,8	5305,0	29005,5
2001	2458,0	28315,4	9087,2	62987,2	73,0	0,046	15,1	5448,3	34453,8
2002	2494,5	30809,8	9211,2	72198,4	72,9	0,051	16,5	5417,3	39871,1
2003	2867,8	33677,7	10906,1	83104,5	73,7	0,055	18,0	6228,3	46099,4
2004	2780,4	36458,1	13700,8	96805,3	79,7	0,060	19,5	8958,4	55057,9
2005	2393,3	38851,4	18142,2	114947,5	86,8	0,064	20,8	13627,4	68685,2
2006	2087,7	40939,1	21944,1	136891,5	90,5	0,067	21,9	17230,8	85916,1
2007	1951,2	42890,3	24702,2	161593,7	92,1	0,070	22,9	19933,3	105849,4
2008	1799,4	44689,7	26886,7	188480,5	93,3	0,073	23,9	22241,6	128090,9
2009	1631,0	46320,7	25587,3	214067,8	93,6	0,076	24,8	22443,6	150534,5
2010	1491,8	47812,5	24504,2	238572,0	93,9	0,078	25,6	21679,2	172213,7
2011	1428,5	49242,0	21046,0	259618,0	93,2	0,081	26,3	18278,0	190492

Таблица 5 – Динамика основных технологических показателей разработки

Существенная часть скопленной добычи нефти приходилась на пласт: АВ₁₋₂ (12,90 %), АВ₇⁰ (10,50 %), БВ₈¹ (4,50 %), БВ₈² (4,13 %), ПК₁₈₋₁₉ (3,35 %), БВ₄ (3,10 %), БВ₁₈₋₁₉ (2,75 %), ЮВ₁¹ (9,86 %), БВ₃ (9,0 %), БВ₆ (7,45 %), ПК₁₄ (7,16 %), АВ₆¹ (5,20 %), БВ₅ (5,26 %),.

Из числа самостоятельных по пластам пробурили от 29,2 % (БВ₄) до 74,3 % (БВ₇), если не считать объект АВ₇+АВ₇⁰ (18,7 %). Число действовавших скважин, кроме пластов АВ₅, БВ₄, БВ₈¹, ЮВ₁, превосходит фонд из-за перевода скважин по пластам. Если смотреть анализ разработки объекта, он результативно выполняется [3].

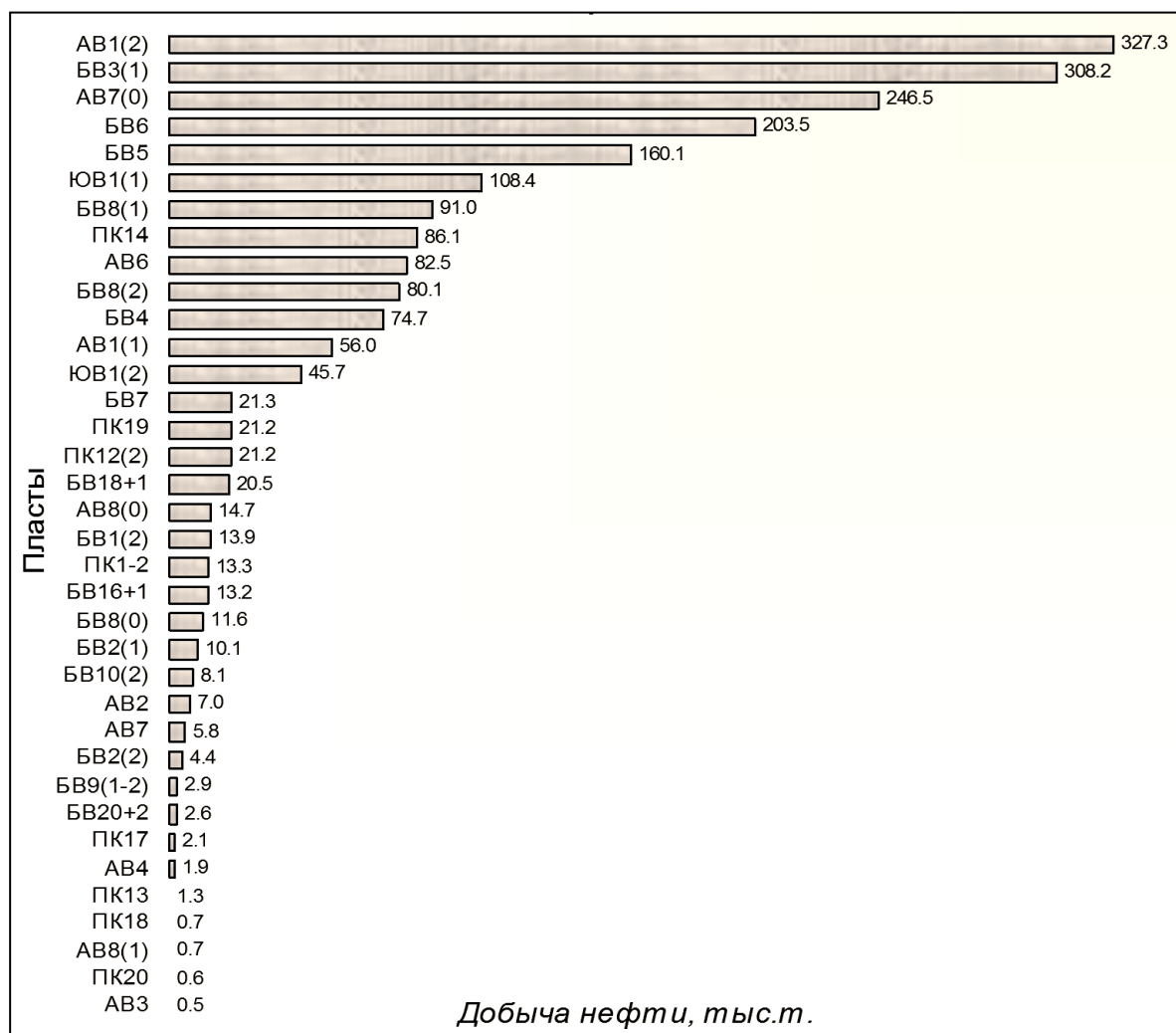


Рисунок 5 – Распределение добычи нефти по пластам месторождения

2.3 Анализ показателей работы фонда скважин месторождения

Ссылаясь на последний проектный документ, включается три тысячи четыреста двадцать пять скважин, добывающие – две тысячи триста тридцать семь скважин, нагнетательные – одна тысяча восемьдесят восемь скважин, пробурить две тысячи девятьсот двенадцать скважин (в т.ч. 769 – горизонтальных скважин). С начала разработки на балансе «СП «Ваньеганнефть» по Ван-Еганскому месторождению числится 489 скважина: действующий фонд составил

345 скважин (70,5 % от общего фонда), из них добывающих 268 шт. и нагнетательных 77 шт.; фонд неработающих скважин – 37 (7,61 % от общего фонда), из них 29 – в бездействии, в том числе 28 – добывающих и 1 – нагнетательных; 2 – в освоении, 6 – в консервации; пьезометрические 28 (6 %) и наблюдательные – 2 (0,5 %); скважины в ликвидации (в ожидании ликвидации) – 18 (3,71 %). На 01.01.2012 г. добывающий фонд скважин Ван-Еганского месторождения составил 346 скважин, в эксплуатационном фонде числятся 298 скважин, действующий фонд составляет 268 скважин или 89,99 % от эксплуатационного фонда, две скважины – в освоении, 14 скважин эксплуатируются фонтанным способом, остальные – механизированным с использованием ЭЦН – 254 скважины, что представлено на рисунке 6 [3].

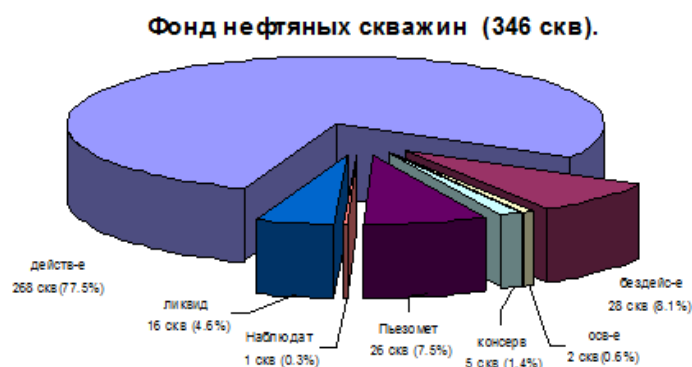


Рисунок 6 – добывающий фонд месторождения

Анализ дебитов действующих скважин, показал на девятнадцати скважинах большое количество воды в двадцать процентов, от двадцати до пятидесяти процентов - семнадцать скв., от пятидесяти до девяносто процентов - шестьдесят девять скв., от девяносто процентов – сто шестьдесят три скв. сведения в таблице 6 [3].

Дата	Действующее		Количество	Количество	Приёмис- тотость, кубический	Компенсация	
	добыв.	нагнет	нефти, сутки тонн	в жидкости, в сутки тонн		отборов, %	
						текуща	накопл.

		.			метр сутки	в	я
1986	3	0	73,4	73,4	0,0	0,0	0,0
1987	25	0	69,7	73,6	0,0	0,0	0,0
1988	35	4	66,4	76,3	1008,4	407,8	120,4
1989	52	0	75,9	90,9	640,8	108,2	117,4
1990	57	8	78,8	95,6	740,5	55,4	108,7
1991	77	11	68,7	91,9	355,1	100,6	106,5
1992	80	8	66,5	93,6	377,9	29,5	79,6
1993	94	8	59,5	90,8	438,0	13,6	64,6
1994	115	22	57,5	95,1	275,3	66,3	64,8
1995	120	27	49,4	91,7	187,3	248,7	76,6
1996	132	40	49,6	100,0	210,9	264,8	86,0
1997	162	45	45,3	112,2	254,3	627,9	106,0
1998	174	50	44,5	117,4	259,3	683,7	135,2
1999	201	62	37,7	117,4	251,1	461,6	156,8
2000	229	61	34,1	120,1	244,1	227,8	164,2
2001	239	78	29,3	108,3	216,5	169,3	164,8
2002	254	78	27,9	103,0	191,1	151,8	163,4
2003	247	84	31,3	119,2	208,6	138,7	160,7
2004	246	97	31,0	152,9	273,3	160,5	160,6
2005	251	109	27,5	208,3	364,9	194,9	163,9
2006	233	120	24,7	259,2	411,6	151,6	162,6
2007	264	129	22,0	279,1	442,5	114,3	158,0
2008	257	134	19,3	289,1	462,4	153,0	157,8
2009	246	132	17,9	280,1	462,3	518,0	161,5
2010	265	106	16,0	263,1	504,6	147,4	161,3
2011	268	77	14,2	209,2	614,4	84,6	68,4

Таблица 6 – технологические показатели разработки ДНФ

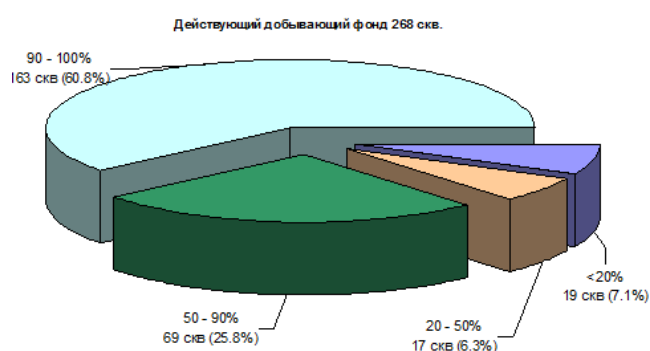


Рисунок 7 – распределение действующего фонда по обводненности

Из рисунка 7 видно, что 60,8 % скважин являются очень высоко обводнёнными, доля высоко обводнённых скважин составляет 25,8 % [3].

По дебитам жидкости и обводненности						
Диапазон дебитов жидкости, т/сут	Интервал обводненности, %					Итого
	0-10	10-50	50-80	80-90	90-100	
< 10	4	3	0	0	1	8
10 - 50	6	18	18	5	8	55
50 - 100	0	3	13	12	8	36
100 - 300	1	1	0	18	42	62
> 300	0	0	0	3	104	107
Итого	11	25	31	38	163	268
По дебитам нефти и обводненности						
Диапазон дебитов нефти, т/сут	Интервал обводненности, %					Итого
	0-10	10-50	50-80	80-90	90-100	
< 5	1	2	4	5	19	31
5 - 10	3	5	7	5	29	49
10 - 50	6	16	20	24	113	179
50 - 100	0	1	0	3	2	6
> 100	1	1	0	1	0	3
Итого	11	25	31	38	163	268

Таблица 7 – Скважины по дебитам жидкости, нефти и обводненности

Показатели работы скважин лучше проектных значений: фактический дебит скважин по нефти составил 19,3 т/сут против проектного 16,4 т/сут, то же по жидкости – 289,1 т/сут против 206,1 т/сут, фактическая обводненность – 93,3 % выше проектной на 1,3 абс. %. Действующий фонд добывающих скважин ниже проектного на 9,2 % и составляет 268 скважины. Основная часть годовой добычи нефти приходится на пласты АВ₁₋₂ (15,7 %), БВ₃ (14,8 %), АВ₇⁰ (12,1 %), БВ₆ (9,7 %), БВ₅ (7,7 %) и ЮВ₁¹ (5,2 %). Доля добычи остальных пластов составляет в сумме 34,8 % (менее 5 % на каждый пласт). Основная доля фонда по Ван-Еганскому месторождению 163 скважины или 61 % от действующего фонда работает с обводненностью более 90 % [3]. С обводненностью 50-90 % работает 69 скважин или 25,7 % действующего фонда, с обводненностью менее 50 % работает 36 скважин или 13,4 % от действующего фонда. Одиннадцать скважин разработки характеризуется начальными дебитами нефти не более тридцати тонн в сутки, на малodeбитные доводится тринадцать процентов. Начальное извлечение от тридцати до ста тонн в сутки – тридцать четыре целых две десятых процента рабочих скважин, больше ста тонн в сутки – семнадцать целых две десятых процента, рисунок 8. Для повышения объемов сырья, используются разнообразные методы интенсификации. После данных мероприятий максимальный дебит скважин увеличивается если смотреть с начальным (нефть от одного целого трех десятых до двух целых пяти десятых раза, по жидкости – от полутора до двух целых семь десятых раза [3].

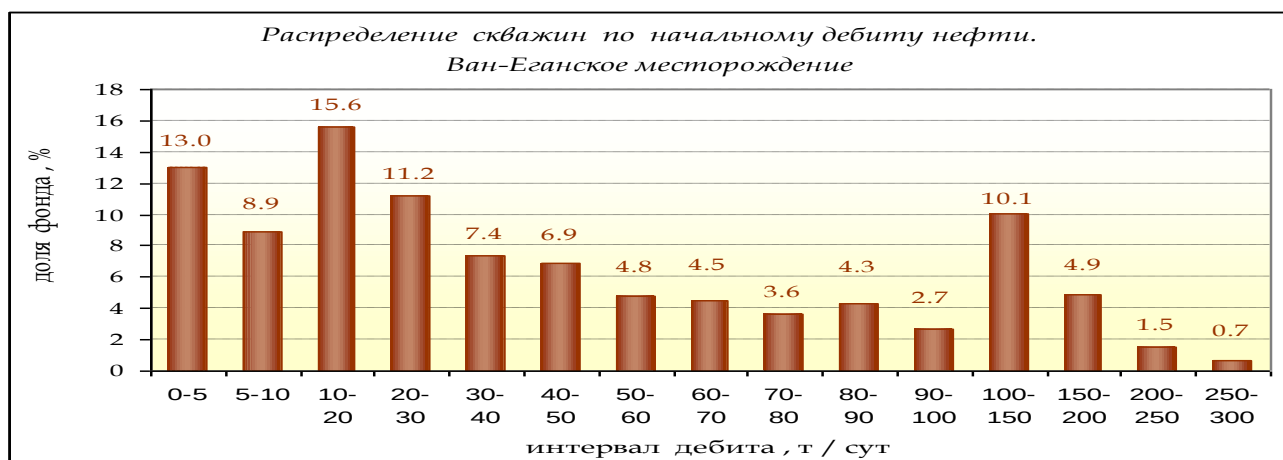


Рисунок 8 – технологическая схема разделение скважин по дебиту

В бездействующем группе добычи числится двадцать восемь скважин, освоение – две, ликвидация – шестнадцать, консервация – пять, пьезометрических – двадцать шесть и одна наблюдательная скважина. По достижении обводненности 98-100 % остановлено 17,9 % скважин (5 ед.), с обводненностью 90-98 % остановлено 28,6 % скважин (8 ед.), с обводненностью 50-90 % остановлено 32,1 % скважин (9 ед.), с обводненностью 10-50 % остановлено 21,4 % скважин (6 шт.). В таблице 8 – распределение бездействующего фонда по жидкости, нефти и обводнению на 01.01.2012 г. [3].

