

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы <b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ          МЕРОПРИЯТИЙ НА ДВУРЕЧЕНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ          (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
---

УДК 622.276-049.32(571.16)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Алероев Ибраил Эльбердович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

#### Консультант

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

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

Бакалаврской работы
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Алероев Ибраил Эльбердович

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ          НА ДВУРЕЧЕНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Дополнение к технологической схеме разработки Двуреченского нефтяного месторождения, отчеты геолого-технического отдела с текстами и графическими материалами.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ геологических условий Двуреченского месторождения. Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на Двуреченском месторождении. Варианты разработки для повышения добычи извлекаемых запасов.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <small>(с указанием разделов)</small>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Анализ геологических условий Двуреченского месторождения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна

Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на Двуреченском месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Варианты разработки для повышения добычи извлекаемых запасов	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ геологических условий двуреченского месторождения	
Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на двуреченском месторождении	
Варианты разработки для повышения добычи извлекаемых запасов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.04.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Алероев Исрапил Эльбердович		21.04.2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, в том числе 43 рисунков, 19 таблиц. Список литературы включает 17 источников. Работа содержит 4 приложения.

В данной работе была рассмотрена и проанализирована эффективность проведения геолого-технических мероприятий на Двуреченском месторождении.

Ключевые слова: месторождение, нефть, геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация притока, химреагенты, нагнетательная скважина, увеличение дебита.

Объектом исследования являются: продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> васюганской свиты верхней юры Двуреченского месторождения.

Цель работы: проанализировать эффективность применяемых ГТМ на Двуреченского месторождении.

Задачи: изучить проводимые на месторождении ГТМ, оценить их эффективность, выявить наиболее эффективные методы.

В процессе выполнения работы был обоснован вариант, рекомендуемый к применению, и его экономическая эффективность.

В результате исследования: были выявлены наиболее эффективные, и наиболее часто проводимые ГТМ, а также рассчитана экономическая эффективность от проведения рекомендуемого варианта разработки.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	10
1.1 Краткая геологическая характеристика месторождения.....	12
1.2 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.....	16
1.3 Фазовые проницаемости.....	20
1.4 Текущее состояние разработки.....	23
2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	26
2.1 Гидравлический разрыв пласта (ГРП).....	28
2.2 Зарезка боковых стволов (ЗБС).....	31
2.3 Оптимизация работы наносного оборудования.....	35
2.4 Дополнительная перфорация (ДП).....	36
2.5 Физико-химические методы воздействия на пласт.....	39
2.6 Применение потокоотклоняющих технологий.....	41
2.7 Ремонтно-изоляционные работы (РИР).....	43
2.8 Обработка призабойной зоны методом ГМЩП.....	44
2.9 Выравнивание профиля приемистости.....	46
2.10 Обоснование применения методов повышения и интенсификации углеводородов .....	52
2.11 Результаты проведенных геолого-технических мероприятий.....	53
3 ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ .....	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	66
4.1.1 Техничко-экономическое обоснование вариантов разработки объектов Двуреченского месторождения.....	66
4.1.2 Анализ технологических решений.....	68

4.2 Структура работ в рамках научного исследования.....	70
4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ.....	72
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования.....	72
4.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия .....	74
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта .....	78
4.4.1 Расчет параметров экономической эффективности.....	78
4.5 Анализ чувствительности проекта.....	81
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>87</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	87
5.2 Производственная безопасность .....	88
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	90
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	92
5.3 Экологическая безопасность .....	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	97
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>98</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>100</b>
Приложение А.....	102
Приложение В.....	104
Приложение С.....	105
Приложение D.....	106

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**СКО** – соляно-кислотная обработка;

**РИР** – ремонтно-изоляционные работы;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ГИС** – геофизическое исследование скважин;

**ГДИС** – гидродинамическое исследование скважин;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные характеристики;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны;

**ПВЛГ** – перевод на вышележащий горизонт;

**ЗБГС** – зарезка бокового горизонтального ствола;

**ТУТ** – тонна условного топлива;

**ПОТ** – потокоотклоняющие технологии;

**ГМЩП** – гидромеханическая щелевая перфорация;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ДП** – дополнительная перфорация;

**МПДС** – модифицированный полимер-дисперсного состава;

**ИДН** – интенсификации добычи нефти;

**ФО** – форсированный отбор.



## ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений, современные компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться повышения нефтеотдачи, увеличения темпа отбора, можно с помощью проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Геолого-технические мероприятия — это комплекс мер различного характера, проводимых с целью обеспечения максимальной добычи углеводородов. Эти мероприятия проводятся на всех стадиях разработки месторождения, наиболее интенсивно – на поздних.

Двуреченское месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения, литологической изменчивости коллекторов к группе сложных.

Для повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора, и достижения максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождении проводится ряд геолого-технических мероприятий. В числе этих мероприятий как химические (соляно-кислотная обработка), так и механические (гидроразрыв) пласта методы воздействия на пласт.

В данной работе были изучены все мероприятия по увеличению нефтеотдачи и интенсификации притока проводимые на Двуреченском месторождении, компании АО «Томскнефть» ВНК.

## **1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Двуреченское нефтяное месторождение в административном отношении находится в Каргасокском районе Томской области в 50 км на юго-запад от пос. Новый Васюган (рисунок 1). В соответствии с принятой «Схемой нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» месторождение относится к Васюганскому нефтегазодобывающему району.

Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является село Новый Васюган, расположенное в 50 км северо-восточнее месторождения, на р. Васюган. В селе имеется узел связи, больница - стационар, предприятия местной промышленности.

Месторождение находится в непосредственной близости (на север) от разрабатываемого Крапивинского месторождения. Транспорт нефти осуществляется следующим образом: с Двуреченского и Лесмуровского участков нефть собирается на УПСВ и по нефтепроводу 325 мм соединяется с нефтью Западно-Моисеевского участка и затем по нефтепроводу 630 мм поступает на ЦППН Пионерный.

Месторождение расположено в районе с развитой нефтедобывающей инфраструктурой.

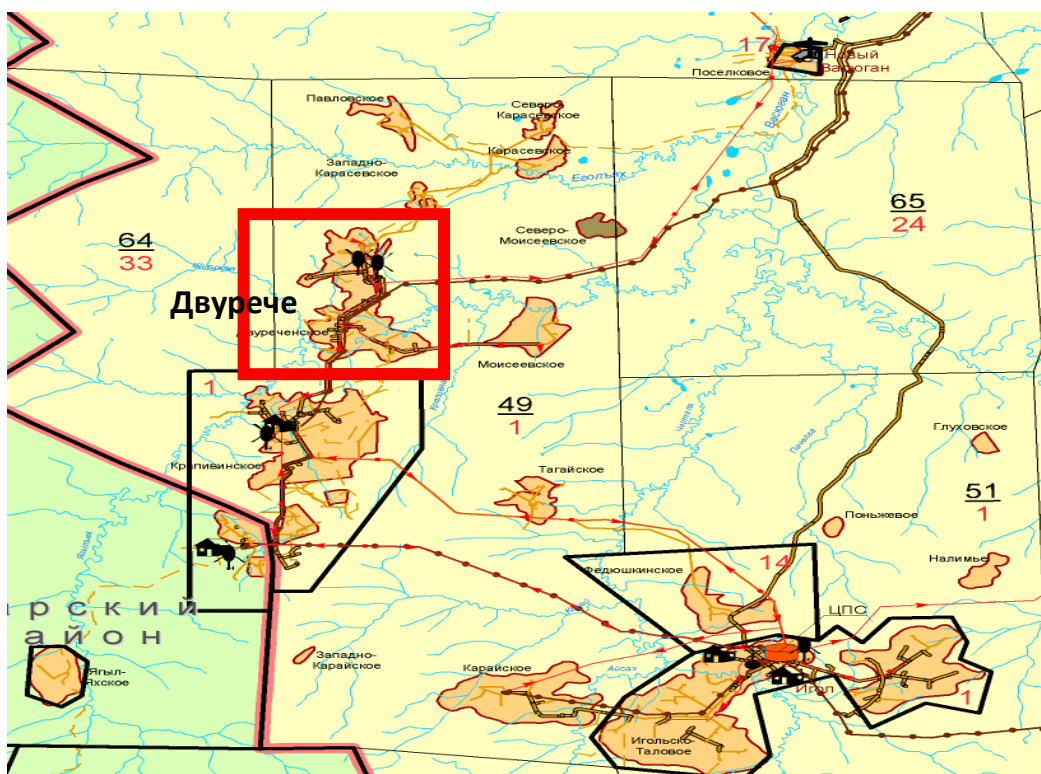
Промышленную разработку Двуреченского месторождения ведёт АО «Томскнефть» ВНК на основании лицензий на право пользования участком недр ТОМ 00046 НЭ от 17.09.1998г. (срок окончания лицензии – 16 сентября 2021г.).

Площадь месторождения представляет собой заболоченную и слабовсхолмленную равнину с а.о. 100-125 м. Местность частично заболочена, леса большей частью смешанные. Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя температура января  $-19-21^{\circ}\text{C}$ ), лето теплое, короткое (средняя температура июля  $+17-18^{\circ}\text{C}$ ).

Речная сеть в районе месторождения представлена мелкими несудоходными речками – левыми притоками р. Васюган. Река Васюган,

начиная от пос. Новый Васюган и вниз до впадения ее в р. Обь (район пос. Каргаска - районного центра), является судоходной для речных судов небольшого тоннажа в период весеннего половодья. Расстояние от Нового Васюгана до Каргаска составляет по прямой 260 км, по воде – 610 км, до Томска (областного центра) – соответственно, 715 км и 1195 км [1].

Для технического водоснабжения и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды сеноманского водоносного комплекса отложений.



#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

<b>ГРАНИЦЫ</b>		<b>МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>		<b>ДОРОГИ И ЛЭП</b>	
	Административные границы областей		Нефтяное		Автомобильные дороги с покрытием
	Границы и номера лицензионных блоков, номера недропользователей		Газоконденсатное		Грунтовые и проселочные дороги
	Границы лицензионных участков, номера недропользователей		Нефтегазоконденсатное		Сезонные дороги (Автозимники)
	Населенные пункты		Железнорудное		Электросети
	Населенные пункты		Др.	<b>ИНФРАСТРУКТУРА</b>	
<b>АЭРОПОРТЫ</b>		<b>ТРУБОПРОВОДЫ</b>			Компрессорная станция (КС)
	С бетонной ВПП		Нефтепроводы		Нефтеперекачивающая станция (НПС)
	С грунтовой ВПП		Газопроводы		Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ)
	Вертолетные площадки		Конденсатопроводы		Центральный пункт сбора нефти (ЦПС), центральный товарный парк нефти (ЦТП)
					Вахтовый поселок
					Станция радио-релейной связи
					Параметрические скважины

Рисунок 1 - Обзорная карта Двуреченского месторождения

## 1.1 Краткая геологическая характеристика месторождения

В геологическом строении Двуреченского месторождения принимают участие в различной степени метаморфизованные породы палеозойского фундамента и терригенные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

В тектоническом отношении Двуреченское месторождение приурочено к трём локальным поднятиям: Западно-Моисеевскому, Лесмуровскому и Междуреченскому, расположенным в южной части Каймысовского свода — одной из крупных региональных структур (I порядка) юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

В пределах Карайско-Моисеевского лицензионного участка в различные годы и разными организациями проводились сейсморазведочные исследования как МОГТ-2Д, так и МОГТ-3Д.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с горизонтом Ю<sub>1</sub>: пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> васюганской свиты верхней юры.

Структурные карты пластов с категориями запасов представлены на рисунках 2-3, геологические разрезы - на рисунках 4-5 (Приложение А). Литолого – стратиграфический разрез представлен рисунке 6 [2].