Диапазон дебитов нефти, т/сут	Интервал обводненности, %						Итого
	0-10	10-50	50-80	80-90	90-98	98-100	
< 5	0	3	1	3	5	5	17
5 - 10	0	2	1	1	2	0	6
10 - 20	0	0	2	1	0	0	3
20 - 50	1	0	0	0	1	0	2
50 - 100	0	0	1	1	6	2	10
100 - 300	0	0	0	0	0	0	0
> 300	0	0	0	0	2	3	5
Итого	1	5	4	6	16	10	43

Таблица 8 – Бездействующий фонд скважин по дебитам и обводненности

Основной причиной бездействующего фонда является высокая обводненность продукции и составляет двадцать один процент от всего бездействия добывающего фонда, а также по причине снижение изоляции ($R=0$) – восемнадцать процентов. В данную категорию вошли скважины, на которых необходима изоляция водопритока законтурной воды. Основная доля бездействия

ложится на группу пластов ПК, где числится тринадцать скважин (сорок шесть целых четыре десятых процента) – на рисунке 9 зрительно показаны причины бездействия на первое января две тысячи двенадцатого года [4].

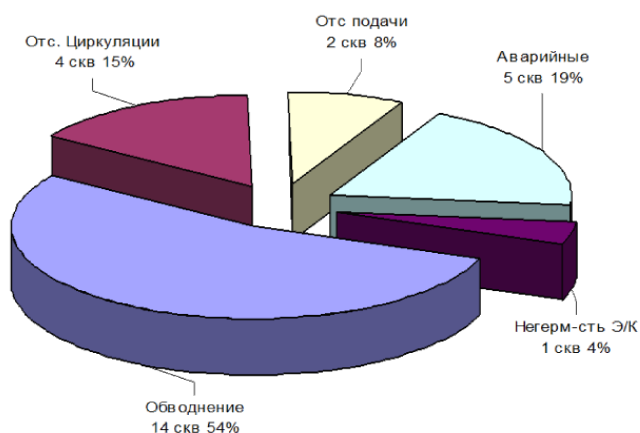


Рисунок 9 – причины бездействия добывающего фонда

Таким образом проект, если смотреть прошедший год, после ввода одной скважин, номер одна тысяча два и общее количество скв. составила четыреста восемьдесят девять. Проектный фонд реализован на девяносто семь целых две десятых процента. Практически весь проект выполняет работу с помощью механизированного способа и составляет девяносто четыре целых семь десятых процента от действующего фонда. Бездействующие двадцать восемь скважин или девять целых четыре десятых процента от эксплуатационного. Основания нахождения нерабочих скв. заключаются в падении изоляции установки ЭЦН до «0», различного рода аварии, слабый приток, обводнение, большой газовый фактор. По сравнению с две тысячи десятого года произошло сокращение по данной категории скважин на десять штук. Потенциал у бездействующего фонда не высокий. [4].

2.4 Анализ энергетического состояния пластов месторождения

На первое января две тысячи двенадцатого года, сточная вода является основным источником водоснабжения системы ППД Ван-Еганского месторождения. В две тысячи одиннадцатом году, было добыто вместе с нефтью 8038,3 тыс. т воды, а объем годовой закачки в целях ППД составил 6228,3 тыс. м³

[3].

С начала разработки месторождения в пласты закачано 128090,9 тыс. м³ воды, что больше проектного уровня на 5656,7 тыс. м³ воды (четыре целых шесть десятых процента). По состоянию на первое января две тысячи двенадцатого года, общий накопленный объем закачки воды с целью поддержания пластового давления составил сорок шесть целых одна десятая, в т.ч. в две тысячи одиннадцатом году, годовая закачка составила 6,228 млн. м³. За рассматриваемый период, практически по всем объектам разработки, кроме объекта разработки БВ₅, объемы закачиваемой воды по годам то увеличивались, то уменьшались. Из всех объектов, которые находятся в разработке, максимальная годовая закачка по объекту разработки БВ₃¹ и составляет 1759 тыс. м³. В последние шесть, семь лет эксплуатации объекта, объемы закачки были стабильные и составили одна целая две десятых до одной целой шесть десятых миллионов кубических метров год. В две тысячи одиннадцатом году, по сравнению с предыдущим периодом объем закачки воды увеличился и составил 1759 тыс. м³. По объектам разработки АВ₁¹ и АВ₇+АВ₇⁰ объемы годовой закачки воды небольшие и составляют соответственно 2,6 % и 5,7 % от общего объема закачки на месторождении. Минимальный объем закачки воды по объекту разработки БВ₄ – 41,5 тыс. м³. По объекту разработки БВ₅ система ППД реализована с одна тысяча девятьсот девяносто седьмого года, объемы закачиваемой воды постепенно увеличивались, в две тысячи одиннадцатом году прокачка составила 1169,3 тыс. м³. Объем закачки составляет 19 % от общего объема закачки на месторождении. По объекту разработки БВ₆, до одна тысяча девятьсот девяносто шестого года, объемы закачиваемой воды были незначительными, но потом постепенно увеличивались, и в период с одна тысяча девятьсот девяносто седьмого по двухтысячный год, составили полтора до одной целой семь десятых миллионов на кубический метр в год. В две тысячи одиннадцатом году прокачка составила 1329,9 тыс. м³, больше по сравнению с предыдущим периодом (1292,2 тыс. м³). Объем закачки составляет 21 % от общего объема закачки на месторождении [3]. По объекту разработки БВ₈¹ объемы закачиваемой воды то

увеличивались, то снижались. В последние годы (с две тысячи первого по две тысячи третийгод) закачка отличается незначительно, в две тысячи одиннадцатом году, прокачка составила пятьсот восемьдесят пять целых шесть десятых тысяч на квадратный метр, меньше по сравнению с предыдущим годом. Объем прокачки составляет девять процентов от общего объема прокачки на месторождении.

По состоянию на первое января две тысячи двенадцатого года. на Ван-Еганском месторождении общий накопленный объем закачки воды с целью поддержания пластового давления составил сорок шесть целых одна десятая миллионов на кубический метр. По всем объектам разработки, с начала организации системы ППД по состоянию на первое января две тысячи двенадцатого года, фактические объемы закачки воды ниже проектных значений. По технологическим показателям, в целом по месторождению, по базовому варианту разработки предусматривается постепенное снижение объемов закачиваемой воды, с 8762 тыс. м³ в 2005 г. до 4778 тыс. м³ в 2020 г.

По пласту ЮВ₁¹ объемы закачиваемой воды по годам то увеличивались, то снижались. В последние шесть лет закачка отличается незначительно, в 2011 г. закачка составила 707,1 тыс. м³, больше по сравнению с предыдущим годом. Объем закачки составляет 11 % от общего объема закачки на месторождении. Начальное пластовое давление по пласту ЮВ₁¹ составляет 26,0 МПа. Пластовая температура – 77,6 °С, давление насыщения – 22,0 МПа. На начало 2012 г. среднее текущее пластовое давление в целом в зоне нефтеносности составляет 24,7 атм, в зоне отбора поддерживается на уровне 24,2 МПа (при давлении насыщения 22,0 МПа), в зоне нагнетания 25,9 МПа. По замерам 2011 года забойное давление в добывающих скважинах в среднем составляет 14,2 МПа, что на 7,8 МПа меньше давления насыщения. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды очень высокая и составляет 192,3 %, накопленная компенсация – 313,4 %. Динамика пластового давления, закачки воды и отборов жидкости по пласту ЮВ₁¹ на рисунке 10 [3]. По графику (см. рисунок 10) динамики отмечается зависимость среднего пластового давления от закачки. Повышение или снижение давления связано с изменением объемов закачки.

Увеличение объемов закачки в две тысячи четвертом году положительно повлияло на среднее пластовое давление по объекту. В последние годы закачка воды значительно сокращается, однако, судя по показателям компенсации, её объемы в сравнении с отборами являются более чем достаточными [3].

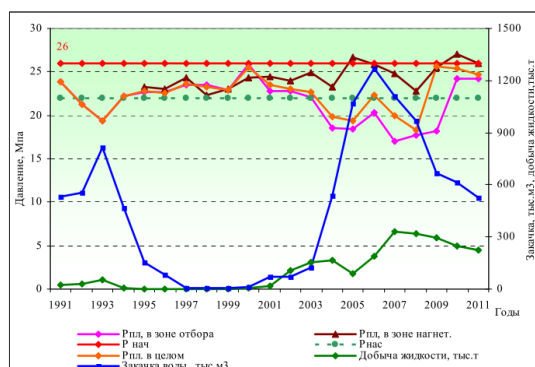


Рисунок 10 – Динамика пластового давления, закачки воды и отборов жидкости по пласту ЮВ₁¹

Таким образом, энергетическое состояние пласта ЮВ₁¹ характеризуется следующими особенностями [3]:

- среднее текущее пластовое давление в целом по зоне нефтеносности составляет двадцать четыре целых восемь десятых мега Паскаль, что близко к начальному – двадцать шесть мега Паскаль;
- несмотря на снижение закачки по объекту её объемы превышают необходимые для поддержания оптимального пластового давления;
- существует необходимость корректировки проектных решений в плане оптимизации системы ППД.

Карта изобар по пласту ЮВ₁¹ первое января две тысячи пятнадцатого года показана рисунком номер 11 [4].



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- СКВАЖИНЫ ТРАНЗИТНЫЕ
- СКВАЖИНЫ ТРАНЗИТНЫЕ
- СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ
- Нефтяные
- Нагнетательные
- СКВАЖИНЫ ХАРАКТЕР
- НЕФТЯНЫЕ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ ПЕРЕВЕДЕННЫЕ
- ПЕРЕВЕДЕНА С НИЖНЕГО ПЛАСТА
- СОВМЕСТНАЯ РАБОТА
- НЕФТЯНЫЕ ПЕРЕВЕДЕННЫЕ
- ПЕРЕВЕДЕНА НА НИЖНИЙ ПЛАСТ
- ПЕРЕВЕДЕНА НА ВЕРХНИЙ ПЛАСТ
- СОВМЕСТНАЯ РАБОТА
- ТРАНЗИТНАЯ
- ЗАКРЫТЫЙ ПЛАСТ
- НЕФТЯНЫЕ СОСТОЯНИЕ
- В РАБОТЕ
- ОСТАНОВЛЕНА
- В КОНСЕРВАЦИИ
- В ЛИКВИДАЦИИ
- В НАКОПЛЕНИИ/ПОД ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКОЙ/
- В БЕЗДЕЙСТВИИ ТЕКУЩЕГО ГОДА
- В БЕЗДЕЙСТВИИ ПРОШЛЫХ ЛЕТ
- СКВАЖИНЫ СПОСОБ
- ФОНТАННЫЙ
- ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫМ НАСОСОМ
- REDA
- НЕФТЯНЫЕ НАЗНАЧЕНИЕ
- НЕФТЯНЫЕ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ
- РАЗВЕДОЧНЫЕ
- ПОИСКОВАЯ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ НАЗНАЧЕНИЕ
- НЕФТЯНЫЕ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ
- НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СОСТОЯНИЕ
- В РАБОТЕ
- ОСТАНОВЛЕНА
- В БЕЗДЕЙСТВИИ ТЕКУЩЕГО ГОДА
- СКВАЖИНЫ ЗБС
- Скважины ЗБС
- ОПОРНАЯ СЕТКА
- Опорная сетка
- КОНТУРА
- Зона выклинивания пласта (замещ. коллек)
- Внешний контур нефтеносности
- Внутренний контур нефтеносности
- Внешний контур газоносности
- Внутренний контур газоносности
- Граница зоны отбора жидкости
- Граница зоны нагнетания
- Тектонический разлом
- Граница блока
- Зоны давлений
- <=180

Название расчетной области	Начальное значение, атм.	Средневзв. значение, атм.
Зона нефтеносности в целом	260.0	237.4
Зона нагнетания в целом	260.0	261.4
Зона отбора в целом	260.0	235.1

МАСШТАБ 1:20000

0.2 0 0.2 0.4 0.6 0.8 километры

Рисунок 11 – Карта изобар по пласту ЮВ₁¹ от первого января две тысячи пятнадцатого года.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Проведение ГТМ на Ван-Еганском месторождении

3.1.1 Обобщенный анализ эффективности ГТМ

Данный подраздел ВКР предусматривает выполнение общего анализа фактически проведенных методов на Ван-Еганском месторождении.

Статистические данные представлены за период 1991-2015 годы. Более детальный анализ выполнен за период 2011-2015 годы. На Ван-Еганском месторождении за период 1991-2015 годы, всего было выполнено тысяча двести пять геолого-технических мероприятий (ГТМ), при этом более сорока двух процентов мероприятий (пятьсот одиннадцать ед.) проведено в 2011-2015 годы. Распределение выполненных объемов мероприятий по количеству и в процентном соотношении за период 1991-2015 годы показано на рисунке 12 [3].

В 2011-2015 года, на месторождении проводились такие виды как приобщения и переводы на вышележащий горизонт (Пи-П или ПВЛГ), вывод из бездействующего фонда (БД), водоизоляционные и ремонтно-изоляционные работы (ВИР и РИР), ввод новых скважин, за-резка боковых стволов (ЗБС), оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин, гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойных зон скважин (ОПЗ и ликвидация аварий (ЛА) [4].

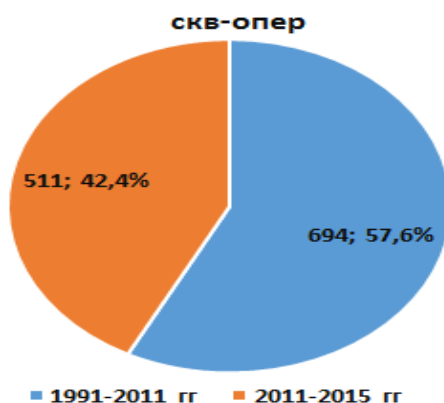


Рисунок 12 – Распределение объемов ГТМ за период 1991-2015 годы.

Наибольшее количество мероприятий повышения добычи нефти за последние пять лет (2011-2015 годы) выполнено по следующим видам (рисунок

13) [4]:

- Переводы и приобщения – сто шестьдесят восемь скважин.-опер. или тридцать две целых пять десятых процента;
- ГРП – сто тридцать три скважины.-опер. или двадцать шесть процентов;
- Оптимизация – восемьдесят девять скважин.-опер. или семнадцать целых четыре десятых процента;
- Бурение – пятьдесят девять скважин.-опер. или одиннадцать целых пять десятых процента (в т.ч. 46 новых скважин и 13 ЗБС).

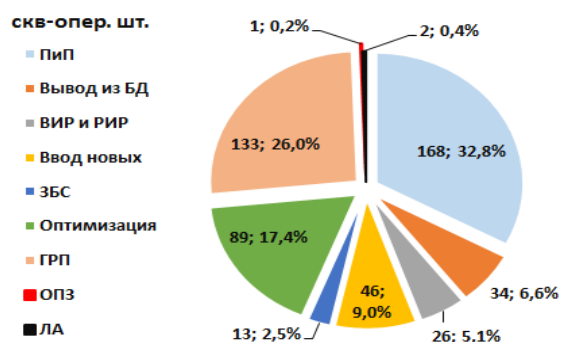


Рисунок 13 – Распределение количества по видам за 2011-2015 гг.

Суммарная дополнительная добыча нефти от всех выполненных работ без учета переходящего эффекта за 2011-2015 гг. составляет 1019 тыс. т. Распределение эффективности по ГТМ представлено на рисунке 14

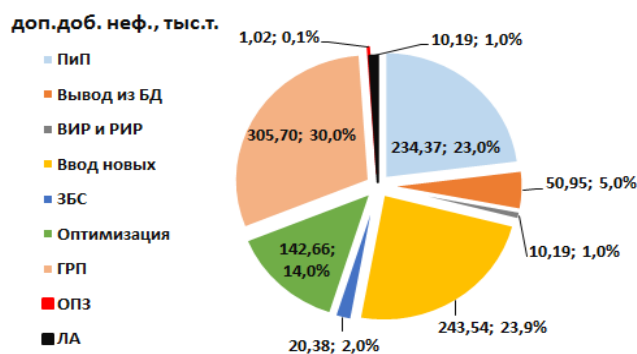


Рисунок 14 – Распределение эффективности по видам за 2011-2015 годы.

Наибольшая дополнительная добыча нефти получена за счет ГРП (триста пять целых семь десятых тысяч тонн или тридцать процентов от общей дополнительной добычи от ГТМ), наименьшая – от ОПЗ (одна целая две сотых тысяч тонн или ноль целых одна десятая процентов от общей дополнительной

добычи ГТМ (см. рисунок 14). Такое распределение согласуется с количеством проведенных работ по видам [4].

В целом по приростам дебита нефти от в 2015 года, в сравнении с 2011 годом, отмечено снижение более чем в полтора раза – однадцать целых три десятых процента тонн в сутки в сравнении с восемнадцатью целых восемь десятых тонн в сутки нефти соответственно (рисунок 15). Это связано с выработкой запасов нефти и тем, что повторные методы на одних и тех же скважинах дают более меньшие приросты, по сравнению с первыми разами. В динамике, показанной на рисунке 15 мероприятие, ликвидация аварии (ЛА) не рассматривается, т.к. это мероприятие можно условно отнести к рассматриваемым методам, потому что это мероприятие проводится вынужденно и направлено не на увеличение добычи нефти, а на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования. ГТМ – это заранее планируемые мероприятия, под которые целенаправленно подбирают скважины-кандидаты [4].

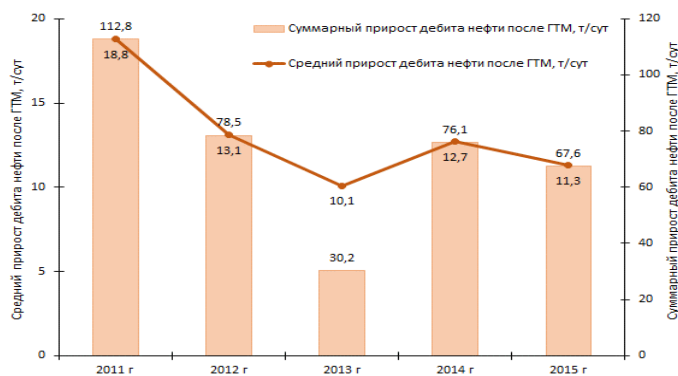


Рисунок 15 – Динамика среднего прироста дебита нефти после ГТМ

3.1.2 Подробный анализ эффективности ГТМ за 2011-2015 годы

На месторождении максимальные среднегодовые приросты по нефти за период 2011-2015 годы, получены при вводе новых скважин – в среднем тридцать шесть целых три десятых тонн в сутки, эффективность зарезки боковых стволов составляет шестнадцать целых две десятых тонны в сутки, после ГРП в среднем по месторождению получено тринадцать целых одна

десятая тонны в сутки нефти [4]. Динамика среднегодовых и суммарных приростов дебита нефти по видам ГТМ (в тоннах в сутки) за период 2011-2015 года. на Ван-Еганском месторождении представлены в таблице 9.

Мероприятие	т/сут						
	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	Средне е	Сумм а
Ввод новых скважин	48	24,8	-	43	29,4	36,3	145,2
ЗБС	17,8	-	-	-	14,7	16,2	32,5
ГРП	10,7	12,2	16,3	14,8	11,4	13,1	65,4
ПиП	13,8	17,9	8,9	9,2	7,5	11,5	57,3
ОПЗ	-	-	-	6,1	-	6,1	6,1
Оптимизация	11,2	5,8	5	3,7	-	6,4	25,7
Вывод из БД	11,3	13,6	-	-	3,6	9,5	28,5
ВИР и РИР	-	4,2	-	-0,7	1	1,5	4,5
Средний прирост дебита нефти после МПДН, т/сут	18,8	13,1	10,1	12,7	11,3	12,6	66
Суммарный прирост дебита нефти после МПДН, т/сут	112,8	78,5	30,2	76,1	67,6	100,6	-

Таблица 9 – Динамика среднегодовых приростов дебита нефти по видам ГТМ

Распределение приростов дебита нефти после ГТМ по видам за период 2011-2015 годы. показано на рисунке 16. За период 2011-2015 года. наибольший средний и суммарный прирост дебита нефти после мероприятий обеспечили –

ввод новых скважин – тридцать шесть целых три десятых тонны в сутки и сто сорок пять целых две десятых тонн в сутки соответственно, наименьший – РИР –

четыре целых пять десятых тонн в сутки соответственно. Причем ввод новых скважин по количеству проведенных мероприятий составил сорок шесть скважин-опер. из пятисот одиннадцати скважин. или девять процентов от общего количества проведенных мероприятий за период 2011-2015 годы. По среднему приросту период на втором месте ЗБС (60,2 тонны в сутки), по суммарному – ГРП (65,4 тонн в сутки). На 3-м месте по среднему приросту дебита нефти – ГРП (30,1 тонн в сутки), по суммарному приросту дебита нефти – перевод и приобщение (57,3 тонны в сутки). Причем количество мероприятий по ЗБС за рассматриваемый период составило – тринадцать скважин-опер. или два с половиной процента, ГРП – сто тридцать три скважины-опер. или двадцать шесть процентов, перевод и приобщение – сто шестьдесят восемь скважин-опер. или тридцать две целых девять десятых процентов. Таким образом, из проведенного анализа можно сделать вывод, что самыми эффективными мероприятиями по критериям количество скважин-опер. – прирост дебита нефти: на первом месте – ввод новых скважин, на втором месте – ЗБС, на третьем – ГРП [4].

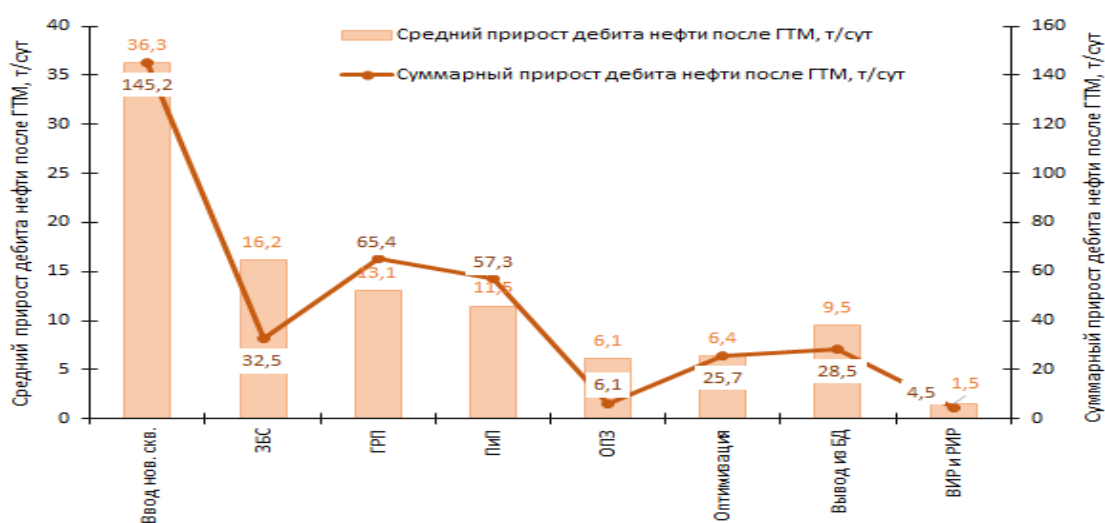


Рисунок 16 – Распределение приростов дебита нефти после ГТМ по видам за период 2011-2015 годы.

Распределение динамики изменения дебита нефти после мероприятия по видам ГТМ за период 2011-2015 годы. по месторождению в целом показано на рисунке 17. Там видно, что в динамике по годам с 2011 г. по 2015 г. основную долю по приростам среднегодового дебита нефти от суммарной величины за год определяет мероприятие по вводу новых скважин в работу из бурения, и лишь в 2013 г. более половины от суммарного среднегодового дебита нефти (16,3 т/сут или 54 %) составляет прирост после ГРП, т.к. ввод новых скважин в этом году не проводился. На втором месте определились ЗБС в 2011 г. (17,8 т/сут или 15,8 %) и 2015 (14,7 т/сут или 21,7 %) г., в 2012-2014 гг. ЗБС не проводился. В 2011 г. ГРП характеризуется самыми низкими приростами среднегодовых дебитов нефти (10,7 т/сут или 9,5 %) от суммарного в этом году, на третьем месте – ПиП (13,8 т/сут или 12,2 %) [4].

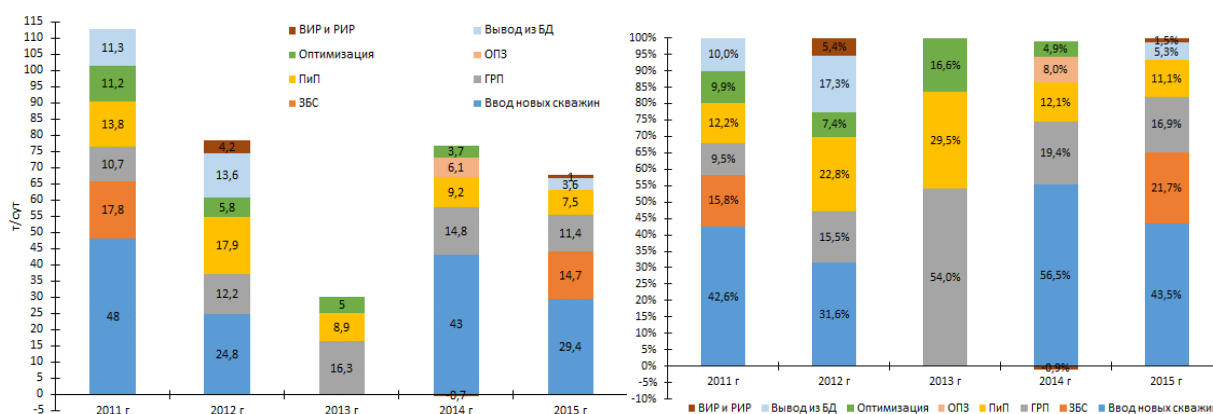


Рисунок 17 – Динамика распределения изменения дебита нефти после мероприятия по видам ГТМ

В 2012 г. на втором месте определились ПиП, на третьем – вывод из БД, ГРП лишь на четвертом месте. В 2013 г. обозначились самые низкие как средние, так и суммарные приросты дебитов нефти, т.к. были проведены всего лишь мероприятия по ГРП, ПиП и оптимизация. В 2014 г. на втором месте ГРП (14,8 т/сут или 19,4 %), на третьем – ПиП (9,2 т/сут или 12,1 %). В 2015 г. ГРП на третьем месте (11,4 т/сут или 21,7 %) [4].

Проведем оценку эффективности ГТМ по видам на месторождении в целом по следующим критериям – удельная дополнительная добыча нефти от

мероприятия (дополнительная добыча нефти на 1 скв.-опер.) и удельный прирост дебита нефти после мероприятия (прирост дебита нефти на 1 скв.-опер.). Распределение видов ГТМ по этим критериям представлено в таблице 10.

Мероприятие	Кол-во скв.-опер., шт.	Удельный прирост дебита нефти		Удельная дополнительная добыча нефти
		Среднее	Сумма	Суммарная
		т/сут/скв.-опер.	т/сут/скв.-опер.	тыс.т./скв.-опер.
Ввод новых скважин	46	0,79	3,16	5,29
ЗБС	13	1,25	2,50	1,57
ГРП	133	0,10	0,49	2,30
ПиП	168	0,07	0,34	1,40
ОПЗ	1	6,10	6,10	1,02
Оптимизация	89	0,07	0,29	1,60
Вывод из БД	34	0,28	0,84	1,50
ВИР и РИР	26	0,06	0,17	0,39

Таблица 10 – Распределение видов ГТМ по удельным показателям эффективности на за период 2011-2015 гг.

Из данных таблицы 10 видно, что по удельному приросту дебита нефти после проведения мероприятий, приходящегося на одну скважино-операцию, лидирует ОПЗ: 6,1 т/сут/скв.-опер. как среднегодовой, так и суммарный за период 2011-2015 гг. Самые низкие показатели за рассматриваемый период по

операциям ВИР и РИР – 0,06 т/сут/скв.-опер. (средний удельный прирост дебита нефти) и 0,17 т/сут/скв.-опер. (суммарный прирост дебита нефти). По суммарной удельной дополнительной добыче нефти самый высокий показатель по мероприятиям ввод новых скважин – 5,29 тыс.т./скв.-опер., самый низкий – по ВИР и РИР (0,39 тыс.т./скв.-опер.), ГРП – на втором месте – 2,3 тыс.т./скв.-опер. Проводятся и основные виды ремонтов по смене насосного оборудования на более производительное – оптимизация (89 скв.-опер.). Также основную долю в дополнительной добыче нефти от ГТМ определяет ввод новых скважин в работу (46 скв.-опер. обеспечили 23,9 % от общей дополнительной добычи нефти после ГТМ) [4]. С целью стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводнения пластов в последние годы на Ван-Еганском месторождении применяются мероприятия, влияющие на продуктивность скважин и нефтеотдачу. Одним из наиболее эффективных методов воздействия и восстановления продуктивности пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который позволяет не только интенсифицировать добычу нефти, но и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти слабопроницаемых коллекторов. На Ван-Еганском месторождении гидравлический разрыв пласта проводили сервисные различные компании, в том числе и Halliburton. По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП [3].