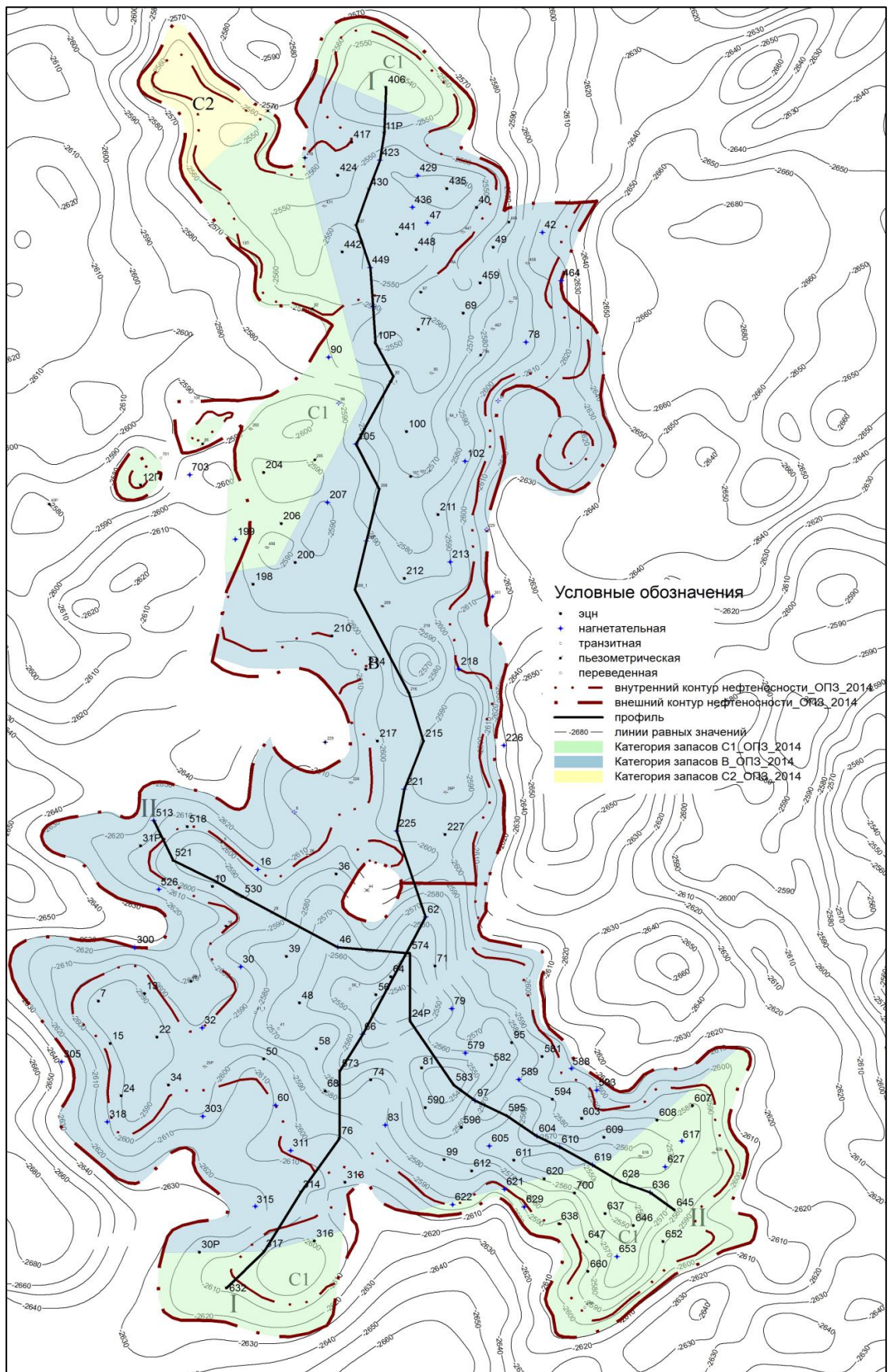


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> с категориями запасов и линиями геологических разрезов I-I, II-II

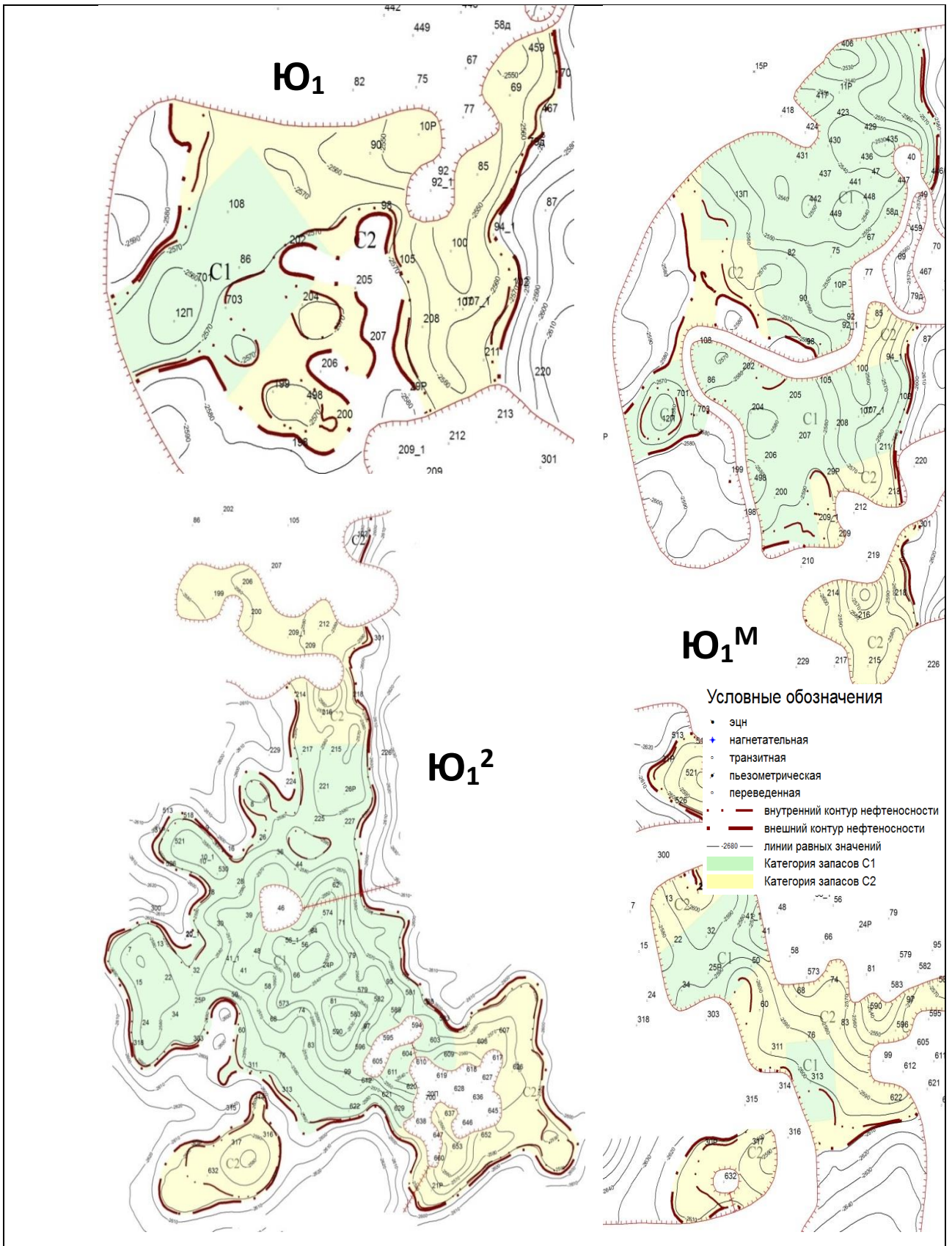
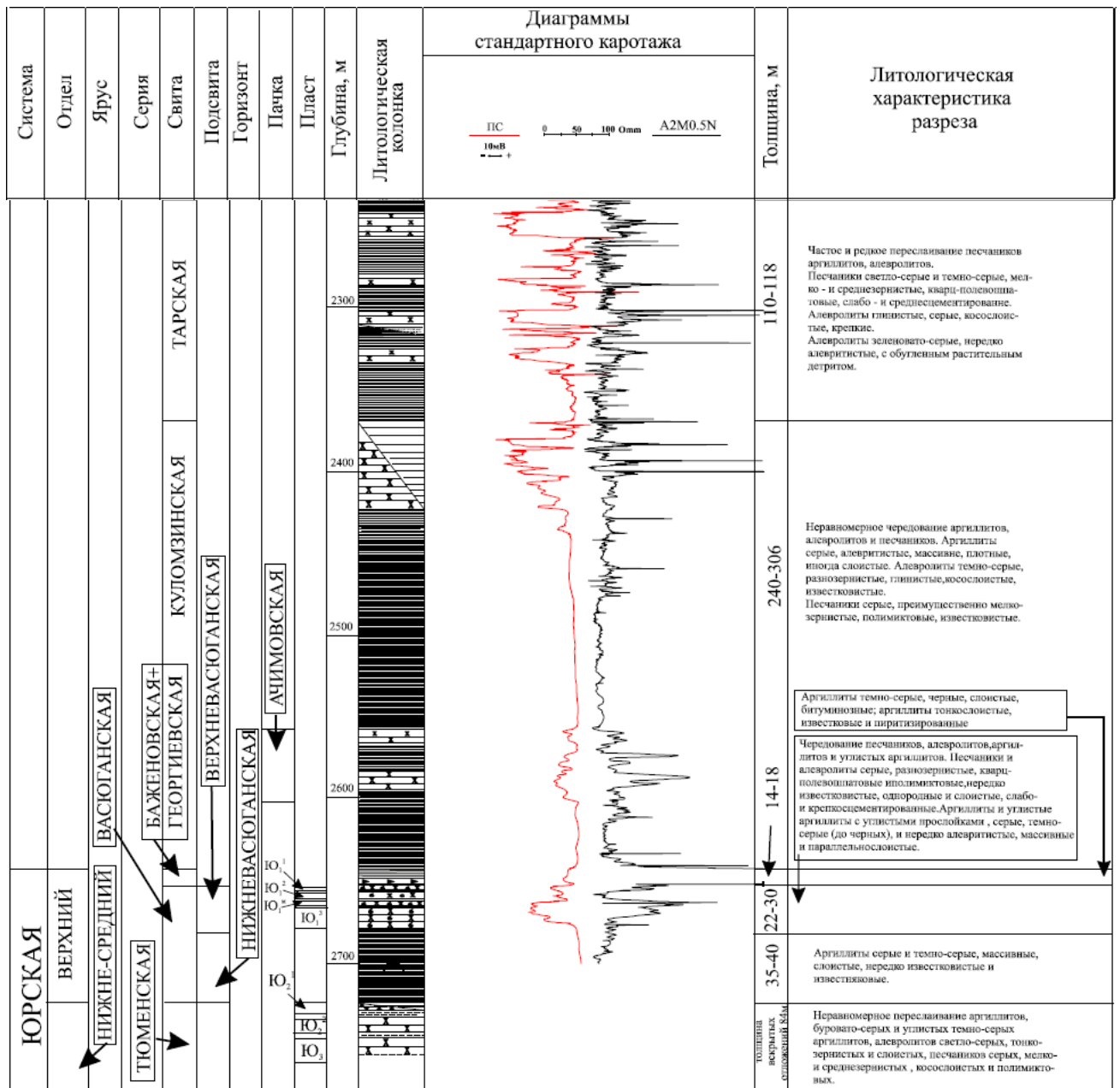


Рисунок 3 – Структурные карты пластов  $\text{Ю}_1^1$ ,  $\text{Ю}_1^2$ ,  $\text{Ю}_1^M$  с категориями запасов



Условные обозначения:

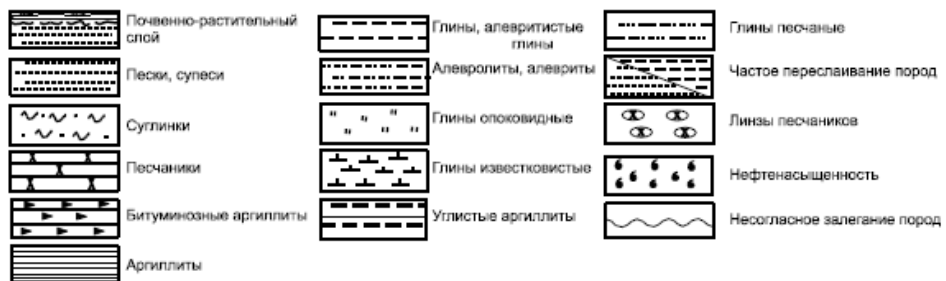


Рисунок 6 - Литолого – стратиграфический разрез Двуреченского месторождения

## 1.2 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 5,3×4,3 км, высота залежи 42 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (9 определений из 5 скважин), проницаемость (8 определений из 5 скважин), водоудерживающая способность (3 определения из 5 скважин); по ГИС: пористость (65 определений в 42 скважинах), проницаемость (60 определений в 42 скважинах); по ГДИ: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (34 определения в 42 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований собственного керна.

Физико-химические свойства нефти определены по 31 глубинным и 31 устьевым пробам.

Нефть средней плотности, маловязкая, сернистая, смолистая, парафинистая.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Выявлено три залежи.

Основная залежь – нефтяная, пластовая сводовая, литологически ограниченная с севера и юго-востока. Размеры залежи 11,5×6 км, высота залежи 72 м.

Двуреченская – нефтяная, литологически ограничена со всех сторон, кроме востока. Размеры залежи 0,6×0,8 км, высота залежи 30 м.