За период с 2005 г. по 2015 г. на Ван-Еганском месторождении было проведено 183 гидроразрыва пласта с мгновенным эффектом (т. е. сразу после вывода на режим), суммарный прирост дебита нефти по которому составил – 4067,6 т/сут или 22,3 т/сут на 1 скв.-опер., основной жидкостью разрыва является вода, что составляет 81 % от общего объема закачиваемой жидкости при ГРП, среднее давление при разрыве составляет 35,2 МПа [4]. Основная доля мгновенного прироста после ГРП приходится на группу пластов БВ₃₋₁₁, что составляет в сумме – 2246,9 т/сут или 27,4 т/сут на 1 скв.-опер, по группе пластов БВ₀₋₂ прирост составляет – 721,1 т/сут или 15,3 т/сут на 1 скв.-опер., по объекту ЮВ₁ мгновенный эффект составляет в сумме – 581,1 т/сут или 22,3

т/сут на 1 скв.-опер., по группе ачимовских залежей БВ₁₆₋₂₁ прирост составляет 518,5 т/сут или 18,5 т/сут на 1 скважину. Распределение результатов мероприятий по ГРП с мгновенным эффектом за период 2005-2015 гг. по объектам разработки Ван-Еганского месторождения показаны в таблице 11 и на рисунке 19. Главное из ГТМ является ГРП (133 скв.-опер.), который в основном сопровождается приобщением пластов и переходом на другой горизонт (168 скв.) [4].

Объект	Суммарный прирост дебита по нефти, т/сут	Удельный прирост дебита по нефти, т/сут	Кол-во скв.-опер., шт.
БВ ₀₋₂	721,1	15,3	47
БВ ₃₋₁₁	2246,9	27,4	82
БВ ₁₆₋₂₁	518,5	18,5	28
ЮВ ₁	581,1	22,3	26
Итого	4067,6	22,3	183

Таблица 11 – Распределение результатов мероприятий по ГРП с мгновенным эффектом за период 2005-2015 гг. по объектам разработки Ван-Еганского месторождения.

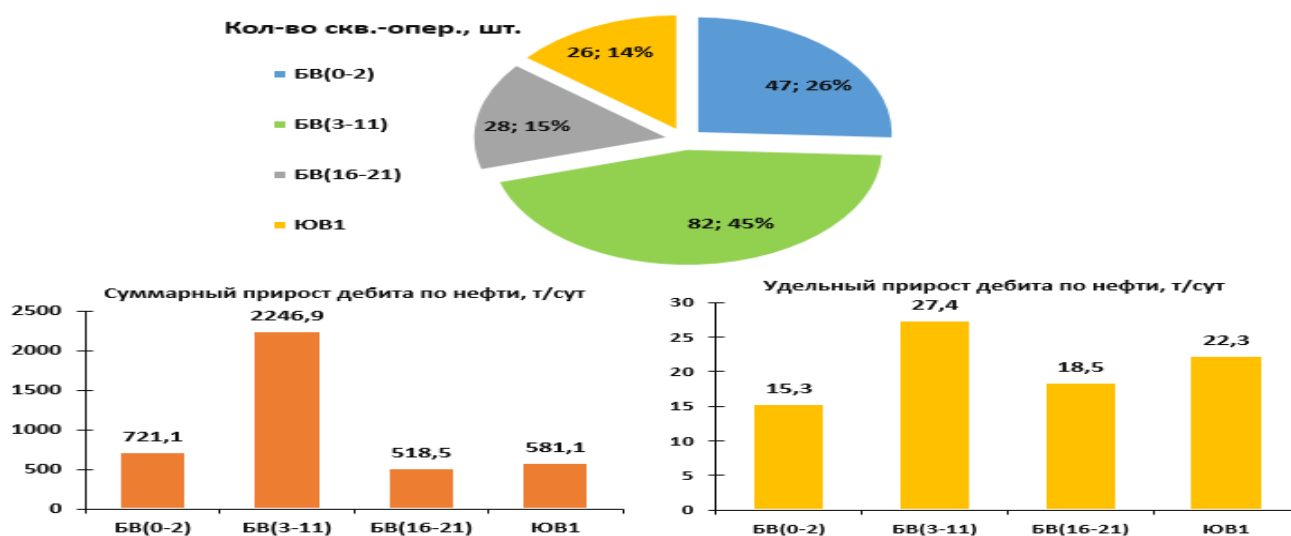


Рисунок 19 – Распределение результатов ГРП с мгновенным эффектом за период 2005-2015 гг. по объектам разработки Ван-Еганского месторождения

Таким образом по рассматриваемым показателям самые эффективные мероприятия – ОПЗ по удельным средним и суммарным приростам дебита нефти после проведения операции, наименее успешные ВИР и РИР. По удельной дополнительной добычи нефти самые эффективные – ввод новых скважин и ГРП, наименее успешные – ВИР и РИР [4].

3.2 Эффективность ГТМ в 2009 году на пласте ЮВ₁

В следующих подразделах рассмотрим для сравнения анализ эффективности проводимых ГТМ на пласте ЮВ₁ в 2009 и 2015 годах.

В 2009 году было выполнено пять мероприятий на простаивающем фонде по четырем скважинам (три добывающие и одна нагнетательная) – изоляция пластов БВ₅+ЮВ₁² с переводом из нагнетательной в нефтяную, переходом на ЮВ₁¹ и проведение ГРП на нем по скважине № 3461 в декабре 2008 г. - январе 2009 г., ликвидация аварии УЭЦН по скважине № 3619 в декабре 2018 - январе 2009 г., и два мероприятия по оптимизации технологических режимов работы – смена спущенного ЭЦН на более производительный по скважинам № 3625 в апреле 2009 г. и по № 4014 в ноябре 2009 г. Все ГТМ проведены на пласте ЮВ₁¹ [5].

Согласно промысловым данным краткая информация по проведенным мероприятиям на пласте ЮВ₁ Ван-Еганского месторождения в 2009 г. сведена в таблицу 12.

№ скв.	Дата остановки	Дата запуска	Разрабат. пласт	Фонд	Мероприятие	Выполненные работы
3461	03.12.08	18.01.09	ЮВ ₁ ¹	ППД, простой	ГРП	Изоляция БВ ₅ и ЮВ ₁ ² , переход

						на ЮВ ₁ ¹ , ГРП
3619	09.12.08	27.02.09	ЮВ ₁ ¹	б/д прошлых лет	ЛА	Извлечение аварийного ЭЦН
3625	17.04.09	23.04.09	ЮВ ₁ ¹	текущий простой	Оптимизи- зация	Смена ЭЦН
4014	23.11.09	29.11.09	ЮВ ₁ ¹	текущий простой	Оптимизи- зация	Э-125-1800- 2156 на Э-240- 2000-2190

Таблица 12 – Краткая характеристика скважин с ГТМ за 2009 г.

Как показывает анализ данных таблицы 12, что три из четырех проведенных ГТМ по пласту ЮВ₁¹ в 2009 г. одиночные – проводится только одно мероприятие в каждой скважине (3 скв.-опер. или 75 % от общего количества операций за этот период). Ликвидацию аварии на скважине № 3619 можно условно считать мероприятием по повышению добычи нефти, если рассматривать эту скважину одиночно т.к. его проводят вынужденно, а не за ранее запланировано и никакого дополнительного воздействия на пласт не оказывают. Если это мероприятие рассматривать в разрезе работы всего пласта за 2009 год, то конечно же это привело к увеличению годовой добычи нефти, т.е. дополнительно полученной в результате запуска скважины в работу из бездействия [5].

Рассмотрим технологический режим работы анализируемых скважин до и после проведения на них ГТМ в 2009 году. Основные данные по технологическому режиму каждой скважины по пласту ЮВ₁¹ представлены в таблице 13, усредненные основные технологические параметры работы по всем скважинам показаны на рисунке 20 [5].

№	Режим до мероприятия	Режим после мероприятия на дату запуска
---	----------------------	---

скв.	Дебит нефти и qh, т/сут	Обводненность %, обв.	Дебит жидкости qж, т/сут	Плат	СЭ	Выход на реж., сут.	Дебит нефти и qh, т/сут	Обводненность %, обв.	Дебит жидкости qж, т/сут	Плат
3461	0	0	0	ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	14	2,6	96,4	71,5	ЮВ ₁ ¹
3619	0	0	0	ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	2	7,0	95,4	150,5	ЮВ ₁ ¹
3625	29,8	64,4	83,6	ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	8	33,1	64,4	93,0	ЮВ ₁ ¹
4014	90,7	1,5	92,0	ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	2	90,5	1,6	92,0	ЮВ ₁ ¹
Сред.	30,1	16,5	43,9	-	-	-	33,3	64,45	101,75	-

Таблица 13 – Технологический режим работы скважин с ГТМ за 2009 г.

В среднем проведенные мероприятия дали положительный эффект по приросту дебита нефти (+10,6 %) на момент запуска по каждой скважине, но и обводненность после мероприятий в среднем на момент запуска возросла в 3,9 раз или на 290,6 % в относительном плане или на 48 % по разности [5].

Проанализируем основные показатели технологического режима работы скважин после проведения на них ГТМ по состоянию на 01.01.2010 г. Данные представлены в таблице 14.

№ скв.	Технологические параметры работы скважин
--------	--

	СЭ	Дни работы за год, сут	Дебит нефти, qn, т/сут	Обводне нность, пв, %	Дебит жидк- кости, qж, т/сут	Пласт
3461	ЭЦН	85	1,5	97,1	51,0	ЮВ ₁ ¹
3619	ЭЦН	308	18,2	86,3	132,5	ЮВ ₁ ¹
3625	ЭЦН	248	31,0	65,4	89,7	ЮВ ₁ ¹
4014	ЭЦН	33	102,4	7,9	111,1	ЮВ ₁ ¹
Сред.	-	674	24,9	76,4	105,4	

Таблица 14 – Технологический режим работы скважин после проведения мероприятий по состоянию на 01.01.2010 г.

Из анализа представленных в таблице 14 данных можно сделать выводы, что на конец 2009 года по двум скважинам снизился дебит нефти на 1,1 т/сут (№ 3461) и 2,1 т/сут (№3625), а №№ 3619 и 4014 – увеличился на 11,2 и 11,9 т/сут соответственно. При этом обводненность продукции увеличилась на 0,7, 1 и 6,3 % по трем скважинам – №№ 3461, 3625 и 4014 соответственно. Также очевидно, что по скважинам №№ 3461 и 3625 дебиты нефти снизились в следствие снижения притока из пласта нефти, что коррелируется со снижением дебитов жидкости на 20,5 и 3,3 т/сут и малым увеличением обводненности – пласт стал хуже работать.

По скважине № 3619 повышение дебита по нефти на конец 2009 г. связано с увеличением только притока из пласта нефти, что обосновывается снижением обводненности на 9,1 % и уменьшением дебита по жидкости на 18 т/сут, т.е. попутной воды в скважину стало поступать меньше, а нефти в потоке больше. По скважине №4014 увеличение дебита нефти связано и с увеличением притока нефти, и попутно-добываемой воды из пласта, т.к. обводненность возросла, а

дебит по жидкости увеличился. Изменение параметров по скважинам сведено в таблицу 15 [5].

№ скв.	на 01.01.2010 г.-на дату запуска			на 01.01.2010 г.-до МПДН		
	qn, т/сут	% воды	qж, т/сут	qn, т/сут	% воды	qж, т/сут
3461	-1,1	+0,7	-20,5	+1,5	+97,1	+51,0
3619	+11,2	-9,1	-18,0	+18,2	+86,3	+132,5
3625	-2,1	+1,0	-3,3	+1,2	+1,0	+6,1
4014	+11,9	+6,3	+19,1	+11,7	+6,4	+19,1
Средне е	-8,4	+12,0	+3,7	-5,2	+59,9	+61,5

Таблица 15 – Изменение параметров ТР по анализируемым скважинам

В целом по состоянию на 01.01.2010 г. усредненные технологические показатели ухудшились относительно значений до проведения ГТМ – дебит по нефти снизился на 5,2 т/сут, обводненность увеличилась на 60 % при повышении дебита жидкости на 61,5 т/сут, что говорит о увеличении добычи попутной воды из пласта ЮВ₁ по рассматриваемым методам (рисунок 21).

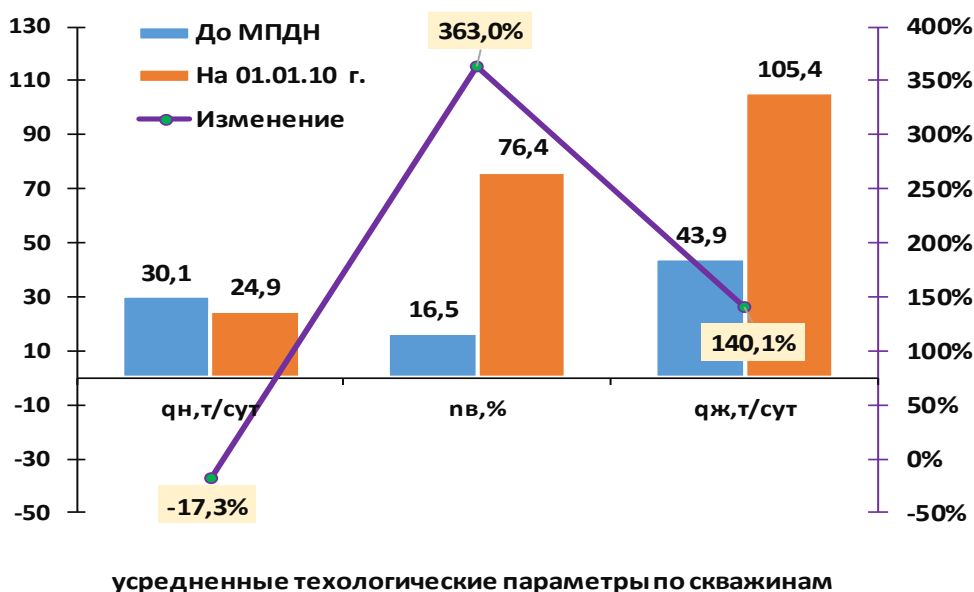
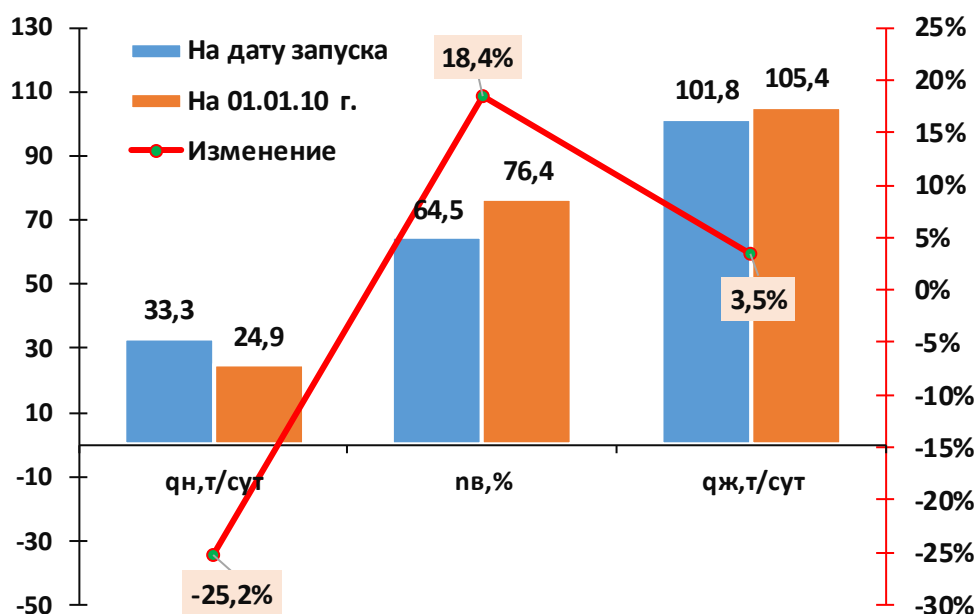


Рисунок 21 – Сравнение технологических параметров по скважинам

В целом по состоянию на 01.01.2010 г. усредненные технологические показатели ухудшились относительно значений до на дату запуска скважин – дебит по нефти снизился на 8,4 т/сут, обводненность увеличилась на 11,9 % при повышении дебита жидкости на 3,6 т/сут, что говорит о увеличении добычи попутной воды из пласта ЮВ₁ по рассматриваемым методам (рисунок 22) [5].