Южная залежь – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 1,3 x 2,9 км, высота залежи 24 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (58 определений из 9 скважин), проницаемость



(50 определений из 9 скважин), водоудерживающая способность (10 определений из 5 скважин); по ГИС: пористость (203 определения в 113 скважинах), проницаемость (174 определения в 97 скважинах); по ГДИ: проницаемость (четыре определения в четырех скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (172 определения в 95 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований собственного керна.

Физико-химические свойства нефти определены по 31 глубинным и 31 устьевым пробам.

Нефть средней плотности, маловязкая, сернистая, смолистая, парафинистая.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>. Выявлено шесть залежей.

Двуреченская (Северная) – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная с северо-запада и юго-востока. Размеры залежи 3,9 x 5,4 км, высота залежи 49 м.

Двуреченская (Южная залежь) – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная и ограниченная со всех сторон, кроме востока и небольшого участка на юге. Размеры залежи 3,2 x 2,6 км, высота залежи 47 м.

Лесмуровская – Залежь пластовая сводовая литологически ограничена со всех сторон, кроме востока. Размеры залежи 2,6 x 1,8 км, высота залежи 55,4 м.

Западно-Моисеевская (Северная залежь) – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная, субширотного простирания. Размеры залежи 4,2 x 1,2 км, высота залежи 28 м.

Западно-Моисеевская (Центральная залежь) – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная и ограниченная со всех сторон, кроме юга. Размеры залежи 5,1 x 4,8 км, высота залежи 75 м.

Западно-Моисеевская (Южная залежь) – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 1,2 x 2,1 км, высота залежи 25 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (90 определений из 8 скважин), проницаемость (66 определений из 7 скважин), водоудерживающая способность (24 определения из 6 скважин); по ГИС: пористость (197 определений в 106 скважинах), проницаемость (184 определения в 101 скважине); по ГДИ: проницаемость (7 определений в 2 скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (164 определения в 90 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований собственного керна.

Физико-химические свойства нефти определены по 31 глубинным и 31 устьевым пробам.

Нефть средней плотности, маловязкая, сернистая, смолистая, парафинистая.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Выявлено три залежи.

Основная залежь – нефтяная, пластовая сводовая, капиллярно ограниченная с севера и запада. Размеры залежи 12,3 x 6,5 км, высота залежи 85 м.

Северная залежь – нефтяная, пластовая, сводовая, капиллярно ограниченная с юга. Размеры залежи 4,9 x 3,9 км, высота залежи 67 м.

Западная залежь – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная на небольшом участке с северо-востока. Размеры залежи 0,86 x 0,75 км, высота залежи 19 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (422 определения из 23 скважин),

проницаемость (407 определений из 23 скважин), водоудерживающая способность (170 определений из 19 скважин); по ГИС: пористость (1074 определения в 195 скважинах), проницаемость (1022 определения в 193 скважинах); по ГДИС: проницаемость (58 определений в 43 скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (902 определения в 176 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований собственного керна.

Физико-химические свойства нефти определены по 31 глубинным и 31 устьевым пробам.

Нефть средней плотности, маловязкая, сернистая, смолистая, парафинистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1 (Приложение В).

Основной объект разработки Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> условно разделяется на две пачки: Ю<sub>1</sub><sup>3а</sup> – зона супер-коллектора и Ю<sub>1</sub><sup>3б</sup> – зона с низкими ФЕС таблица 2 В высокопроницаемой пачке Ю<sub>1</sub><sup>3а</sup> сосредоточено 48 % НИЗ месторождения, обеспечивает 89,9 % всей добычи нефти.

Таблица 2 - Сравнение ФЕС по пластам Двуреченского месторождения

Параметры	Ед. изм.	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>М</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3а</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3б</sup>
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	1,9	2	1,7	5,4	4,6
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,0099	0,0064	0,0066	0,59	0,0087
Средняя пористость	доли ед.	0,16	0,15	0,15	0,2	0,15
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,58	0,606	0,571	0,70	0,47

Контур основного пласта перекрывает зоны нефтеносности верхних залежей, что обеспечивает возможность совместной разработки или выделения возвратных объектов. В пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> сосредоточено 81% начальных геологических запасов месторождения; пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> характеризуются

меньшими толщинами, худшими фильтрационно-емкостными свойствами, невыдержанностью по разрезу. Идентичный состав нефти по всему горизонту показывает общность источника генерации нефти и на вероятность гидродинамической связи между пластами на локальных участках [3].

### 1.3 Фазовые проницаемости

Определение фазовых проницаемостей и характеристик вытеснения проводилось в лаборатории физики пласта «ТомскНИПИнефть» согласно ОСТ 36-195-86 «Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта».

Определение фазовых проницаемостей проводилось с использованием моделей пластовой нефти и воды при изменении соотношения воды и нефти в фильтрационном потоке от чистой нефти до чистой воды таким образом, чтобы суммарная объемная скорость фильтрации оставалась постоянной. Для получения достоверных фазовых проницаемостей проводилось испытание на 5 режимах: при отсутствии воды в потоке, при наличии 25 %, 50 %, 75 % и 100% воды.

Исследования проводились на 24 образцах керна с проницаемостью  $1,4-273,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Наиболее полно был освещен исследованиями пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (17 опытов). Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> проведено два опыта, для Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – один опыт, для межугольного пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> – 4 опыта.

В 2013 г. были проведены новые эксперименты по определению фазовых проницаемостей на 2х образцах из скважины 40Р (1 образец взят из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 1 образец из пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>).

Для образцов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> остаточная водонасыщенность в среднем равна 0,403 при интервале изменения от 0,38 до 0,42 доли ед.

Связанная вода для образца пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с проницаемостью  $11,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$  равна 0,541 д.ед. Для образцов пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> остаточная водонасыщенность в среднем равна 0,46 доли ед., при интервале изменения от 0,26 до 0,59 доли ед. Для всех четырех образцов межугольного пласта наблюдается закономерное

снижение остаточной водонасыщенности при увеличении проницаемости. Так,  $K_{во}$  образца с проницаемостью  $3,7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$  равен 0,593 д.ед.,  $K_{во}$  образца с  $K_{пр} - 38,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3} - 0,264$  д.ед. в среднем остаточная водонасыщенность для пласта  $Ю_1^M$  равна 0,456 д.ед.

Для основного пласта  $Ю_1^3$  ОФП разделены по классам проницаемости: до 10, до 50 и свыше 50  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ . Большая часть опытов характеризует высокопроницаемую часть пласта. Для этих образцов остаточная водонасыщенность изменяется от 0,192 до 0,338 д.ед. при среднем 0,266 д.ед. Для образцов с  $K_{пр}$  от 10 до 50  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$   $K_{во}$  составляет 0,373 д.ед. Для самых низкопроницаемых образцов  $K_{во_{ср}} - 0,549$  д.ед.

На рисунках 7,8,9 представлены кривые относительных фазовых проницаемостей продуктивных пластов Двуреченского месторождения.

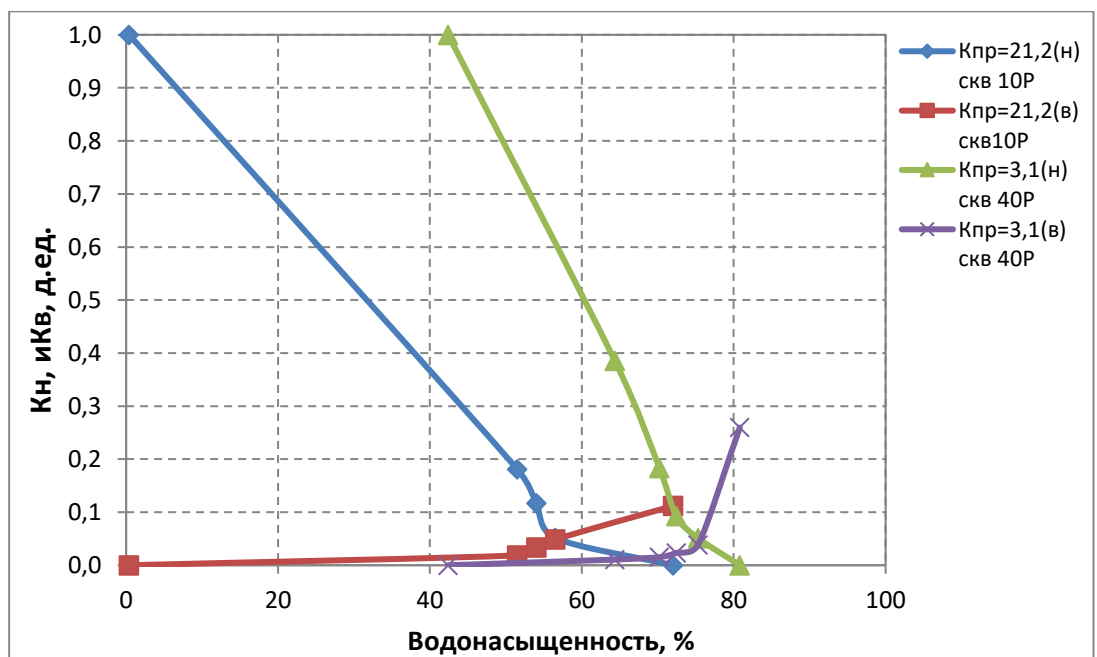


Рисунок 7-Кривая относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти пласта  $Ю_1^1$

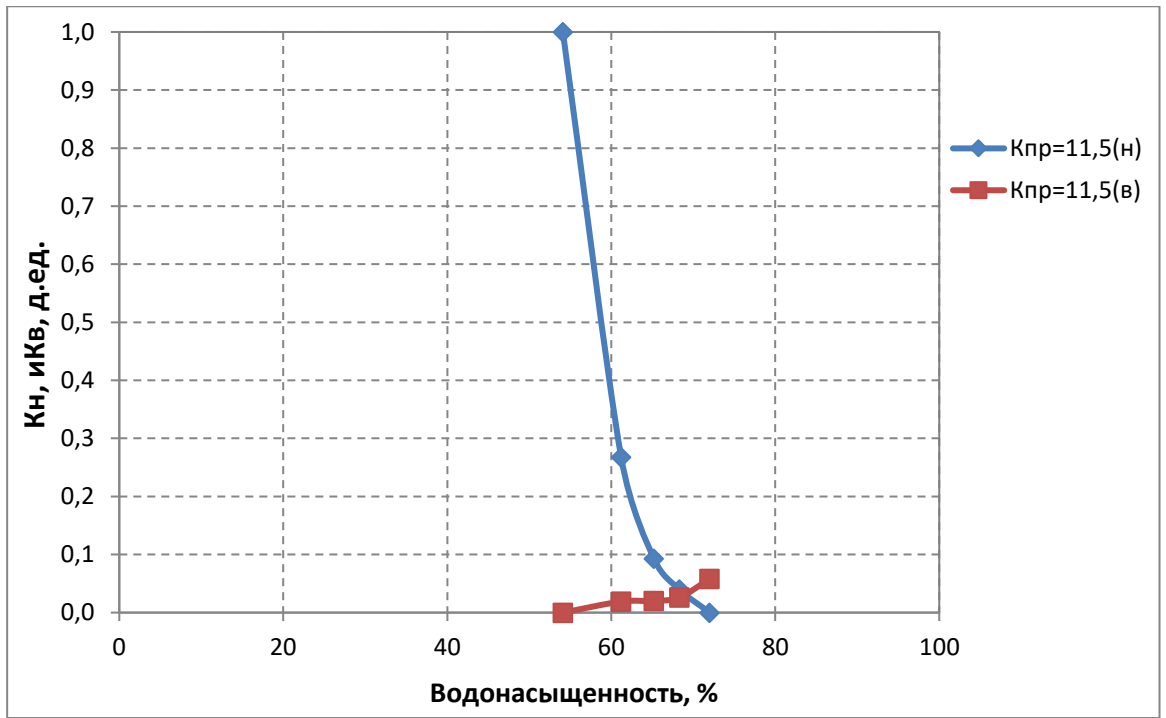


Рисунок 8-Кривая относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

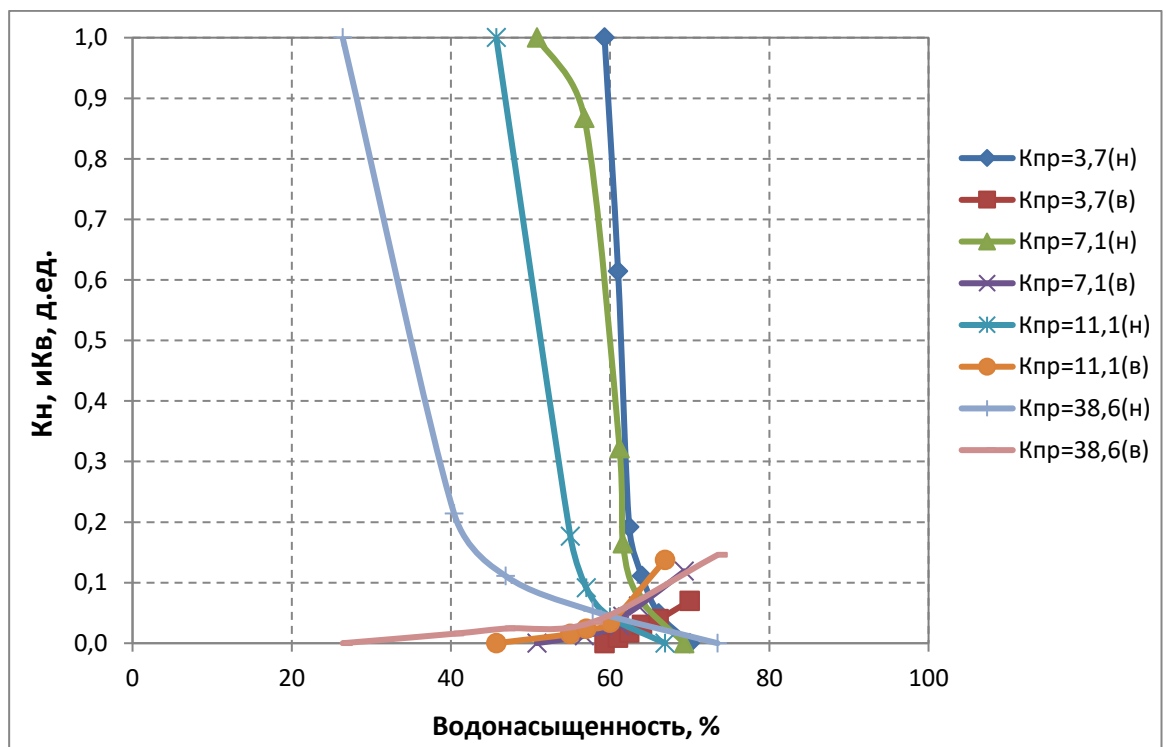


Рисунок 9-Кривые относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>

Конечные точки, соответствующие величинам остаточной нефти, определились равными: для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 0,186 д.ед.; для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 0,058, для

пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> – 0,118 при диапазоне значений 0,070 – 0,146; для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в среднем по всем опытам – 0,130 д.ед. при интервале от 0,039 до 0,234 д.ед.

Результаты опытов показали, что значение относительной фазовой проницаемости для воды изменяется в диапазоне 0,039 – 0,260 д.ед., в среднем 0,130 д.ед., и хорошо коррелируется с абсолютной проницаемостью коллектора.

Для установления характера вытеснения нефти водой был выполнен анализ показателей подвижности для нефти и воды. Отношение расходов нефти и воды в пласте зависит от отношений их вязкостей и эффективных (либо относительных фазовых) проницаемостей.

Низкие значения относительных фазовых проницаемостей для воды по большинству опытов обуславливают вытеснение основной доли нефти в безводный период.

При использовании характерных для изучаемых пластов значений, величина отношения подвижностей воды и нефти  $M$  – 0,70 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>,  $M$  – 0,31 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>,  $M$  – 0,46 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и  $M$  – 0,50 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, что, согласно линейному закону Баклея-Левверетта при значении  $M < 1$ , характерно для поршневого режима вытеснения. Нефть является доминирующей фазой, фронт заводнения характеризуется устойчивым состоянием и распространяется в радиальных направлениях на большие расстояния.

#### **1.4 Текущее состояние разработки**

Двуреченское месторождение открыто в 1992 г., в промышленную разработку введено с 2004 года. Закачка началась с 2003 года.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 202 скважины, в т.ч. 160 добывающих (92 действующих, 11 бездействующих, 13 в консервации, 7 наблюдательных, 35 переведены под закачку, 2 ликвидированных), 25 нагнетательных (55 действующих, 3 бездействующих, 1 наблюдательная, одна переведена в поглощающий фонд) и 17 водозаборных (все бездействующие).

Количество действующего фонда добывающих скважин меньше на 2 скважины (по проекту 94, по факту 92).

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении добыто 23101 тыс.т. нефти (по проекту 23229 тыс.т.). Текущий КИН – 0,336 (по проекту 0,338). Отбор от НИЗ нефти - 76,2 % (по проекту 76,6 %).

За 2014 год добыто 351,6 тыс.т. нефти (по проекту 422,3 тыс.т.), темп отбора от НИЗ – 1,2 % (по проекту – 1,4 %). Обводненность составила 97 % (по проекту 94,7 %).

Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено отставанием фактического действующего добывающего фонда скважин от проектного, перевыполнением программы выбытия скважин, а также опережающим обводнением скважин.

Фактическое количество проведенных мероприятий составляет 53 (по проекту – 23). Такое превышение объясняется тем, что в проекте были рекомендованы не все виды ГТМ на данный период времени (ОПЗ, РИР, ИДН, ФО, перфорационные методы), некоторые мероприятия (ОПЗ, перфорационные методы) в проектом документе предусмотрены в более поздние сроки. Запланированная программа исследовательских работ выполняется.

По состоянию на 01.01.2018 г. На объекте Ю<sub>1</sub><sup>1+2+М</sup> пробурено 8 и приобщено 78 скважин, в т.ч. 71 добывающих (47 действующих, 6 бездействующих, 3 в консервации, 4 наблюдательных, 10 переведены под закачку, 1 ликвидированная) и 15 нагнетательных (24 действующих, одна переведена в поглощающий фонд).

Количество действующих скважин больше на 10 скважин (по проекту 37, по факту 47).

По состоянию на 01.01.2018 г. добыто 991 тыс.т. нефти (по проекту 1022 тыс.т.). Текущий КИН – 0,103 (по проекту 0,107). Отбор от НИЗ нефти - 25,7 % (по проекту 26,5 %).



За 2014 год добыто 36,1 тыс.т. нефти (по проекту 49,0 тыс.т.), темп отбора от НИЗ – 0,9 % (по проекту – 1,3 %). Обводненность продукции составила 85,8 % (по проекту 83,9 %).

Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено низкими дебитами нефти и жидкости, относительно прогнозных.

Текущее пластовое давление 20,9 МПа за период разработки снизилось на 5,7 МПа (начальное 26,6 МПа).

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>1+2+М</sup> представлено в таблице 3 (Приложение С) [4].

## 2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Двуреченского месторождения применяются различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), увеличению приемистости нагнетательных скважин, выравниванию фронта вытеснения. Работы в данном направлении на месторождении проводятся с применением широко распространенных технологий.

На добывающих скважинах, проводимые работы преимущественно включают в себя мероприятия, направленные на интенсификацию притока, реализуется программа с применением методов форсированного отбора, кислотных обработок. Для улучшения условий притока флюидов к скважине применяются такие методы как гидравлический разрыв пласта, дополнительная перфорация. Работы, проводимые на нагнетательных скважинах, в большинстве случаев направлены на увеличение приемистости с применением методов гидромеханической щелевой перфорации и кислотных обработок.

Всего за период разработки Двуреченского месторождения различным видам ГТМ и МУН проведено 529 скважино/операция.

На рисунке 10 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН проведенных за период разработки на Двуреченском месторождении. Как можно заметить, основными методами являются оптимизация работы насосного оборудования (ИДН, ФО) и ГРП, доля которых составляет 42,7 % и 25,8 % от всех скважино/операций соответственно.

В целом по Двуреченскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила 4096,7 тыс. т. или 18,5 % от накопленной добычи нефти по месторождению. На рисунке 11 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2018 год. Можно отметить, что практически 85 % (3475,7 тыс. т.) от всей дополнительно добытой нефти за счет

проведения геолого-технических мероприятий приходится на оптимизацию работы насосного оборудования и ГРП [5].

На рисунке 12 показана удельная дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну скважину/операцию. Наибольшие значения приходятся на ГРП, ИДН, ЗБС.

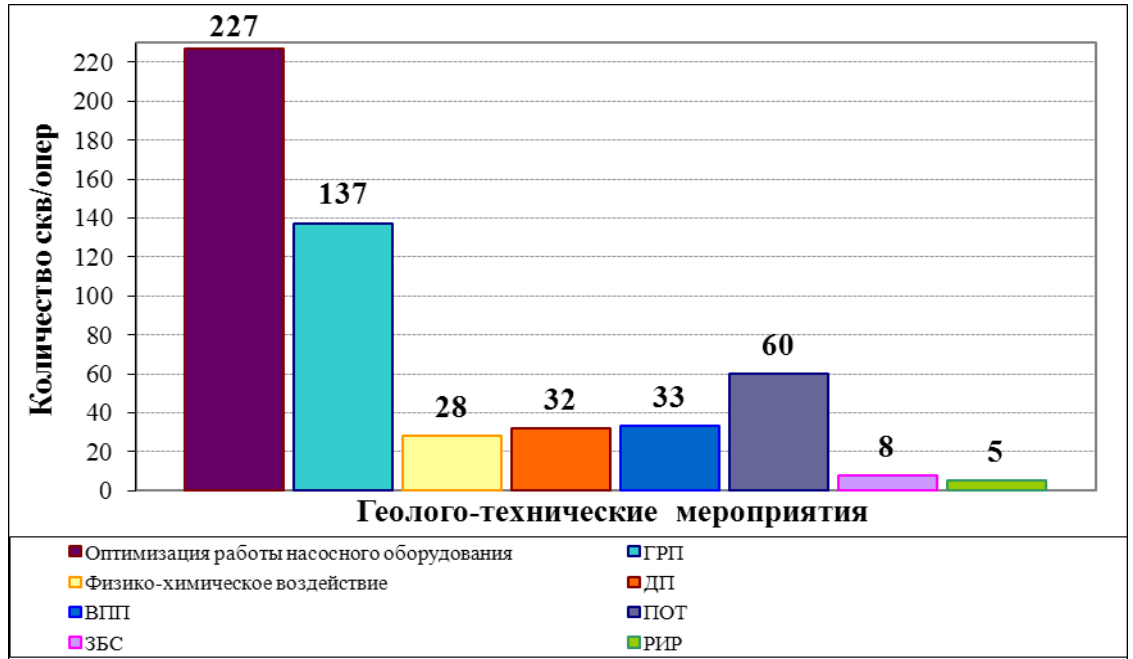


Рисунок 10-Геолого-технические мероприятия, проведенные на Двуреченском месторождении, по состоянию на 01.01.2018 год

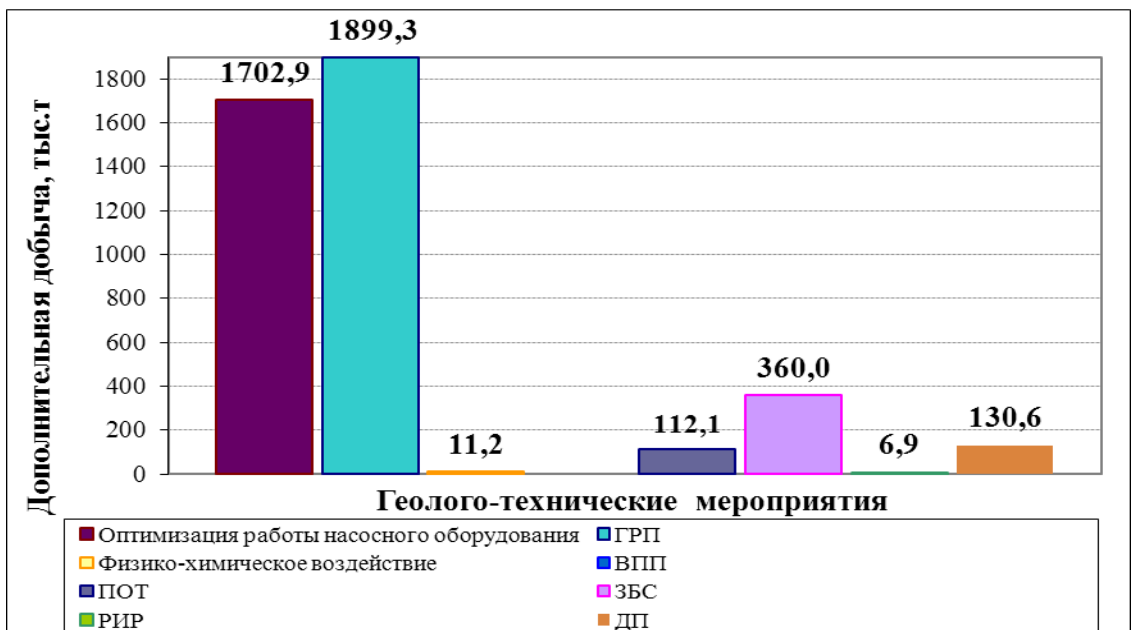


Рисунок 11-Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Двуреченском месторождении по состоянию на 01.01.2018 год