усредненные технологические параметры по скважинам

Рисунок 22 – Сравнение технологических параметров скважин

Таким образом можно сделать вывод, что по технологическим режимным параметрам добывающих скважин на 01.01.2010 г. наиболее эффективным оказалось мероприятие по ликвидации аварии и запуску в работу бездействующую скважину №3619, т.к. за 10 месяцев после запуска дебит по нефти увеличился в 2,6 раз при наибольшем уменьшении обводненности. Наименее эффективным – оптимизация режима работы по скважине №3625, т.к. за 8 месяцев после запуска произошло наибольшее снижение дебита по нефти.

Суммарные показатели эффективности с начала 2009 г. от проведенных ГТМ по каждой скважине и в среднем по пласту ЮВ₁¹ по состоянию на 01.01.2010 г. сведены в таблицу 3.8.

Из представленных в таблице 3.8 данных видно, что по состоянию на 01.01.2010 г. наименьшим среднегодовым приростом дебита нефти

характеризуется скважина № 3461 (+1,46 т/сут), наибольшим – скважина № 3619 (+18,2 т/сут). Наибольшей величиной наколенной добычи нефти (базовая + от ГТМ) обладает скважина № 3625 (7688 тонн), наименьшей – скважина № 3461 (124 тонны). Самым большим эффектом по нефти (накопленная дополнительная добыча нефти за 2009 г. от ГТМ) характеризуется скважина № 3619 (+5609 тонны), наименьшим эффектом по нефти – скважина 3461 (+124 тонны). По скважине № 4014 на конец 2009 года получен отрицательный эффект – -138 тонн. (потери нефти), который связан с особенностями режима работы этой скважины – периодический (работа-накопление) и малым общим временем ее эксплуатации на дату анализа с момента запуска (33 сутки). Скважина № 3619 обеспечила 78 % от накопленной дополнительной добычи нефти (Эффект Qн) после ГТМ по пласту ЮВ₁¹ за 2009 г. [5].

№ скв.	Показатели эффективности на 01.01.2010 г.							
	Прирост Qн, т/сут	Прирост Qж, т/сут	Потери нефти на остановку, тыс.т.	Потери жидкости на остановку скв., тыс.т.	Эффект по нефти Qн, тыс.т.	Эффект по жидк. Qж, тыс.т.	Добыча нефти Qн, тыс.т.	Добыча жидк. Qж, тыс.т.
3461	1,459	51,000	0,000	0,000	0,124	4,335	0,124	4,335
3619	18,211	132,458	0,000	0,000	5,609	40,797	5,609	40,797
3625	7,169	7,645	0,177	0,502	1,601	1,394	7,688	22,251
4014	12,303	19,364	0,544	0,552	-0,138	0,087	3,379	3,667
Среднее	11,700	70,700	0,721	1,054	7,196	46,613	16,800	71,050

Таблица 16 – Итоговая эффективность ГТМ по пласту ЮВ₁¹ за 2009 г.

Общая накопленная добыча нефти по анализируемым скважинам (базовая + после применения на них ГТМ) составила 16800 т., дополнительная накопленная добыча нефти после проведения мероприятий (эффект) составила 7196 т. или 42,8% за 2009 г., т.е. без применения этих методов эти скважины могли бы добыть 9604 т. нефти без учета падения по ним дебитов [4].

Всего суммарно по пласту ЮВ₁¹ за 2009 год было добыто 119679 тонн нефти, т.е. скважины с проведенными ГТМ обеспечили +14 % от общей годовой добычи нефти из всех добывающих скважин пласта, если сравнивать по дополнительной добыче (эффект от применения ГТМ), то они обеспечили прирост +6 % от общей суммарной годовой добычи нефти из всех добывающих скважин.

Распределение по пласту ЮВ₁¹ за 2009 г. общей и базовой добычи нефти по всем скважинам, а также по скважинам с ГТМ показано на рисунке 23 [4].

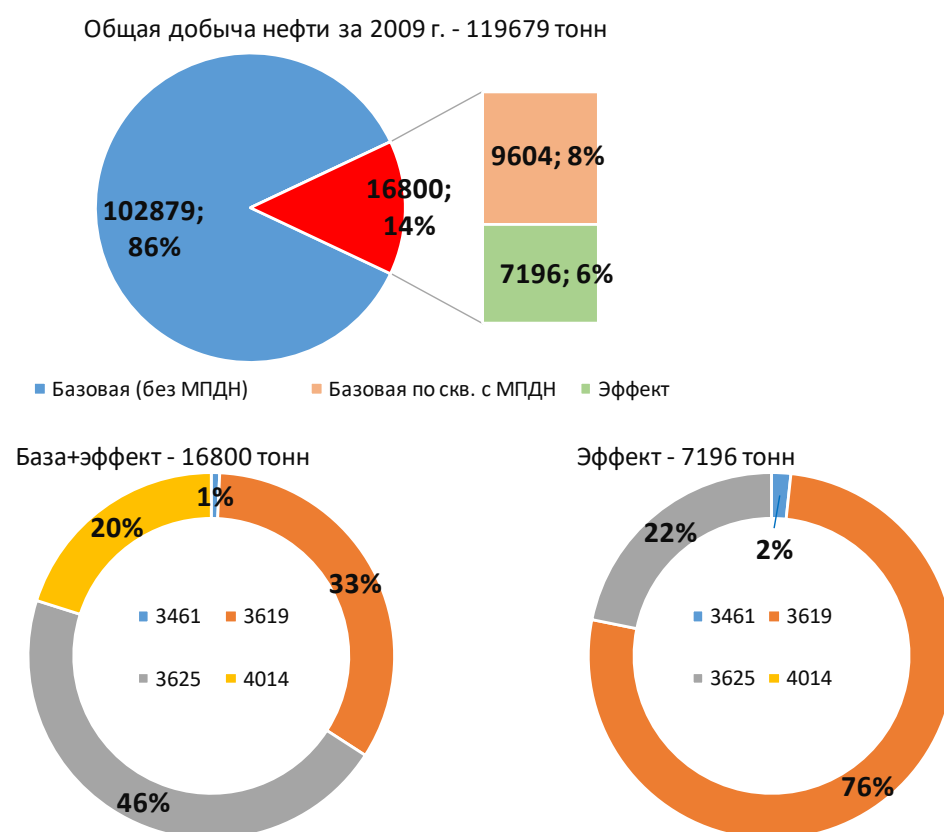


Рисунок 23 – Распределение добычи нефти по пласту ЮВ₁¹ за 2009 г.

Не смотря на применение мероприятий на четырех скважинах, которые в итоге позволили дополнительно добыть 6 % от общей добычи по ЮВ₁¹ за 2009 г. она продолжала снижаться в течение всего года по причине падения

среднесуточных дебитов нефти и увеличения обводненности продукции скважин, а также малого количества применяемых методов и их низкой эффективности в целом. Как показал анализ по одной скважине (№4014) по итогам года получен отрицательный эффект из-за малой ее работы в отчетном году и не постоянного режима работы, по второй (№3169) – маленький эффект (124 тонны) и 24 % отработанного времени за год с последующей остановкой и переводом в мае на другой пласт [5]. В связи с этим общая эффективность выполненных ГТМ в 2009 г. составляет 50 %. Удельная эффективность (на 1 скважину) равна – 1799 т/скв, но нужно понимать, что это очень условный показатель, т.к. одно мероприятие по одной скважине из четырех обеспечило 76 % от всей накопленной дополнительной добычи нефти [4]. Динамика изменения средних технологических показателей работы по всем добывающим скважинам пласта ЮВ₁¹ представлена на рисунке 24 [4].

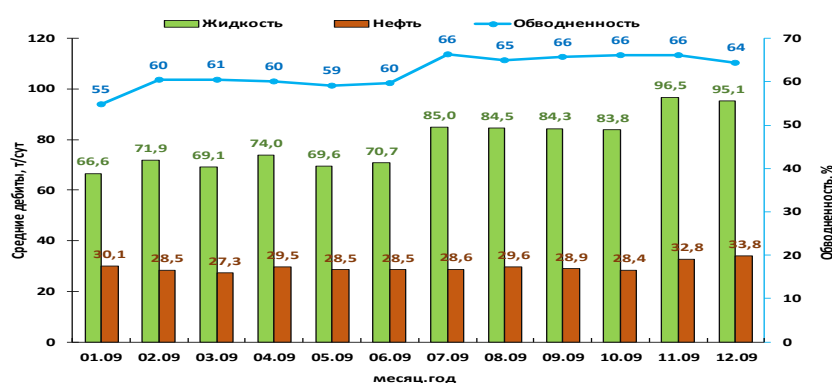


Рисунок 24 – Динамика изменения средних технологических показателей работы по всем добывающим скважинам пласта ЮВ₁¹

По итогам выполненных ГТМ в 2009 году можно сказать, что по эффективности (дополнительная добыча нефти) они позволили повысить добычу в течение всего года работы пласта, т.к. без учета эффекта по анализируемым четырем добывающим скважинам она была бы меньше на эту величину (рисунок 25).

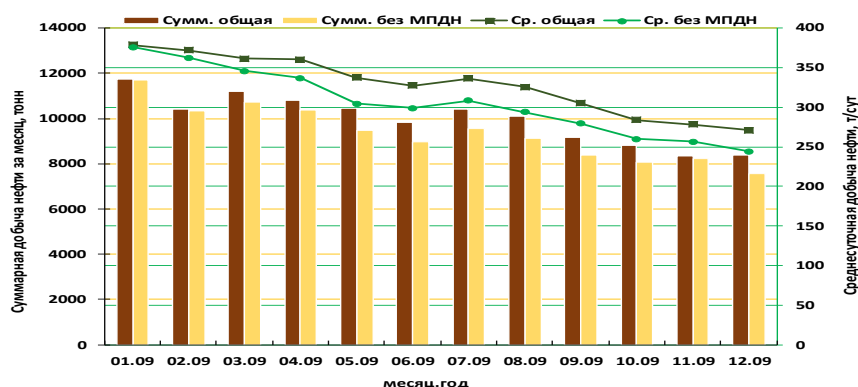


Рисунок 25 – Динамика добычи нефти по всем скважинам пласта ЮВ₁¹

3.3 Эффективность ГТМ в 2015 году на пласте ЮВ₁

В 2015 году было выполнено всего 19 мероприятий на 13 скважинах (4 новые скважины): 15 на бездействующем и простаивающем добывающем фонде скважин и 4 по вводу новых скважин из бурения. В девяти скважинах (в т.ч. 1 новая) был проведен ГРП, в четырех приобщение другого пласта к ЮВ₁ (укрупнение объекта разработки), на одной перфорация, на одной ЗБС (наклонный ствол). Характеристика и информация по скважинам, на которых были проведены ГТМ в 2015 г. сведены в таблицу 17 [5].

№ скв.	Категория фонда	Мероприятие	Выполненные работы	Примечание	Проект
9224	освоение	Ввод новых с ГРП	ПВР ЮВ ₁ ² , Спуск ГРП, ЭЦН.	ННС	Бурение МБУ
8020	б/д. прошлых лет, нефтяной	ГРП	Приобщение пл. БВ ₁₈₋₁₉ с ГРП		ГРП на ДФ
9105	текущий простой	ГРП	Приобщение пл. БВ ₁₆₋₁₇ с ГРП		ГРП на ДФ

9258	из бур. в работу	Ввод новых	Освоение, запуск фонтаном, шт 10мм	ГС	Бурение МБУ
3576	б/д. текущих лет, нефтяной	ГРП	ГРП		ГРП на ДФ
3028	текущий простой	ГРП	ГРП		ГРП на ДФ
9255	из бур. в работу	Ввод новых	Спуск ЭЦН	ННС	Бурение МБУ-1
9223	текущий простой	ГРП	ГРП		ГРП на ДФ
3528	б/д. текущих лет, нефтяной	ГРП	ГРП		ГРП на ДФ
9256	из освоения в работу после бурения	Ввод новых	Освоение, спуск ЭЦН	ННС	Бурение МБУ

Таблица 17 – Характеристика и информация по скважинам с ГТМ в 2015 г.

Из анализа данных таблицы 17 следует, что применяемые методы, проведенные на пласте ЮВ₁ в 2015 г. на 50 % комплексные – проводится 2 мероприятия на одной и той же скважине (6 скважин.) Это делается для усиления эффекта – увеличение дебита по нефти и в конечном счете дополнительной добычи нефти, как самого важного показателя технологической эффективности [8,9].

Распределение мероприятий выглядит следующим образом [5]:

- Только ГРП – 4 скв.-опер.;
- ГРП после бурения – 1 скв.-опер.;

- Приобщение других пластов к ЮВ₁ с ГРП – 4 скв.-опер. + 4 скв.-опер.;
- Ввод новых скважин – 4 скважины (3 наклонные и 1 горизонтальная);
- Переход с вышележащих пластов на ЮВ₁¹ с зарезкой бокового наклонно-направленного второго ствола – 1 скв.-опер. + 1 скв.-опер.

Все эти методы были проведены по не действующему фонду скважин:

- новые скважины – 4 ед., в том числе: из освоения в работу – 2 скважины, из бурения в работу без освоения – 2 скважины;
- бездействующие – 4 скважины;
- простаивающие – 5 скважин.

Самым массово применяемым методом ПДН в 2015 году является проведение ГРП (девять скв.-опер. на девяти скважинах) – 69 % от всех скважин и 47 % от всех мероприятий.

Рассмотрим технологический режим работы анализируемых скважин до и после проведения на них ГТМ в 2015 году. Основные данные по технологическому режиму каждой скважины по пласту ЮВ₁¹ представлены в таблице 18 [5].

№ скв.	Технологические параметры режима работы скважин					
	Дата остановки ч.м.г.	Разрабатываемые пласты	Дебит нефти q _н , т/сут	Дебит воды q _в , т/сут	обвод., %	Дебит жидкост и q _ж , т/сут
9224	-	-	-	-	-	-
9105	7.12.14	БВ ₁₀ ² + ЮВ ₁ ²	14,8	17,7	54,3	32,2
3576	12.01.15	ЮВ ₁ ²	5,3	1,2	15,6	6,5
9255	-	-	-	-	-	-
9501	19.10.15	ЮВ ₁ ¹	3,1	29,2	90,3	32,3

638	03.05.15	БВ ₃ + БВ ₆	0,6	521,7	99,8	522,4
Итого:			4,7	72,2	71,6	76,7

Таблица 18 – Технологический режим работы скважин до проведения ГТМ в 2015 году

Из анализа промысловых данных (таблица 18) следует, что 8 из 9 рассматриваемых скважин являются низкодебитными (до 5 т/сут по нефти) до проведения на них ГТМ, 5 скважин являются высокообводненными (более 75 %), одна работала на предельной обводненности (№638), одна малой обводненности (№3576) и две средне обводненные (№8020 и 9105). В среднем эти скважины характеризуются низким дебитом по нефти и умеренной обводненностью [5].

Рассмотрим технологический режим работы анализируемых скважин сразу после проведения методов и запуска их в работу – представлен в таблице 19.