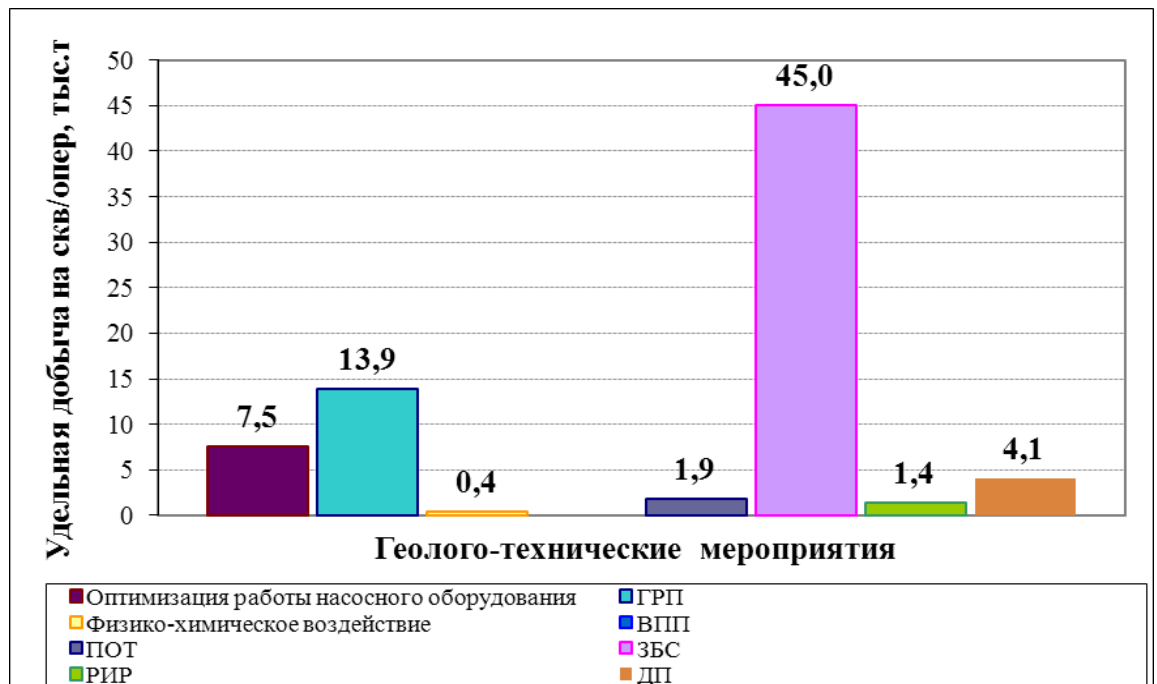


Рисунок 12-Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Двуреченском месторождении на одну скважину/операцию

### 2.1 Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора нефти, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
2. Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

В результате ГРП кратно улучшается проницаемость и, как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков.

На Двуреченском месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является наиболее эффективным методом воздействия на пласты. За время разработки Двуреченского месторождения было проведено 137 операций ГРП на 108 скважинах. Охват фонда скважин операцией ГРП составляет 60 %. В скважинах, работающих на несколько объектов, одним из которых является Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>, ГРП проводилось частично, так как у данного пласта высокие коллекторские свойства. Работы проводились силами компаний «ВJ», «Schlumberger», «Newco», «ПетроАльянс», «МеКаМиннефть», «Катко» и «Катобнефть».

При проведении ГРП в качестве жидкости разрыва использовалась вода сеноманского горизонта. Для закрепления трещин на Двуреченском месторождении использовался обладающий высокой прочностью керамический проппант (как российского производства – Voro Prop, так и зарубежного – Carbo Lite), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП.

В ходе вывода скважины на режим после ГРП наблюдается повышенный вынос мехпримесей, в т.ч. предположительно проппанта. Высокое содержание твердых веществ в жидкости приводит к быстрому выходу из строя насосного оборудования. Для уменьшения выноса проппанта разработан специальный

дизайн трещины, при котором происходит закачка порции более мелкого проппанта 16/30 Wogo для максимального заполнения трещины по длине. Затем закачивается основная пачка более крупного размера 12/18 XE для получения максимальной проводимости трещины. Готовая трещина закупоривается специальным проппантом 12/18 ForesRCP, обеспечивающим закрепление пробки и снижение выноса.

Подробный анализ работы скважин сделать достаточно сложно, так как из 137 скважин, где было проведено ГРП, в 60 скважинах ГРП было выполнено сразу после бурения, в 1 скважине при расконсервации. В 4 скважинах ГРП выполнен после ЗБС. В скважине №198 прироста добычи нефти получено не было, в скважине №15 эффект отнесен на счет ИДН. В скважинах №67, 41 (боковой ствол) ГРП выполнен неудачно, произошла авария. Также ГРП был выполнен в 10 нагнетательных скважинах.

Таким образом, только по 60 добывающим скважин имеется возможность оценить прирост дебита и дополнительную добычу нефти. Динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам представлена на рисунке 13.

В целом на Двуреченском месторождении количество дополнительно добытой нефти в результате проведения ГРП за период с 2002 по 2018 год составило 1899,3 тыс.т. Средний удельный технологический эффект составил 13,86 тыс. т. на скважино/операцию. Средняя продолжительность эффекта составила около 3 лет.

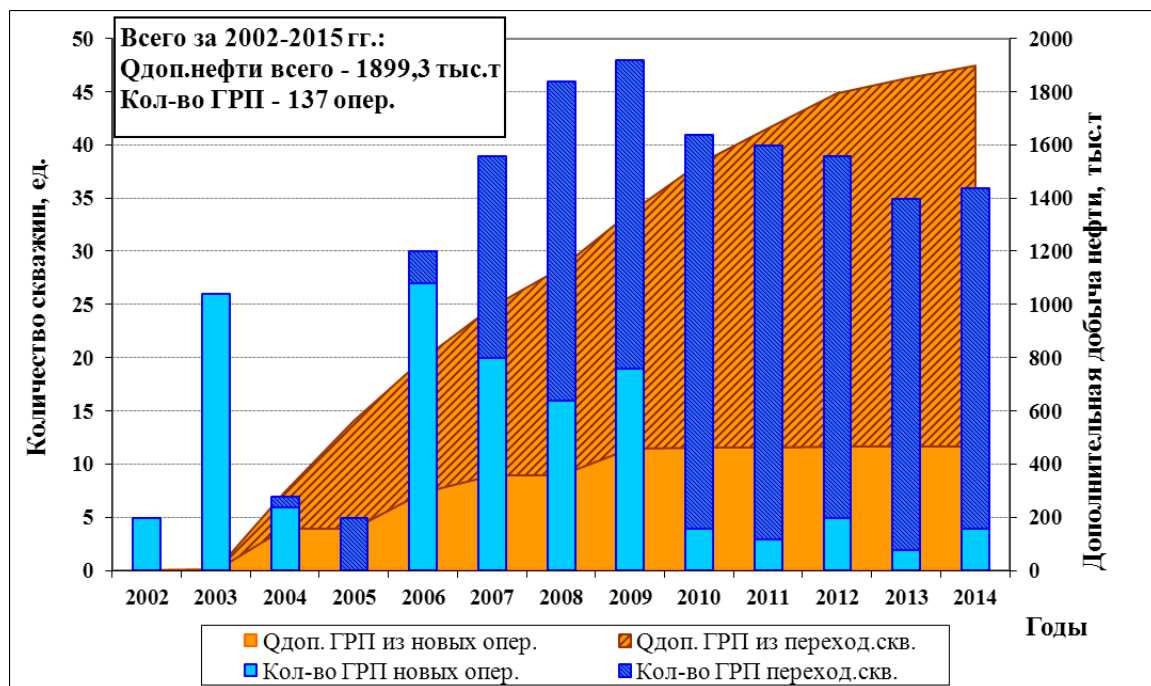


Рисунок 13-Динамика проведения гидравлического разрыва пласта и его эффективность в период 2002-2018 гг.

## 2.2 Зарезка боковых стволов (ЗБС)

В настоящее время бурение боковых стволов привлекает повышенное внимание в связи с потенциальным увеличением нефтеотдачи из загрязненных или истощенных пластов и возможностью вскрыть незатронутые эксплуатацией продуктивные пласты с меньшими затратами. Также данный вид ГТМ используется для «оживления» старых, находящихся в бездействии скважин или скважин, в которых в силу различного рода технических причин невозможно ликвидировать аварию. Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин. Кроме того, траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми, каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов.

Всего за период разработки на Двуреченском месторождении было выполнено 8 зарезок боковых стволов (ЗБС). Работы проводились сервисными компаниями: «ССК» и «Анега-бурение».

Так, для вовлечения незатронутых разработкой участков залежи было выполнено 3 ЗБС на скважинах №209, №56 и №41. Эффективность ЗБС на данных скважинах оказалась крайне низкой. Так, по скважине №209, несмотря на более чем двукратное увеличение дебита нефти, обводненность снизилась всего на 2,6 %. В настоящее время скважина находится в бездействии, так как является нерентабельной.

По скважине №41 ситуация несколько иная, дебит нефти после ГТМ увеличился незначительно, на 1 т/сут, при этом обводненность снизилась всего на 1,6 %. В настоящее время скважина находится в бездействии по причине определения источника обводнения.

Вероятными причинами низкой эффективности ЗБС на данных скважинах является то, что боковые стволы попали в промытые зоны, а также техническое состояние скважины. На рисунке 14 показаны розы-диаграммы трассирования фильтрационных потоков на участках ЗБС. Согласно трассерным исследованиям в районе добывающей скважины №209 выявлена опережающая основной фронт вытеснения фильтрация от нагнетательной скважины №29Р по фильтрационным каналам с проницаемостью от 5 до 50 мкм<sup>2</sup>. Трассерные исследования на участке проводились в июне 2009 года, тогда как зарезка была выполнена в январе того же года. Фильтрационную характеристику района ЗБС необходимо было оценить до начала бурения.

Технологию полимерного заводнения можно разделить на несколько стадий: производство полимера, подготовка воды и непосредственно закачка раствора в пласт. Как уже говорилось выше, ПЗ применяют с целью увеличения охвата пласта заводнением.

Основное свойство, которое позволяет применять полимеры для заводнения – загущение воды. Например, при концентрации полимера 0,1 % масс вязкость воды увеличится до 3-4 мПа·с. Данное свойство способствует стабилизации фронта вытеснения и предотвращению преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам.



Трассерными исследованиями в ноябре 2005 года в районе добывающей скважины №41 также был выявлен опережающий прорыв воды по высокопроницаемым каналам. Определенные высокие фильтрационные параметры на данном участке характерны для фильтрации воды по трещинам. Зная фильтрационную обстановку данного участка, а также историю эксплуатации скважины, бурить боковой ствол было нецелесообразно.

также историю эксплуатации скважины, бурить боковой ствол было нецелесообразно.

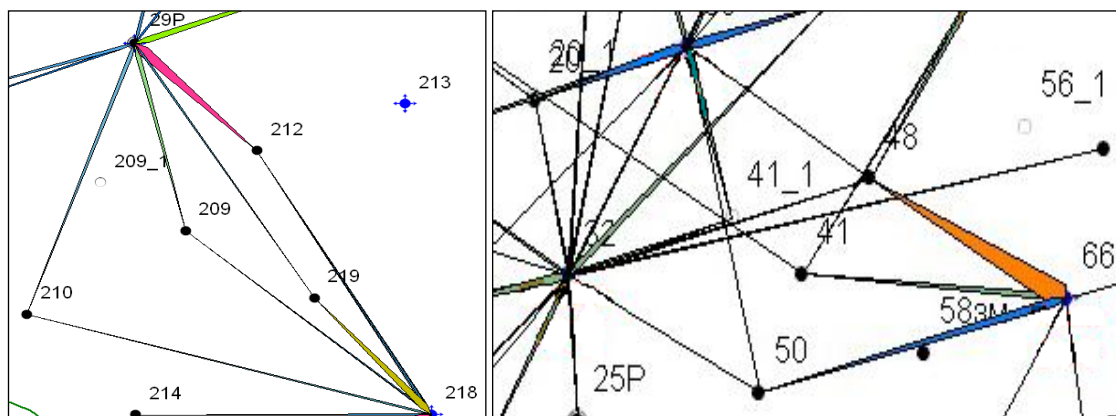


Рисунок 14-Розы-диаграммы трассирования фильтрационных потоков в районе добывающих скважин №209, №41

На рисунке 15 приведена динамика выполнения работ и дополнительной добычи нефти от ЗБС по годам. Как видно из рисунка, максимальная добыча нефти получена в 2004 г. – 49,1 тыс. т. Всего за 2003-2011 гг. в результате проведения ЗБС добыто 360 тыс. т. нефти.

Следует отметить достаточно высокую эффективность бурения боковых стволов в качестве мероприятий, направленных на восстановление работоспособности бездействующих и аварийных скважин. Что касается выработки запасов из незатронутых разработкой участков (целиков) залежи, тут ЗБС оказались менее эффективными.

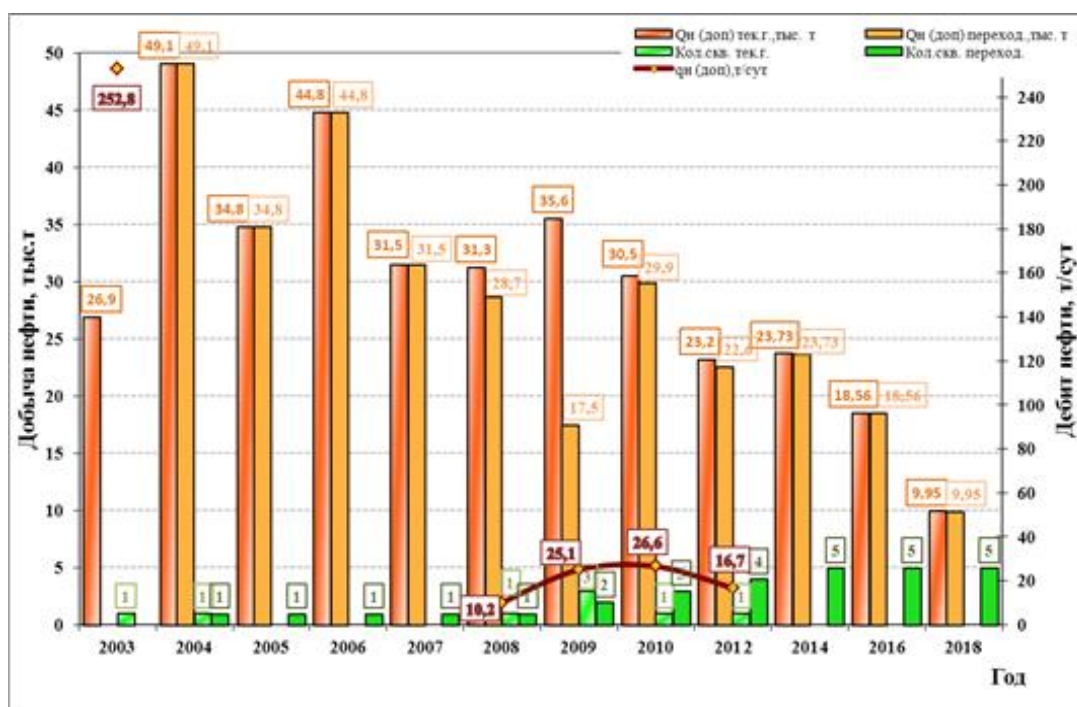


Рисунок 15-Эффективность от зарезки боковых стволов в период 2003-2018 гг.

Также была проведена оценка рентабельности ЗБС в текущих сценарных условиях. В таблице 4 представлены результаты расчетов. Из таблицы видно, что в целом бурение боковых стволов - достаточно эффективный вид ГТМ, даже если не учитывать эффект от скважины №67.

Таблица 4-Технико-экономические показатели ЗБС

Показатели	№ скважины							
	10	41	56	67	92	94	107	209
Накопленная добыча нефти т.	1998 5	7827	4747	2323 14	3582	0	6562 0	2756 4
Запускной дебит, т/сут	10,6	12,7	4,3	257,4	9,8	0	46,8	36,5
Стоимость зарезки бокового ствола, тыс.р.	3175 0	3075 0	3175 0	2651 8	2968 0	2651 8	2705 8	3020 2
в т.ч. ЗБС, тыс.р.	3036 4	2933 7	3036 4	2513 3	2829 5	2513 3	2567 3	2881 6
в т.ч. мобилизация/переезд, тыс.р.	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385
NPV	30	-1	-10	819	-10	-26	218	77

### **2.3 Оптимизация работы насосного оборудования**

Под оптимизацией работы насосного оборудования подразумеваются работы по проведению ИДН и ФО (интенсификации добычи нефти и форсированного отбора).

Во время эксплуатации, когда добывные возможности скважин превышают потенциальную подачу насоса, а применение других методов невозможно в силу различных причин, максимальный дебит жидкости предопределяет подбор соответствующей насосной установки. Показателем эффективности процесса служит положительная реакция скважин на увеличение темпов отбора, т.е. повышение или, по крайней мере, прекращение снижения процентного содержания нефти в добываемой жидкости. Пределом применимости метода можно считать повторное снижение процентного и абсолютного содержания нефти в добываемой жидкости до минимально допустимого – 2-5 %.

С начала разработки на Двуреченском месторождении проведено 227 операций по оптимизации работы насосного оборудования, по 158 операциям был получен положительный эффект. Дополнительная добыча нефти за счет проведения оптимизации работы насосного оборудования за весь период разработки составила 1576,5 тыс. т. Средний удельный технологический эффект составил 6,95 тыс. т. на одну скважино-операцию.

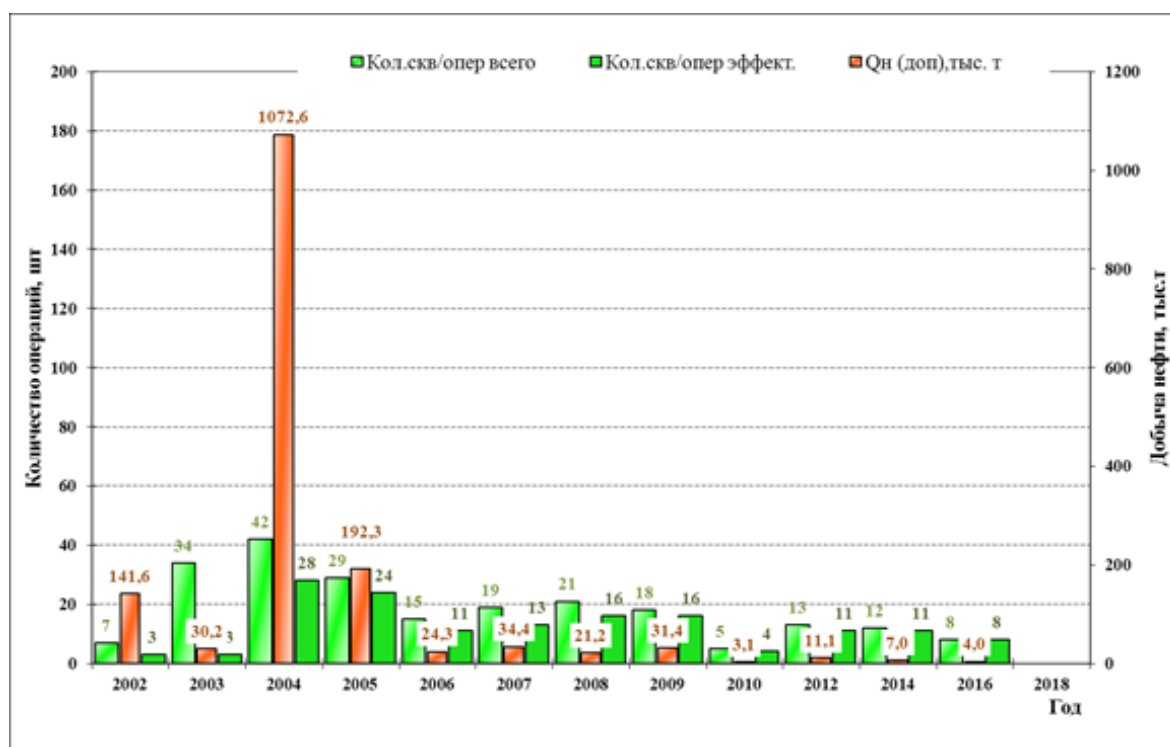


Рисунок 16-Эффективность от оптимизации работы насосного оборудования в период 2002-2018 гг.

На рисунке 16 приведена динамика выполнения работ и дополнительной добычи нефти от оптимизации работы насосного оборудования по годам. Максимальная добыча нефти получена в 2004 г. – 1072,6 тыс. т. Большой объем дополнительно добытой нефти можно объяснить тем, что большая часть работ проведена на пласт Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> с высокими ФЕС.

Следует отметить, что более 70 % всех обработок проведено в начальный период эксплуатации месторождения – 2003-2008 гг. В последующие годы количество проведения ИДН многократно сократилось и с 2013 года ИДН не проводились, работы по ФО не проводились с 2014 года.

## 2.4 Дополнительная перфорация (ДП)

Дополнительная перфорация относится к обработке призабойной зоны пласта и производится с целью приобщения ранее не работавших интервалов и дострела верха или низа работающего пласта. На месторождении применялась как простая перфорация, так и гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЩП). За период 2002-2018гг. всего выполнено 32 скважино/операций, из них

24 ДП, одна операция по очистке забоя, 7 операций проведено совместно с кислотной обработкой.

В представленной таблице можно увидеть, что невозможно оценить технологическую эффективность по скважинам №647, 71 ввиду того, что после проведения дополнительной перфорации на данных скважинах был выполнен ГРП. Прирост дебита и дополнительная добыча отнесена на счет ГРП. По скважинам №603, 607 эффективность невозможно оценить по причине отсутствия базовых показателей, т.к. мероприятия проводилось при вводе скважины в эксплуатацию. По скважине №41(боковой ствол) эффект отнесен на ЗБС.

По скважинам №211, 202, 24, 41, 34, 13, 221 после проведения дополнительной перфорации получен отрицательный эффект. В среднем дебит нефти по перечисленным скважинам снизился с 271,4 до 125,1 т/сут. Обводненность увеличилась с 70,2 до 83,7 %. Одной из причин снижения дебита нефти по скважинам является увеличение обводненности. Указанные скважины в основном располагаются в приконтурных частях залежи.

С положительным эффектом по отношению к базовым показателям дополнительная перфорация проведена на скважинах №№209, 701, 39, 76, 18, 318, 48, 95, 9, 652, 26Р, 64, 594. Для проведения мероприятия выбирались как малодебитные и малообводненные скважины, так и высокодебитные с большим потенциалом. Прирост дебита нефти изменяется в широких пределах – от 0,05 т/сут (скв. №652) до 427,7 т/сут (скв. №209). Наибольшая эффективность мероприятия связана со скважинами №209, 18 по которым после проведения ДП наблюдается практически двукратное увеличение дебита нефти. Большие эффекты связаны с первыми годами разработки.

На рисунке 17 показаны приведенные к единой дате средние дебиты нефти, жидкости и обводненность для скважин с дополнительной перфорацией.

В результате проведения дополнительной перфорации удалось вывести из бездействия и перевести в действующий фонд скважины №76, 318, 95, 64, 594.

Вся добыча нефти, отобранная перечисленными скважинами в течение года после обработки, считалась как дополнительная.

Дополнительный отбор нефти по эффективным мероприятиям оценивается в 130,61 тыс. т. В среднем дебит нефти увеличился с 118,2 до 171,7 т/сут, при этом обводненность снизилась с 64,6 до 49%. Средняя продолжительность эффекта от проведения дополнительной перфорации составила 7 месяцев.

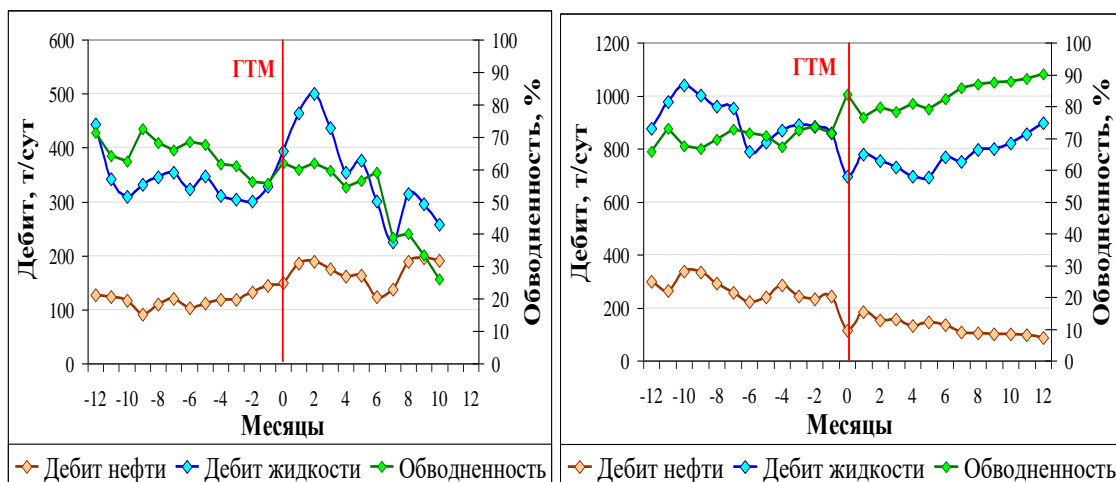


Рисунок 17-Средние результаты применения дополнительной перфорации с положительным и отрицательным эффектом

Работы по очистке призабойной зоны пласта желонкой были выполнены на скважине №622, но достичь прироста дебита нефти и жидкости не удалось. Эффект от проведения данного мероприятия считается отрицательным.