№ скв.	Технологические параметры режима работы скважин						
	Дата запуска ч.м.г.	Пласт после МПДН	СЭ	Дебит нефти q _н , т/сут	Дебит воды q _в , т/сут	обвод., %	Дебит жидкости q _ж , т/сут
9224	18.01.15	ЮВ ₁ ²	ЭЦН	19,2	0,7	3,4	19,2
8020	09.01.15	ЮВ ₁ ¹ + БВ ₁₈₋₁₉	ФОН	25,1	14,4	36,6	39,7
9105	16.01.15	ЮВ ₁ ² + БВ ₁₀ ² + БВ ₁₆₋₁₇	ЭЦН	29,1	27,2	48,2	56,3
9258	14.01.15	ЮВ ₁ ²	ФОН	59,4	0,8	1,3	60,2

3576	05.03.15	ЮВ ₁ ²	ЭЦН	6,1	17,9	74,9	23,7
3528	25.08.15	БВ ₂₀₋₂₁ + ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	8,4	91,9	91,6	100,4
9049	26.08.15	БВ ₁₆₋₁₇ + БВ ₁₈₋₁₉ + ЮВ ₁ ¹ + ЮВ ₁ ²	ЭЦН	14,6	41,5	74,3	56,2
9501	25.11.15	БВ ₁₀ ² + ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	21,4	38,1	63,8	59,8
Итог:				22,6	22,2	44,3	44,7

Таблица 19 – Технологический режим работы скважин после выполнения ГТМ на дату запуска

Анализируя промысловые данные таблицы 19, можно сделать заключение, что 12 скважин после проведения на них ГТМ характеризуются как среднедебитные по нефти (6-100 т/сут) и 1 скважина (№638) как низкодебитная. Две скважины перешли в класс не обводненных (до 5%) – №№ 9224 и 9258, восемь скважин – среднеобводненные (25-75 %), две малообводненные (№ 9255 и 9256) и одна высокообводненная (№3528). Т.е. на дату запуска проведенные ГТМ положительно повлияли на технологический режим работы добывающих скважин – дебиты по нефти увеличились, обводненность снизилась [5].

Проведем анализ основных параметров технологического режима работы скважин после выполнения ГТМ на 01.01.2016 г. – таблице 20.

№ скв.	Технологические параметры режима работы скважин					
	СЭ	Дни работы за год, сут	Q _н , т/сут	Q _в , т/сут	обвод., %	Q _ж , т/сут
9105	ЭЦН	305	12,6	19,5	61,1	32,2

9258	ФОН	310	20,9	0,9	3,7	21,5
3576	ЭЦН	130	4,9	10,6	69,3	15,6
3028	ЭЦН	280	10,6	13,4	55,5	23,8
9255	ЭЦН	93	25,5	1,6	6,4	27,2
9223	ЭЦН	226	15,8	28,6	64,4	44,4
3528	ЭЦН	129	5,7	76,8	93,5	82,2
9049	ЭЦН	129	11,8	26,4	69,1	38,4
9501	ЭЦН	37	21,4	37,4	63,7	58,8
638	ЭЦН	34	3,6	4,3	54,6	7,9
9256	ЭЦН	6	32,7	7,5	18,6	40,2
Итог:		183	15,4	18,2	46,4	33,6

Таблица 20 – Технологический режим работы скважин после выполнения ГТМ на 01.01.2016 г.

Проводя анализ промысловых данных таблицы 20 видно, что после ГТМ по состоянию на 01.01.2016 г. в основном скважины (5 скважин) средне-дебитные и высокодебитные (5 скважин) по нефти, на 53,8 % (7 скважин) высоко-обводненные, 23,1 % скважин (3 скважины) средне-обводненные. Т.е. можно сделать заключение, что основные технологические параметры работы скважин ухудшились, что в принципе является вполне нормой, т.к. после проведения мероприятий происходит падение дебитов и возрастание обводненности продукции. В среднем показатели после проведения ГТМ на 01.01.2016 г. по рассматриваемым скважинам следующие: дебит нефти – 15,3 т/сут, обводненность 46,3 %, дебит жидкости – 33,4 т/сут [5].

На основе данных таблиц 3.10-3.12 проведем сравнение усредненных значений дебитов нефти, воды и жидкости, и обводненности до выполнения,

после проведения на дату запуска скважин в работу и по состоянию на 01.01.2016 г. (конец отчетного периода) по анализируемым скважинам с ГТМ пласта ЮВ₁ в 2015 г.

Усредненные основные технологические параметры режима работы по всем скважинам показаны на рисунке 26.

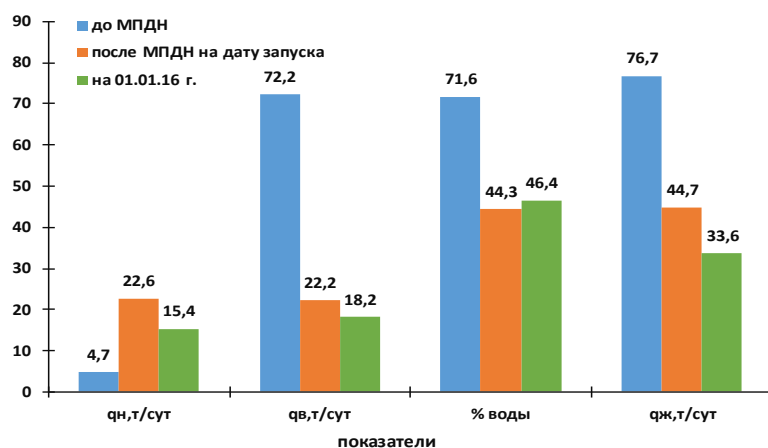


Рисунок 26 – Усредненные технологические параметры по скважинам

Также на основе данных таблиц 3.10-3.12 выполнен сравнительный анализ изменения усредненных значений дебитов и обводненности до выполнения, после проведения и по состоянию на 01.01.2016 г. на рассматриваемых скважинах с ГТМ по пласту ЮВ₁ в 2015 г., результаты показаны на рисунке 27 [5].

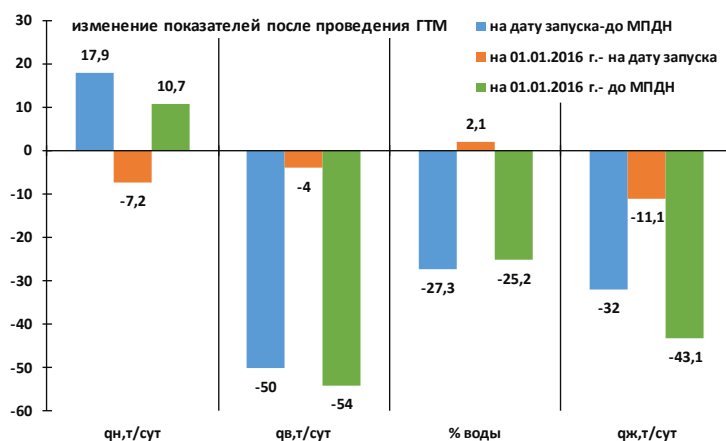


Рисунок 27 – Изменение усредненных основных технологических параметров работы скважин за 2015 год

Из рисунка 27 видно, что проведенные методы повлияли на увеличение дебитов нефти при снижении дебитов воды, а значит и жидкости и на уменьшение обводненности, поэтому проведенные мероприятия можно скорее

всего классифицировать как методы увеличения нефтеотдачи, т.к. при интенсификации добычи нефти происходит в основном увеличение дебита нефти за счет повышения притока нефти из пласта и дебита жидкости, за счет увеличения притока воды из пласта, т.е. увеличения обводненности, или при неизменной обводненности [10,11].

Также заметно, что технологические параметры работы скважин сразу же на дату их запуска (скважины выведены на постоянный режим работы) лучше, чем на конец 2015 года в сравнении с аналогичными показателями до ГТМ. Это также очевидно, т.к. после запуска дебиты нефти падают, а обводненность может увеличиваться и/или снижаться, также, как и дебит по жидкости [5].

Суммарные показатели эффективности с начала 2015 г. от проведенных ГТМ по каждой скважине и в среднем по пласту ЮВ₁¹ на 01.01.10 г. сведены в таблицу 21 [5].

№ скв.	Показатели эффективности на 01.01.2016 г.						
	Прирост т _{QH} , т/сут	Прирост т _{QЖ} , т/сут	Потери нефти на останов ку, тыс.т.	Добыча нефти QH, тыс.т.	Добыча жидк. QЖ, тыс.т.	Эффект нефть QH, тыс.т.	Эффект жидк. QЖ, тыс.т.
9224	11,28	15,21	0	3,754	5,062	3,755	5,063
8020	18,22	16,88	0	8,061	9,737	6,504	6,026
9105	2,92	-0,26	0	3,858	9,726	0,883	-0,079
9258	20,80	21,57	0	6,464	6,705	6,464	6,705
3576	0,16	9,17	0	0,626	2,031	0,021	1,199
3028	8,91	2,28	0	2,997	6,727	2,503	0,641

9255	25,38	27,09	0	2,357	2,516	2,358	2,517
638	3,04	-515,32	0	0,114	0,252	0,100	-16,954
9256	32,60	40,00	0	0,163	0,200	0,163	0,200
Итог:	11,70	8,70	0	35,014	70,681	27,634	20,474

Таблица 21 – Итоговая эффективность ГТМ по пласту ЮВ₁¹ за 2015 год

Из представленных в таблице 3.13 данных видно, что по состоянию на 01.01.2016г. наименьшим среднегодовым приростом дебита нефти характеризуется скважина № 3576 (+0,16 т/сут), наибольшим – скважина № 9256 (+32,6 т/сут). Наибольшей величиной наколенной добычи нефти (базовая + от ГТМ) обладает скважина № 8020 (8061 тонн), наименьшей – скважина № 638 (114 тонн). Самым большим эффектом по нефти (накопленная дополнительная добыча нефти за 2015 г. от ГТМ) характеризуется скважины № 8020 (+6504 тонны) и № 9258 (+6454 тонны), наименьшим эффектом по нефти – скважины № 3576 (+21 тонна) и № 638 (100 тонн). По всем скважинам на конец 2015 года получен положительный эффект и отсутствие потерь нефти при остановках. Скважины № 8020 и 9258 обеспечили 47 % (12968 тонн) от суммарной накопленной дополнительной добычи нефти (Эффект Qн) после ГТМ по пласту ЮВ₁¹ за 2015 год [5]. Распределение по пласту ЮВ₁ за 2015 г. общей и базовой добычи нефти по всем скважинам, а также по скважинам с ГТМ показано на рисунке 28 [5].

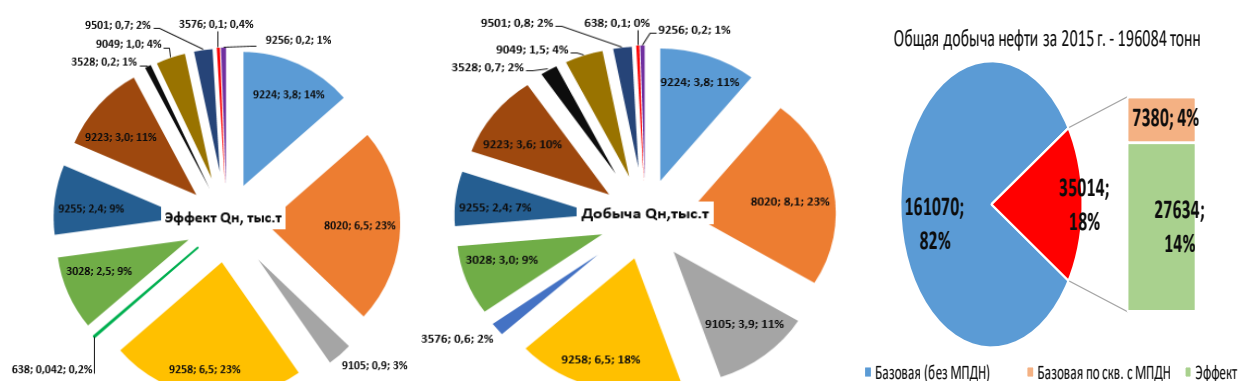


Рисунок 28 – Распределение добычи нефти по пласту ЮВ₁ за 2015 г.

Общая накопленная добыча нефти по анализируемым скважинам (базовая + после применения на них ГТМ) составила 35014 т., дополнительная накопленная добыча нефти после проведения мероприятий (эффект) составила 27634 т. или 79 % за 2015 г. по этим скважинам, т.е. без применения этих методов эти скважины могли бы добыть 7380 т. нефти при условии постоянства дебитов нефти [4].

Всего суммарно по пласту ЮВ₁ за 2015 год было добыто 196084 тонн нефти, т.е. скважины с проведенными ГТМ обеспечили +18 % от общей годовой добычи нефти из всех добывающих скважин пласта, если сравнивать по дополнительной добыче (эффект от применения ГТМ), то они обеспечили прирост +14 % от общей суммарной годовой добычи нефти из всех добывающих скважин.

Распределение обобщенных результатов эффективности по каждому виду проведенных ГТМ на пласте ЮВ₁ в 2015 году по состоянию на 01.01.2016 г. сведены на рисунках 29 и 30 [5].

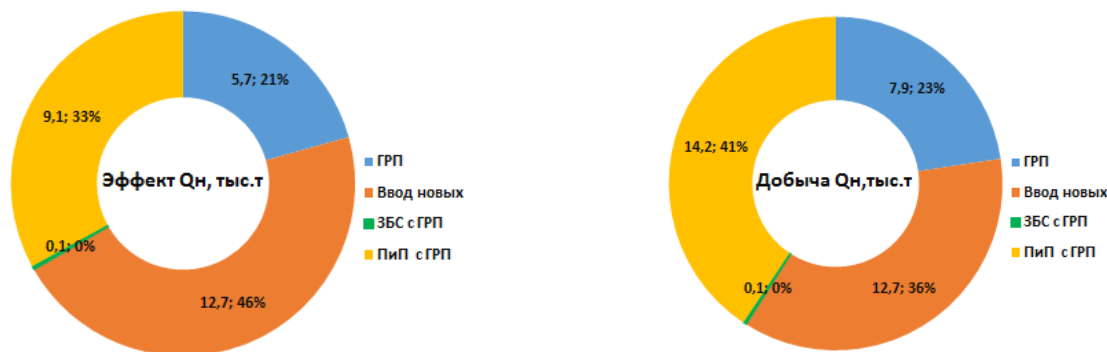


Рисунок 29 – Сравнение добычи нефти после ГТМ на 01.01.2016 г.

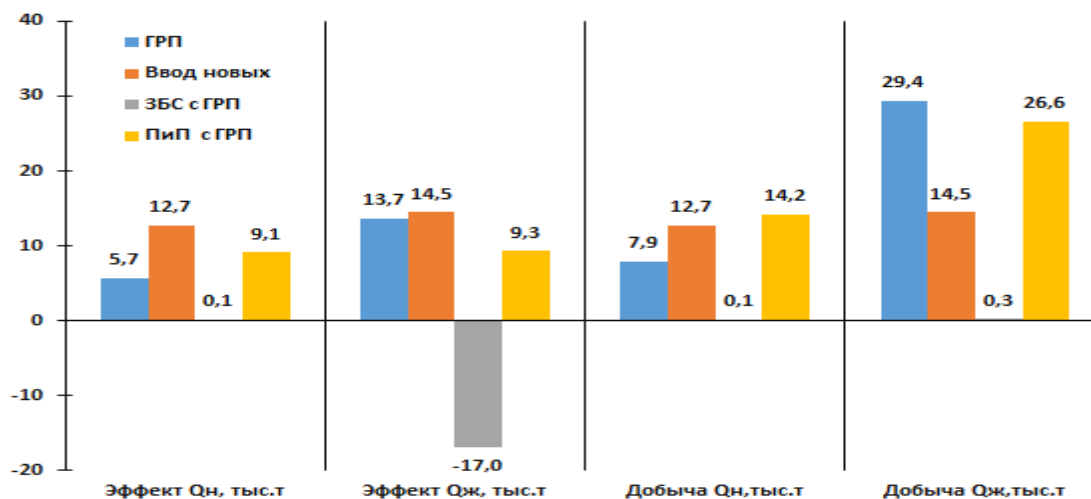


Рисунок 30 – Сравнение изменения добычи нефти и жидкости после проведения ГТМ по видам на 01.01.2016 г.