Как можно увидеть на рисунке 18, 93,5 % дополнительной добычи нефти за счет проведения ДП приходится на 2002-2005 годы. После 2005 года проведение ДП можно назвать неэффективным, так как ДП проводилось либо одновременно с ГРП или ЗБС, либо при вводе новой скважины, и практически вся дополнительная добыча нефти была списана на другие ГТМ.

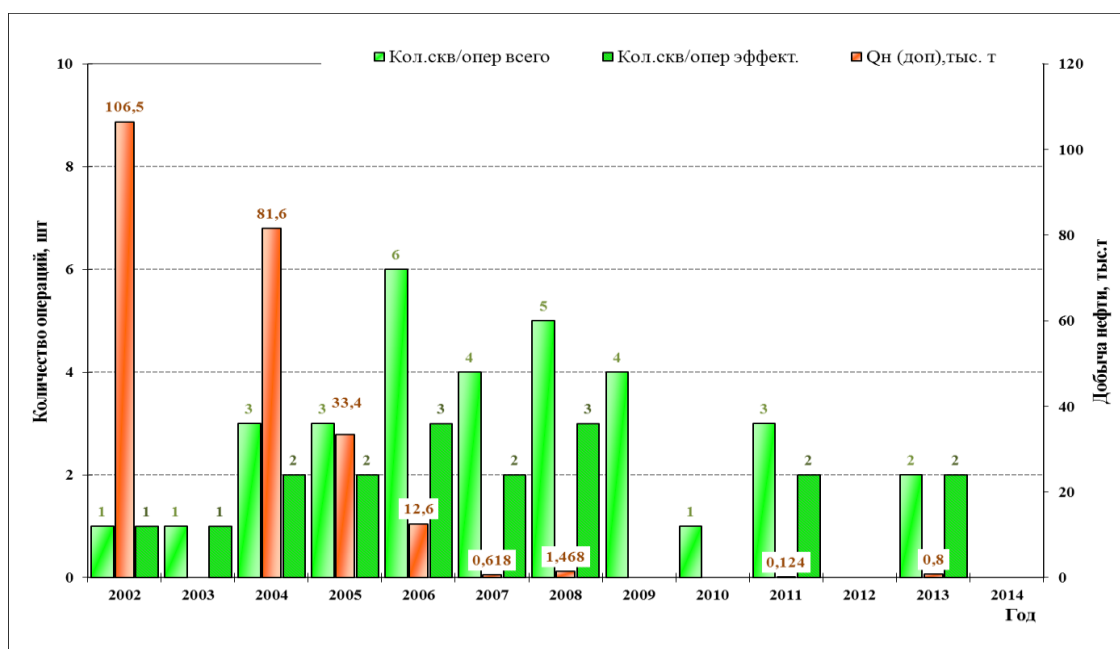


Рисунок 18-Эффективность дополнительной перфорации в 2002-2015 гг.

## 2.5 Физико-химические методы воздействия на пласт

На месторождении в большом объеме проводятся мероприятия по обработке призабойной зоны (ОПЗ) скважин. Обработки призабойной зоны скважин применяются для восстановления продуктивности добывающих скважин в случае, если продуктивность ограничена состоянием призабойной зоны, за счет воздействия на кольматирующие вещества химическими реагентами; увеличения продуктивности скважин за счет воздействия на структуру порового пространства скелета породы вблизи призабойной зоны пласта добывающих скважин; разрушения кольматанта при физико-химическом взаимодействии с закачиваемыми химическими реагентами; снижения скин-фактора за счет уменьшения радиуса поврежденной зоны и повышения проницаемости матрицы; увеличения приемистости нагнетательных скважин.

В качестве технологий на месторождении применяются различные виды кислотных обработок (СКО, ГКО), пороховые генераторы давления (ПГД БК). За период 2002-2015гг. всего выполнено 28 скважино/операций по физико-химическому воздействию на призабойную зону.

В качестве химического реагента в 20 добывающих скважинах использовалась соляная кислота, в скважине №431 глинокислота. В скважинах

№№431, 638, 700 оценить технологическую эффективность невозможно, т.к. кислотные обработки проводились при освоении скважин. В некоторых случаях при отсутствии притока на скважинах после СКО проводили ГРП, иногда кислотные обработки проводились после ГРП для очистки ПЗП и вызова притока. Тем не менее, при отсутствии базовых показателей эффективность оценить невозможно.

По скважинам №№423, 76, 316, 646 после проведения кислотной обработки наблюдается рост обводненности, при этом произошло снижение дебита нефти. Для указанных скважин данный вид ГТМ оказался неэффективным. В среднем дебит нефти по указанным скважинам снизился с 20,5 до 9,7 т/сут. Обводненность увеличилась с 11,9 до 47,4 %. Одной из причин снижения дебита нефти по скважинам является увеличение обводненности.

Положительный эффект получен в 14 добывающих скважинах. Прирост дебита варьируется от 0,2 т/сут (скв. №81) до 12,7 т/сут (скв. №582). Таким образом, за счет обработки ПЗП кислотными растворами удалось вывести из бездействующего фонда скважины №№626, 645. В целом по эффективным скважинам дополнительная добыча нефти оценивается в 11,24 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта от проведения кислотных обработок составила 7 месяцев [6].

На рисунке 19 показаны приведенные к единой дате средние дебиты нефти, жидкости и обводненность для скважин с кислотными обработками.

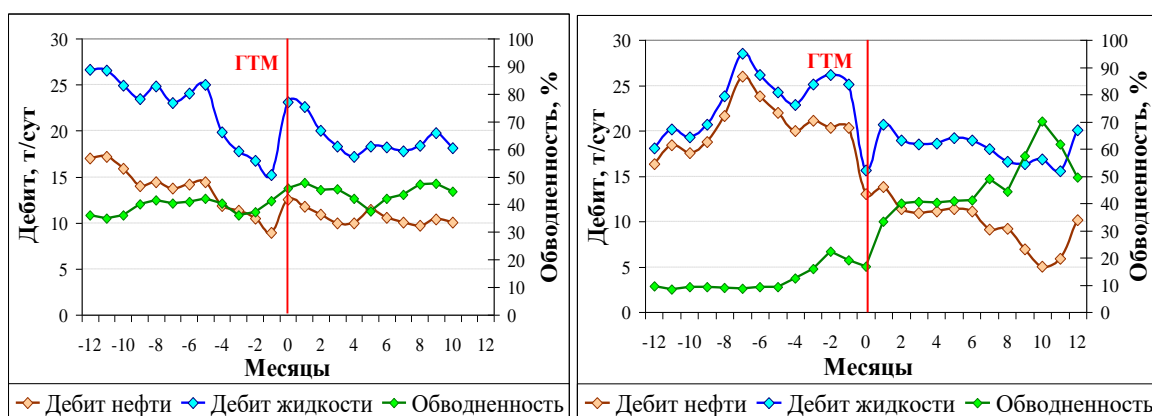


Рисунок 19-Средние результаты применения кислотных обработок с положительным и отрицательным эффектом



На рисунке 20 можно увидеть распределение операций по обработке призабойной зоны и дополнительную добычу от данных операций.

Кислотные обработки, как в чистом виде, так и в комплексе с дополнительной перфорацией оказались мало эффективны. Во многих случаях данные мероприятия проводили при выводе скважин на режим после длительных ремонтов, при освоении скважины, после ГРП. В качестве кандидатов для проведения обработок на Двуреченском месторождении выбирались малодебитные скважины, вскрывшие низкопроницаемые интервалы, прирост дебита нефти в таких скважинах незначительный.

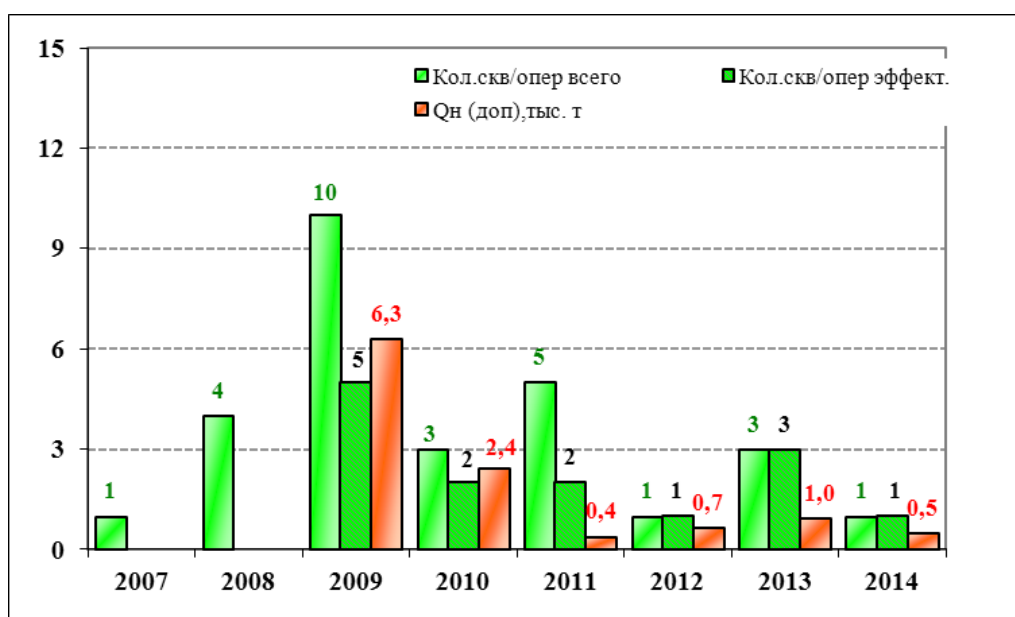


Рисунок 20-Эффективность физико-химического воздействия на призабойную зону добывающих скважин в 2002-2015 гг.

## 2.6 Применение потокоотклоняющих технологий

На Двуреченском месторождении в ряде нагнетательных скважин проводились работы по выравниванию профиля приемистости. Применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) было осуществлено на 20 нагнетательных скважинах. Всего за период 2006-2015 гг. было проведено 60 скважино/операций. Объектом воздействия был пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, характеризующийся высокой вертикальной неоднородностью по проницаемости.

На рисунке 21 приведена динамика выполнения работ и дополнительной добычи нефти от ПОТ по годам. Всего в результате применения потокоотклоняющих технологий за 2006-2015 гг. дополнительно добыто 112,1 тыс. т. нефти, что составляет 2,8 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил 1,9 тыс. т. на скважину/операцию.

В 2006 году на Двуреченском месторождении для обработки применялась технология СПС, дополнительная добыча благодаря данной технологии за 2006 год составила 5,1 тыс. т.

С 2007 по 2009 год включительно применялась технология МСПС, дополнительная добыча благодаря данной технологии составила 76,5 тыс. т.

В 2010 году применялась технология МПДС, дополнительная добыча благодаря данной технологии составила 22,9 тыс. т.

В 2011 году применялась технология ПГКС, дополнительная добыча благодаря данной технологии составила 7,6 тыс. т.

Самой эффективной оказалась технология, применяемая в 2007–2009 годах – МСПС [7].