Из рисунков 29 и 30 отчетливо прослеживается, что самую большую долю добычи нефти за 2015 г. обеспечили методы ПиП + ГРП (14,21 тыс. т. или 40,9 % от общей добычи нефти по анализируемым скважинам за 2015 г.), наименьшую – ЗБС+ГРП (0,11 тыс.т. или 0,42 %). Бурение обеспечило 35,9 % (12,69 тыс.т.) годовой суммарной добычи нефти по 13 скважинам с МПДН. Но по эффекту (дополнительная суммарная добыча нефти за 2015 г. от проведения мероприятий) ввод новых обеспечил 45,9 % (12,69 тыс.т.) от общего эффекта после ГТМ [5]. В связи с этим общая эффективность выполненных ГТМ в 2015 году составляет 75 % (ЗБС с ГРП на скважине № 638 – не эффективно). Удельная эффективность (на 1 скважину) равна – 2125,7 т/скв, но нужно понимать, что это очень условный показатель, т.к. три мероприятия из девятнадцати по двум скважинам из тринадцати скважин обеспечили 41 % от всей накопленной дополнительной добычи нефти за 2015 год

Поэтому можно сказать, что самым эффективным ГТМ в 2015 году по дополнительной накопленной добыче нефти оказалось бурение новых скважин, самым наименее эффективным – ЗБС с проведением ГРП.

По технологическим параметрам работы скважин и добыче нефти все проведенные ГТМ в 2015 году характеризуются как эффективные, получен положительный эффект по всем скважинам, обеспечены приросты дебитов нефти и снижения темпов обводненности продукции скважин [12-15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ван-Еганское месторождение открыто в 1974 году введено в промышленную разработку в 1986 г. Площадь Ван-Еганского лицензионного участка равна 117,28 км². Основными объектами разработки являются пласты АВ₁₋₂, АВ₇⁰, БВ₃¹, БВ₅, БВ₆, БВ₈², ЮВ₁. На их долю приходится около 80 % извлекаемых запасов нефти и 79 % ее добычи от общих показателей по месторождению [1]. Месторождение является нефтегазоконденсатным. В целом все продуктивные пласты месторождения обладают средними коллекторскими свойствами – пористость и проницаемость [2]. По динамике показателей разработка Ван-Еганское месторождение находится на третьей стадии разработки, в условиях сильно падающей добычи нефти, закачки воды и медленно возрастающей обводненности. Фонд скважин как нагнетательных, так и добывающих снижается. С начала разработки по месторождению добыто 259618 тыс. т жидкости, 49 млн. 241 тыс. т нефти, 190 млн. 491,7 тыс. м³ воды при текущей обводненности 93,2 % [3]. Проведен анализ эффективности методов повышения добычи нефти в целом по Ван-Еганскому месторождению за 2011-2015 гг. По рассматриваемым показателям самые эффективные мероприятия – ОПЗ по удельным средним и суммарным приростам дебита нефти после проведения операции, наименее успешные ВИР и РИР. По удельной дополнительной добычи нефти самые эффективные – ввод новых скважин и ГРП, наименее успешные – ВИР и РИР. Суммарная дополнительная добыча нефти от всех выполненных работ без учета переходящего эффекта за 2011-2015 гг. составляет 1019 тыс. т. [4]. В качестве специального вопроса работы рассмотрен для сравнения анализ эффективности проводимых ГТМ на пласте ЮВ₁ в 2009 и 2015 годах. Наиболее эффективным в 2009 г. оказалось мероприятие по ликвидации аварии и запуску в работу бездействующую, наименее эффективным – оптимизация режима работы по скважине. Дополнительная накопленная добыча нефти после проведения мероприятий (эффект) составила 7196 т. или 42,8 % от добычи нефти по скважинам с ГТМ за 2009 г. или 6 % от общей добычи нефти по ЮВ₁¹ за 2009 г. [5].

Наиболее эффективным в 2015 г. оказалось мероприятие по бурению новых скважин, не эффективным – ЗБС с проведением ГРП. Дополнительная накопленная добыча нефти после проведения мероприятий (эффект) составила 27634 т. или 79 % за 2015 г. по этим скважинам. Скважины с проведенными ГТМ обеспечили +14 % от общей годовой добычи нефти из всех добывающих скважин пласта ЮВ₁. В 2015 г. по сравнению с 2009 г. проводилось больше ГТМ и эффективнее.

На основе проделанной работы можно дать следующие рекомендации:

Для большего эффекта от ГРП необходимо выполнять анализ расположения скважин по пласту, учитывать энергетическое состояние пласта и как проведенное мероприятие может повлиять на окружающие ее скважины [16]. Продолжить бурение новых скважин в зонах пласта с достаточным пластовым давлением и наименьшим числом окружающих добывающих скважин [17]. Увеличить количество новых скважин с горизонтальным стволом, исключив расположение стволов в зонах, которые подвергаются интенсивному дренажу со стороны нагнетательных скважин, а также в «промытых» зонах коллекторов [18]. перспективных для размещения новых скважин рекомендуется проведение СО-каротажа в ближайших скважинах с целью подтверждения наличия достаточных остаточных запасов нефти для эффекта [13]. Переводы с других пластов не сопровождать с форсированным отбором – спуск более производительного насоса, так как создаются большие депрессии на пласт и существует большая вероятность прорыва воды и выводом скважин на режим с обводненностью не менее 70 % [19].

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Производственная безопасность

В таблице 1, представлены вредные и опасные производственные факторы, при проведении геолого-технических мероприятий

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Компрессорные установки; 2. Пуск компрессорной станции; 3. Фонтанная арматура; 4. Трубопроводы и различные коллектора; 5. Различные электроустановки и трансформаторы; 6. Обслуживание насосных установок; 7. Закачка промывочной жидкости и бурового раствора; 8. Работа в холодное время года на открытом воздухе.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды; 3. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте.	1. Поражение электрическим током; 2. Повышенное давление; 3. Недостаточная освещенность; 4. Механические опасности.	1. СанПиН 2.2.4-548-96 [1]; 2. ГОСТ 12.2.061-81; ГОСТ 12.2.085-2002 [2]; 3. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [3]; 4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [4]; 5. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [5]; 6. ГОСТ 12.1.004-91 [6]; 7. ПБ НГП; ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ; ГОСТ 31839-2012 [7]; 8. СанПиН 2.2.4.548-96; ГОСТ 12.1.005-76 [8];

Таблица 1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Температура воздуха колеблется от минус 60°С зимой до плюс 36°С летом. Под количеством выпадающих осадков (390-591мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Высота снежного покрова достигает 1,2 м.

Исходя из вышесказанного, данные климатические условия сказываются на работоспособности персонала. Поэтому для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели, электростанции и ДВС технологических машин.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей. Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Вредное вещество	ПДК, разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1

Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

Таблица – 2. Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ.

Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 ДБА согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности

Основные методы борьбы с шумом:

снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

снижение шума на пути распространения звука;

средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

соблюдение режима труда и отдыха.

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ

<<Электробезопасность>>. Общими требованиями являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Повышенное давление

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

Недостаточная освещенность

Освещенность-важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном □ поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях немаловажное значение, имеет отражающая способность пола, стен, потолков и

оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

Механические опасности

Механические опасности – опасности, способные причинить травму в результате контакта объекта или его частей с человеком. Такой контакт возможен при выполнении технологических операций или случайном нахождении человека в опасной зоне. Размеры опасной зоны могут быть постоянными и переменными. Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Экологическая безопасность

Основными загрязняющими веществами попадающие в атмосферу и его предельно-допустимых концентраций указаны в таблице - 3:

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс Опасности	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³
Углеводороды(ПО метану)	4	-	50.0
Оксид азота	3	0.06	-
Оксид углерода	4	3.0	-
Диоксид серы	3	0.05	-
Сажа	3	0.05	-
Марганец и соединения	2	0.001	
Соединения кремния	4	0.02	
Пыль металлическая	3	0.15	
Пыль абразивная	4		0.04

Азота диоксид	2	0.04	
Бонз(а)пирон	1	1.00E-06	
СН пред. С1-С5	4		50
СН пред. С6-С10	4		30
Бензол	2	0.1	
Толуол	3	0.6	
Ксилол	3	0.2	
Фтористый водород	2	0.005	
Железа оксид	3	0.04	
Мазутная зола	2	0.002	

Таблица – 3. Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от существующих источников в атмосферном воздухе.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

полной герметизацией технологического оборудования;

защитой оборудования от коррозии;

оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное;

откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные ёмкости;

испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти. Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды, следующие:

Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов. Поступление загрязняющих веществ с площади водосбора. С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля;

восстановление обвалов на кустовых площадках;

организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;

отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, на ЦППН Пионерного и подача их в систему ППД; использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов. [2]

Защита литосферы

В процессе бурения скважин наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

захламление замели несанкционированным отвалом бытовых и производственных отходов; загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обвалов шламовых амбаров, авариях трубопровода. В качестве мероприятий для предупреждения захламления земель несанкционированными свалками предусмотрен вывоз твёрдых бытовых отходов на полигон, металлолом хранится на площадке вблизи КОС, загрязнённые нефтью почвогрунтовая вывозятся в шламонакопитель месторождения. Негативное воздействие объектов планируемой разработки

месторождения на растительность оказывается:

вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;

повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;

сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом кустовых площадок и насыпи автодорог;

возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;

устройство гидроизоляции глинистым грунтом обвалок и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;

размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;

проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

Пожарная безопасность

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 тушении пожара применяют следующие средства: охлаждение очага возгорания ниже допустимой температуры; разбавление воздуха невозгорающими газами до концентрации кислорода, при котором горение прекращается; механическое 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 м².

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 [1].

Защита в чрезвычайных ситуациях

Самая распространенная - газонефтеводопроявления, в результате чего происходит выброс нефтепродуктов, промывочных жидкостей, буровых растворов. Основные мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений сводятся к следующим:

установка противовыбросового оборудования (ПВО); проверка работоспособности ПВО раз в сутки; установка автоматической газокаротажной станции (АГКС); установка в КНБК клапана – отсекающего, а под ведущей трубой шарового крана; учебные тревоги раз в месяц; наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины; контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях); при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН; выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента; снижение скорости спускоподъемных операций.

Ликвидация ГНВП проводится ступенчатой задавкой.

На практике в зависимости от конкретных условий используются два варианта этого метода:

непрерывная задавка скважины; двух стадийная задавка.

При непрерывной задавке после герметизации устья сразу же в скважину закачивается раствор с постепенным увеличением его плотности до требуемой. При двухстадийной задавке после герметизации устья начинается промывка скважины имеющимся раствором до выравнивания его параметров. Далее

промывка прекращается, устье герметизируется, раствор утяжеляется, а затем закачивается в скважину. Одновременно производится заправка утяжеленного бурового раствора с допустимым противодавлением на устье до тех пор, пока давление на забое скважины не станет равным пластовому.

Законодательное регулирование проектных решений

Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования 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. 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; принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.); немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы.

регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами. Сменный персонал должен работать по графикам, утвержденным руководством. 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. Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливаются 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. 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. Организация (компоновка) рабочей зоны - Данные требования регулируются Трудовым кодексом РФ, Санитарно-эпидемиологическими правилами и нормативами (СанПиН) и другими правовыми документами. Главная цель организации рабочего места – обеспечить высококачественное и эффективное выполнение работ с соблюдением установленных сроков и при полноценном использовании закрепленного за работником оборудования. Для ее достижения к рабочему месту предъявляются требования организационного, технического, эргономического, санитарного, гигиенического и экономического характера. Иначе говоря, охрана труда, по сути, является системой законодательных актов в совокупности с социально-экономическими, организационными, техническими, гигиеническими и лечебно-профилактическими мероприятиями и средствами, обеспечивающими безопасные условия работы и сохранение здоровья работников предприятий. Для этого необходимо создать благоприятные условия труда в соответствии с санитарными нормами, техникой безопасности, эргономикой, эстетикой.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

Целью данной работы является анализ эффективности применения ГТМ на Ван - Ёганском месторождении (ХМАО). В этой главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения работ на примере проведения ГРП на одной скважине.

ГРП относится к дорогостоящему методу по интенсификации притока, как на нефтяных, так и на газовых месторождениях. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

Для проведения данного метода интенсификации, также будут необходимы следующие техника и реагенты, расчеты которых будут приведены в таблицах ниже.

5.1 Расчет материальных затрат на проведение ГРП

При расчете принимался «классический» метод проведения ГРП для скважины № 16р НГКМ (ХМАО). Для проведения ГРП, необходима специальная бригада, состоящая из 30 человек. Расчет материальных затрат представлен в таблице 5.1.

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что, а/м Тойота Хайлюкс был в пути 400 км (расстояние до месторождения и обратно), следовательно, при расходе топлива 15 л/100 км было потрачено 60 литров, что соответственно равно 2100 рублей.

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 1 л/ч, было потрачено 30 литров дизельного топлива.

Расчет материальных затрат на проведение ГРП представлен в таблице 6. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения ГРП, хранятся в специальных цистернах.

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Спецодежда	30	10 000	300 000
Полотенца	30	400	12 000
Средства гигиены	30	200	6 000
ГСМ для насоса	30 литров	35 руб./литр	1050
ГСМ для а/м ТОЙОТА Хайлюкт	60 литров	35 руб./литр	2100
ГСМ для цистерны	95 литров	34 руб./литр	3 230
Ингибитор разбухания глин	10	15 000	150 000
Ингибитор солеотложения	9	8 000	72 000
Ингибитор по борьбе с водопритокм	20	7 500	150 00
ПАВ	120	3 000	360 000
Ингибитор по борьбе с АСПО	65	9 000	585 000
Итого:	—	—	1 491 380

Таблица 25 – Расчет материальных затрат на проведение ГРП

Вывод: для осуществления ГРП, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 491 380 рублей.

Ниже в таблицах представлено оборудование для проведения ГРП

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2.	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат («Блендер»)
3.	Закачка буферной жидкости	Насос
4.	Закачка проппанта	Насос
5.	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6.	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна

Таблица 26 - Необходимое оборудование для ГРП

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Доставка рабочих до места проведения работы и обратно, сопровождение (400 км).	а/м ТОЙОТА Хайлюкс
2.	Установка манифольдов	Кран (НІТАСНІ)

Таблица 27 - Специальная техника для проведения ГРП

5.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции ГРП в таблице 28.

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
а/м ТОЙОТА Хайлюкс	1	400 000	400 000	109,6
Насос	4	650 000	2600 000	1780,8
Цистерна	1	350 000	350 000	95,9

Смешивающий агрегат	1	500 000	500 000	171,2
Кран	1	400 000	400 000	273,9
НКТ	20	15 000	300 000	102,7
ГНКТ	1	25 000	25 000	17,1
Хвостовик	1	560 000	560 000	383,6
ИТОГО	30	2 900 000	2 535 000	1469,1

Таблица 28 - Расчет амортизационных отчислений

Примечание: Амортизация рассчитывается по формуле 3, срок пользования ГКТ, ГНКТ, хвостовика- 2 года; у а/м ТОЙОТА Хайлюкс и крана - 5 лет, насосы - 4 год, цистерна- 5 лет, смешивающего агрегата- 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A x = \frac{P_{\Phi y}}{n_3}$$

где n_3 - срок эксплуатации, P_A - стоимость амортизации, $P_{\Phi y}$ - стоимость активов.

Вывод: для проведения «классического» ГРП необходима техника, которая приведена в таблице 9. Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всех техники за одну смену (12 часов) составила 1469,1 руб.

5.3 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 29.

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент (ед.)	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Итого заработная плата, руб.(месяц)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. к 12 часов).
-----------	------------	------------------	----------------------------	---	-------------------------------------	---

Оператор ГРП	3	15 400	4 620	23 100	129 360	4920
Оператор ДНГ	5	8 700	2610	13 050	121 800	1950
Главный специалист по бурению	1	12 300	3 690	18 450	34 440	2733,3
Главный специалист по ТКРС	1	10 500	3 150	15 750	29 400	900
Полевой супервайзер	1	8 560	2 568	12 840	23 968	2 994,6
Машинист	7	5 650	1 695	8 475	110 740	2456,7
Помощник буровика	5	7 700	2310	11 550	55 800	3300
Геофизик	3	9 230	2 769	13 845	77 532	2 922
ИТОГО:	30					22176,6

Таблица 29 - Расчет заработной платы сотрудников

Вывод: По данным из таблицы 10 можно сделать вывод, что для проведения ГРП потребуется бригада из 30 человек, заработная плата которой составит 22176,6.

5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 30 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС).

Должность	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ОСС, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1%

Оператор ГРП	4920	9,84	1082,1	142,6	250,9
Оператор ДНГ	1950	3,9	429,8	56,5	99,4
Главный специалист по управлению	2733,3	5,4	601,3	79,2	139,3
Главный специалист по ТКРС	900	1,8	198,1	26,1	45,9
Полевой супервайзер	2 994,6	5,9	658,5	86,8	152,6
Машинист	2456,7	4,9	540,3	71,2	125,2
Помощник буровика	3300	6,6	726,9	95,7	168,3
Геофизик	2 922	5,8	642,3	84,7	149,2
Итого	22176,6	44,14	4876,3	639,9	1128,:
		6687,14			

Таблица 30 - Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

С заработной платы берутся страховые тарифы на обязательное страхование, так как бригада работала всего 12 часов, которые равны 6687,14 рублям

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 27.

5.6 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения ГРП

В таблице 31 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения ГРП.

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
ИТОГО			365 000

Таблица 31 - Услуги

Вывод: для проведения гидроразрыва пласта, необходимо нанять сервисные компании, которые предлагают сопутствующие технологии при ГРП. Сумма, потраченная на такие работы, составила 365 000 руб.

5.7 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию ГРП представлены в таблице 32

I №	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	1491380	Согласно таблице 5.1
2.	Амортизационные отчисления	1 469,1	Согласно таблице 5.2
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	22176,6	Согласно таблице 5.3
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	6687,14	Согласно таблице 5.4
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 5.5
6.	Итого основные расходы	1954706,31	
7.	Накладные расходы (16% от суммы п. 1 -5)	308057,92	
8.	Всего затраты на мероприятие	2262764,23	

Таблица 32 - Затраты на организационно-технические мероприятия

Вывод: итак, исходя из таблицы 32, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 262 764,23 рублей.

5.8 Оценка экономической эффективности ГРП

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения ГРП определяется по формуле

$$\Delta Q = q_n * N * K_3 * T, (1)$$

где q_n - расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N - количество скважин, скв.;

K_3 - коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T - число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП (T) составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 - 15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} * 15\%}{100\%}$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит

$$\Delta Q_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв}, (3)$$

где $Q_{обв}$ - ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т. (Величина задается условиями задания).

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле

$$\Delta B_t = \Delta Q_t * C, (4)$$

где C - цена одной тонны нефти, руб./т.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году / определяется

$$\Delta Z_{тек} = Z_{ГРП} + Z_{dont}, (5)$$

Где $Z_{ГРП}$ — стоимость проведения гидроразрыв пласта, руб.;

Z_{dont} — затраты на дополнительную добычу нефти в году /, руб.

$$Z_{dont} = \Delta Q_t * Z_{пер}, (6)$$

где $Z_{пер}$ - условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta\Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{мект}} \quad (7)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году / определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{нпт}} = \frac{\Delta\Pi_t \cdot H}{100\%}, \quad (8)$$

где H - ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta\Pi\Delta H_t - \Delta H_t - \Delta H_{\text{нпт}}. \quad (9)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta\Pi\Delta H_t = \Delta\Pi\Delta H_t \cdot \alpha_t. \quad (10)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (11)$$

где E - ставка дисконта, %;

t - расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum \Delta\Pi\Delta H_t \quad (12)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ИД = \frac{\text{ЧДД}}{З_{\text{ГРП}}}$$

Технологию ГРГ1 с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи путем улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удаленной зон пласта предлагается провести на десяти скважинах дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта - четыре года с 2019 по 2022, при условии, что скважины в 2019 году после проведения ГРП отработают 240 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,95.

Ежегодные потери на обводненность по десяти скважинам, на которых проводилось ГРП, составляет 317,7 т/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти составляет 15462 рубля за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль - 24%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти - 874,37 руб./т. Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

Гидравлический разрыв пласта на месторождениях проводит фирма «Шлюмберже». В среднем стоимость одного ГРП составляет 2,262 миллионов рублей.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

1. Определим по формулам (1). (2) и (3) дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча за 2019 год составит

$$\Delta Q_{2019} = 30 \text{ т/сут} * \text{скв} * 10 \text{ скв} * 0,95 * 240 \text{ сут} = 68400 \text{ тонн}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q_{2019} = 68400 \text{ т} - 317,7 \text{ т} = 68082 \text{ тонн}$$

Дополнительная добыча за 2020 составит

$$Q_{н2020} = 30 \text{ т/сут} - \frac{30 \text{ т/сут} * 15\%}{100\%} = 25,5 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_{2020} = 25,5 \text{ т/сут} * \text{скв} * 10 \text{ скв} * 0,95 * 365 \text{ сут} = 88421,25 \text{ тонн};$$

$$\Delta Q_{2020} = 88421,25 \text{ т} - 317,7 \text{ т} = 88103,55 \text{ тонн}.$$

Дополнительная добыча за 2021 составит

$$Q_{н2021} = 25,5 \text{ т/сут} - \frac{25,5 \text{ т/сут} * 15\%}{100\%} = 21,6 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_{2021} = 21,6 \text{ т/сут} * \text{скв} * 10 \text{ скв} * 0,95 * 365 \text{ сут} = 75158,06 \text{ тонн};$$

$$\Delta Q_{2021} = 75158,06 \text{ т} - 317,7 \text{ т} = 74840,36 \text{ тонн}.$$

Дополнительная добыча за 2022 составит

$$Q_{н2022} = 21,6 \text{ т/сут} - \frac{21,6 \text{ т/сут} \cdot 15\%}{100\%} = 18,4 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_{2022} = 18,4 \text{ т/сут} \cdot \text{скв} \cdot 10 \text{ скв} \cdot 0,95 \cdot 365 \text{ сут} = 63884,35 \text{ тонн};$$

$$\Delta Q_{2022} = 63884,35 \text{ т} - 317,7 \text{ т} = 63566,65 \text{ тонн}.$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытой нефти найдем по формуле (4)

$$\Delta B_{2019} = 68082,3 \text{ т} - 9462 \text{ руб / т} = 99536322,6 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_{2020} = 88103,55 \text{ т} - 9462 \text{ руб / т} = 128807390,1 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_{2021} = 74840,36 \text{ т} - 9462 \text{ руб / т} = 109416610 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_{2022} = 63566,65 \text{ т} - 9462 \text{ руб / т} = 92934446,87 \text{ руб.}$$

3. Текущие затраты определим по формулам (5) и (6):

$$З_{\text{донт}2019} = 68082,3 \text{ т} \cdot 874,37 \text{ руб / т} = 32296200,65 \text{ руб};$$

$$З_{\text{тек}2019} = 1109000 \text{ руб} \cdot 10 \text{ скв} + 32296200,65 \text{ руб} = 43386200,65 \text{ руб};$$

$$З_{\text{тек}2020} = З_{\text{донт}2020} = 88103,55 \text{ т} \cdot 874,37 \text{ руб / т} = 41793681,01 \text{ руб};$$

$$З_{\text{тек}2021} = З_{\text{донт}2021} = 74840,36 \text{ т} \cdot 874,37 \text{ руб / т} = 35502022,76 \text{ руб};$$

$$З_{\text{тек}2022} = З_{\text{донт}2022} = 63566,65 \text{ т} \cdot 874,37 \text{ руб / т} = 30154113,24 \text{ руб.}$$

4. Прирост прибыли от проводимого ГРП рассчитаем по формуле (7):

$$\Delta П_{2019} = 99536322,6 \text{ руб} - 43386200,65 \text{ руб} = 56150121,95 \text{ руб};$$

$$\Delta П_{2020} = 128807390,1 \text{ руб} - 41793681,01 \text{ руб} = 87013709,09 \text{ руб};$$

$$\Delta П_{2021} = 109416610 \text{ руб} - 35502022,76 \text{ руб} = 73914587,24 \text{ руб};$$

$$\Delta П_{2022} = 92934446,87 \text{ руб} - 30154113,24 \text{ руб} = 62780333,63 \text{ руб.}$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле (8):

$$\Delta H_{\text{нп}2019} = \frac{56150121,95 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 13476029,27 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{\text{нп}2020} = \frac{87013709,09 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 20883290,18 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{\text{нп}2021} = \frac{73914587,24 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 17739500,94 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{np2022} = \frac{62780333,63 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 15767280,07 \text{ руб};$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем, по формуле (9):

$$\Delta ПДН_{2019} = 56150121,95 \text{ руб} - 13476029,27 \text{ руб} = 42674092,68 \text{ руб};$$

$$\Delta ПДН_{2020} = 87013709,09 \text{ руб} - 20883290,18 \text{ руб} = 66130418,91 \text{ руб};$$

$$\Delta ПДН_{2021} = 73914587,24 \text{ руб} - 17739500,94 \text{ руб} = 56175086,3 \text{ руб};$$

$$\Delta ПДН_{2022} = 62780333,63 \text{ руб} - 15067280,07 \text{ руб} = 47713053,56 \text{ руб}.$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (11):

$$\alpha_{2019} = (1+0,1)^{2019-2019} = (1,1)^0 = 1;$$

$$\alpha_{2020} = (1+0,1)^{2020-2019} = (1,1)^1 = 0,91;$$

$$\alpha_{2021} = (1+0,1)^{2021-2020} = (1,1)^2 = 0,83;$$

$$\alpha_{2022} = (1+0,1)^{2022-2021} = (1,1)^3 = 0,75;$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (10):

$$\Delta ДПДН_{2019} = 42674092,68 \text{ руб} * 1 = 42674092,68 \text{ руб};$$

$$\Delta ДПДН_{2020} = 66130418,91 \text{ руб} * 0,91 = 60178681,21 \text{ руб};$$

$$\Delta ДПДН_{2021} = 56175086,3 \text{ руб} * 0,83 = 46625321,63 \text{ руб};$$

$$\Delta ДПДН_{2022} = 47713053,56 \text{ руб} * 0,75 = 35784790,17 \text{ руб}.$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (12):

$$\text{ЧДД} = 42674092,68 \text{ руб} + 60178681,21 + 46635321,63 \text{ руб} + + 35784790,17 \text{ руб} = 185262885,69 \text{ руб}$$

10. Определим индекс доходности по формуле (13):

$$\text{ИД} = \frac{185262885,69 \text{ руб}}{1109000 \text{ руб}} = 167,06 \text{ руб/ руб};$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 33.

1 Показатель	Год			
	2019	2020	2021	2022
количество ГРП, скв.	10			
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	68,1	В8,1	74,8	63,6 1
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	99536,3	28807,4	09416,	92934,5 1
Затраты на дополнительную добычу нефти	32296,2	41793,7	35502,0	30154,1
Затраты на ГРП	11090,0			
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия	43386,2	41793,7	35502,0 130154,1	
Прирост прибыли от проводимого мероприятия	56150,1	87013,7	73914,6	62780,4
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	13476,0	20883,3	17739,5	15767,3
1 прирост потока денежной наличности, тыс. руб.	42674,1	66130,4	56175,1	47713,1
Дисконтированный поток денежной наличности	42674,1	60178,7	46625,3	35784,8
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	42674,1	102852,8	149478,1	185262,9
Индекс доходности, руб./руб.	167,06			

Таблица 33 - Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта, тыс. руб.

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 4 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2019 по 2022 составит 294,6 тыс. тонн;

- накопленный поток денежной наличности за расчетные 4 года составит 212,7 млн рублей;

- ЧДД от проведения мероприятия составит 185,3 млн рублей;

- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 67,9 млн рублей;

- индекс доходности составляет 167,06 руб./руб.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет «Анализ разработки Ван-Еганского месторождения пластов АВ, БВ, ЮВ». – ООО «ТННЦ», Тюмень, 2005 (протокол № 565 ЦКР от 07.01.2005 г).
2. Отчет «Технологическая схема разработки Ван-Еганского месторождения». – ООО «ТННЦ», Тюмень, 2006 (протокол № 57-07 ЦКР от 24.12.2007 г).
3. Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного Ван-Еганского месторождения. – Тюмень, ООО «ТННЦ», 2012 г. (протокол 5922 от 29.12.2012 г.).
4. Фондовые и геолого-промысловые материалы (дела скважин, технологические режимы работы скважин, МЭРы, акты выполненных работ по КРС, ОПЗ, ГРП, месячные эксплуатационные карточки скважин, суточные шахматки скважин и т.п.) ООО «СП «Ваньеганнефть» за 2009 и 2015 гг.
5. Годовые отчеты «Анализ эффективности ГТМ за 2009 и 2015 гг. на Ван-Еганском месторождении» [Текст]: отчетность предприятия. – Нижневартовск, Отдел планирования ГТМ ПАО «Варьеганнефтегаз», ОАО НК «Роснефть».
6. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин [Текст]: учебник / В.Г. Уметбаев. – М.: Недра, 1989. – 215 с.
7. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии скважин: в 4-х т. [Текст]: монография / ВНИИОЭНГ; под общ. ред. Н.И. Хисамутдинова. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – Т. 1. 2014. – 252 с.
8. Казаков А.А. Разработка единых методических подходов оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти [Текст] / А.А. Казаков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 26-29.
9. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / А.В. Тимонов; УГНТУ. – Уфа, 2010. – 151 с.

10. Толстоногов А.А. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи [Текст] / А.А. Толстоногов // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11. – С. 150-154.
11. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст]: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань, изд-во «Фен» Академии наук РТ, 2015. – 689 с.
12. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти [Текст]: учебник / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2010. – 414 с.
13. Алварадо В. Методы увеличения нефтеотдачи. Планирование и стратегии применения [Текст]: монография / В. Алварадо, Э. Манрик ; пер. с англ. Б. Фалалеев. – М.: Премимум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
14. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст]: учеб. пособие / С.И. Иванов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2016. – 565 с.
15. Мордвинов В.А. Управление продуктивностью скважин [Текст]: учеб. пособие для ВУЗов / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2011. – 137 с.
16. Хисамутдинов Н.И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки [Текст]: монография / Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, Т.Г. Казакова. – СПб: Недра, 2017. – 232 с.
17. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.У. Айтакулов – М.: ВНИИОЭНГ, 2015. – 272 с.
18. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях: дис... канд. техн. наук: 05.13.01 / А. А. Колтун; Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова. – М., 2015. – 112 с.
19. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и

газовых скважинах. Утверждены совм. Приказом (№445/323) Минтопэнерго и МПР РФ от 29.12.99г. – М., 1999г.;

20. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта [Текст] / Р. Д. Каневская. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с. – Библиогр.: с.188-204. – 1000 экз. – ISBN 5-8365-0009-6

21. СанПиН 2.2.4.548-96 Санитарные правила и нормы "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений";

ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности;

ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные;

ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования;

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

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования;

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

ПБ НГП Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года);

ГОСТ 31839-2012 Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к

воздуху рабочей зоны;
СанПиН 2.2.4.548-96 Санитарные правила и нормы "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений";
ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности;
ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация;
ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.