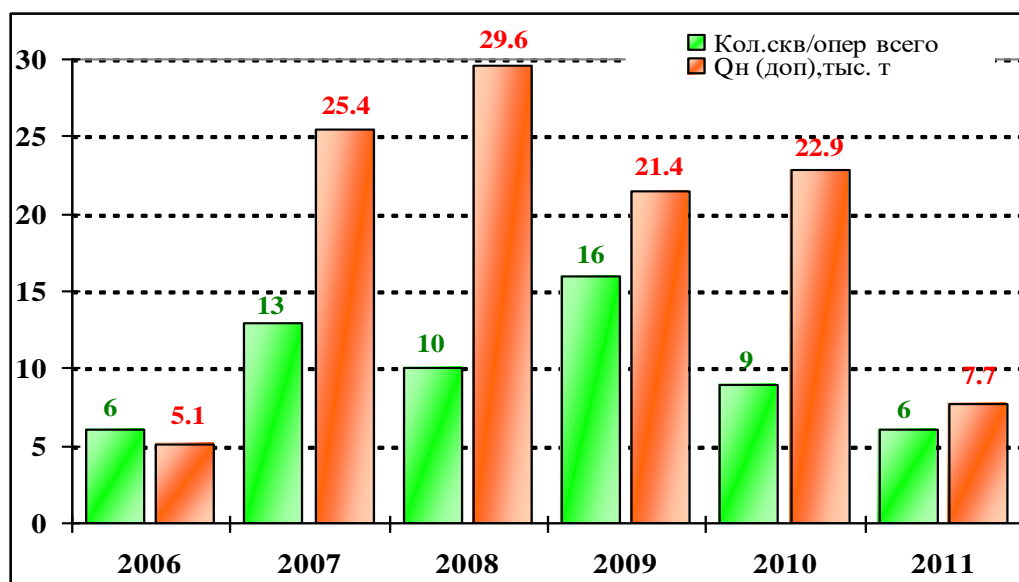


Рисунок 21-Эффективность проведения потокоотклоняющих технологий в период 2006-2011 гг.

Таким образом, можно отметить, что опытно-промышленные испытания потокоотклоняющих технологий на Двуреченском месторождении в целом

показали положительные результаты и выявили перспективность их применения в дальнейшем. В условиях наличия трещин ГРП и обширных водопромытых зон необходимо увеличение объемов закачки потокоотклоняющих реагентов и повышение жесткости композиций.

## **2.7 Ремонтно-изоляционные работы (РИР)**

За период 2002-2015 гг. ремонтно-изоляционные работы на Двуреченском месторождении выполнялись на 4 скважинах (таблица 5).

На скважинах №29П, 94 (боковой ствол) в разное время были выявлены заколонные перетоки и негерметичности эксплуатационной колонны соответственно. Ремонтно-изоляционные работы на указанных скважинах можно признать не эффективными, т.к. при выводе скважин на режим получена высокая обводненность – 99 % и 100 % соответственно. Работы по определению источника обводнения в дальнейшем не проводились. После ремонта скважина №29Р переведена под закачку, а скважина №94 - в ожидание ликвидации.

На скважинах №100, 41 (боковой ствол) негерметичность эксплуатационной колонны выявлена в 2011 году. Работы по ликвидации НЭК на скважине №100 в настоящий момент закончены, скважина введена в разработку с обводненностью на 0,6 % меньше, чем была остановлена на ремонт, в настоящее время обводненность данной скважины равна 98,7 %, дополнительная добыча нефти по скважине №100 составляет 6,858 тыс. т. нефти. На боковом стволе скважины №41, согласно промысловой отчетности, выявленная НЭК успешно ликвидирована. В настоящий момент скважина находится в бездействующем фонде по причине определения источника обводнения.

Таким образом, ремонтно-изоляционные работы на Двуреченском месторождении можно признать неэффективными, т.к. после проведения ГТМ 4 скважины не были запущены в работу и находятся в бездействующем фонде либо переведены под нагнетание, и лишь по одной был получен положительный результат.

Таблица 5-Результаты ремонтно-изоляционных работ

№№ п/п	№ скважины	Объект эксплуатации	Дата начала ремонта	Дата запуска	Тип скважины	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
1	29П	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	06.02.2003	31.07.2003	доб	0
2	94_БС	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	13.12.2003	ож лик	доб	0
3	41_БС	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	26.11.2011	б/д тг	доб	0
4	100	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	12.06.2010	30.05.2012	доб	6,858

## 2.8 Обработка призабойной зоны методом ГМЦП

Одним из видов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) является гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЦП). На добывающем фонде этот метод не использовался. Основная цель, преследуемая обработками ПЗП нагнетательных скважин — это увеличение приемистости. Всего с начала разработки на нагнетательном фонде было проведено 23 скважино/операции.

С положительным результатом проведены обработки в 13 нагнетательных скважинах, только в двух получен отрицательный эффект (скв. № 30, 83), после обработки которых произошло снижение приемистости, а скважина № 58Д после проведённого ГМЦП переведена на ПКО как поглощающая. За счет проведения ГМЦП удалось вывести из бездействия и перевести в действующий фонд скважины № 90 и 229. Выполненные ОПЗ на указанных скважинах зачтены как эффективные, т.к. скважины были успешно запущены в эксплуатацию.

Наибольший эффект получен по скважине №303. ГТМ был выполнен при переводе скважины под закачку, ранее эта скважины находились в добывающем фонде.

В двух скважинах № 97 и 593 определение эффекта затруднено тем, что скважины запускались в работу спустя несколько месяцев.

По успешно проведенным обработкам ПЗП приемистость нагнетательных скважин увеличилась в среднем в 1,7 раза.

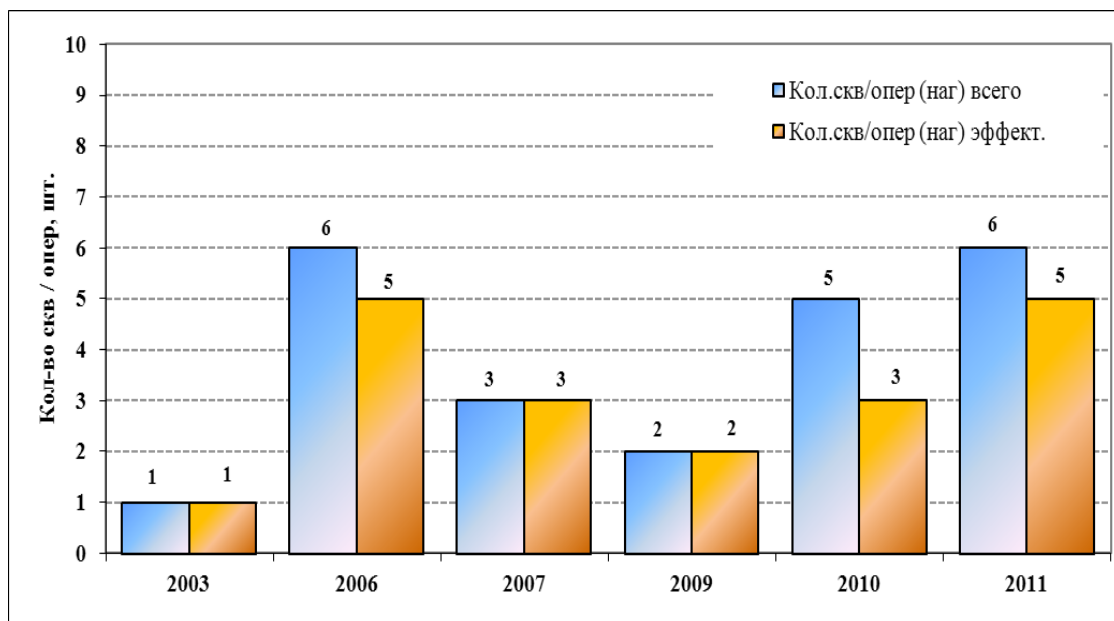


Рисунок 22-Динамика проведения и эффективность обработки призабойной зоны нагнетательных скважин методом гидромеханической щелевой перфорации в 2003-2011 гг.

На рисунке 22 приведена динамика проведения и эффективности ГМЩП нагнетательных скважин по годам. Как видно из рисунка, наибольшее количество операций было выполнено в 2006 и 2011 гг. – по шесть ОПЗ.

В результате ОПЗ нагнетательных скважин успешность работ составила 87 %, положительный эффект был получен в 13 скважинах.

По скважинам №30, 83 приемистость снизилась в среднем в 1,3 раза. Получение отрицательного эффекта объясняется геологическими причинами. Данные скважины, в силу сложного геологического строения и наличия зон выклинивания, плохо взаимодействуют с добывающими скважинами, что приводит к локальному увеличению пластового давления и снижению объема закачки.

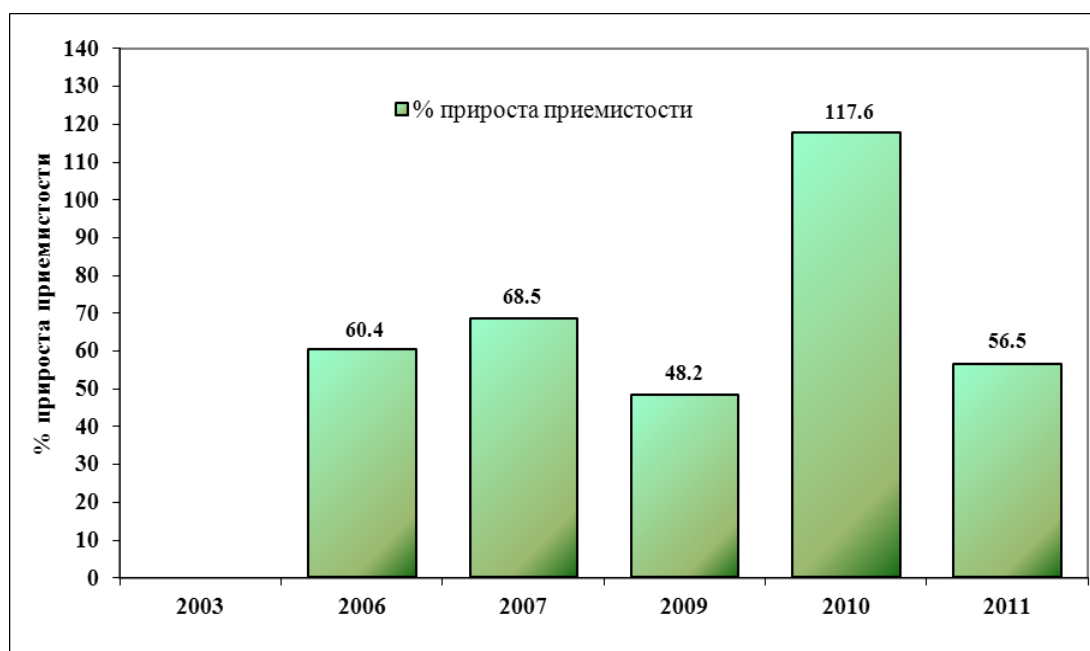


Рисунок 23-Динамика прироста приемистости нагнетательных скважин методом гидромеханической щелевой перфорации в 2003-2011 гг.

На рисунке 23 приведена динамика прироста приемистости нагнетательных скважин по годам. Из рисунка видно, что наибольший процент прироста приходится на 2010 г. – 117,6 %.

В целом увеличение приемистости по эффективным скважинам изменяется в пределах от 0,4 % (скв. № 301) до 228,4 % (скв. № 315).

## 2.9 Выравнивание профиля приемистости

Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, как правило, подразумевает под собой проведение дополнительной перфорации и обработку призабойной зоны пласта (ДП, ОПЗ) на нагнетательном фонде для увеличения коэффициента работающих толщин.

Всего по месторождению на нагнетательном фонде произведено 25 скважино-операций по ДП и 8 скважино-операций по ДП+ГКО. Из проведенных 33 операций 15 являются перестрелом перфорационного интервала, и 18 проведенных операций являются дополнительной перфорацией (приобщением нового интервала). Все проведенные операции выполнены на пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Для проведения детального анализа и оценки эффективности данного мероприятия месторождение было разбито на 3 участка (северный, центральный

и южный) с последующим выделением зон влияния нагнетательных скважин (рисунок 24). Как видно из данного рисунка работами (ГТМ) охвачена практически вся площадь объекта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, оценку эффективности затрудняют выполненные ГТМ на реагирующем фонде, а также большое взаимодействие нагнетательных скважин, что подтверждается трессерными исследованиями.

На северном участке объем проведенных работ по ДП на нагнетательном фонде приходится на 2004, 2005, 2006, 2007, 2010 и 2011 годы. Объем проводимых работ распределен равномерно по годам и не меняется больше чем на одну скважино-операцию. Рассмотрим, как пример на данном участке нагнетательную скважину №78 (ДП проведена в 2010 году), находящуюся в северо-восточной части северного участка. По проведенным индикаторным исследованиям можно сделать вывод, что основной фронт закачиваемой воды из данной скважины движется в сторону добывающих скважин №77, 79Д и 49 (рисунок 25). Проанализировав историю работы данных скважин и проведенные в это время ГТМ, был сделан вывод, что добыча нефти выросла за счет ГТМ (ИДН, ВНС), проведенных на добывающих скважинах.

На центральном участке объем проведенных работ по ДП на нагнетательном фонде в основном приходится на 2006 год. Рассмотрим, как пример на данном участке нагнетательную скважину №66 (ДП проведена в 2007 году), находящуюся в северо-восточной части центрального участка. По проведенным индикаторным исследованиям можно сделать вывод, что основной фронт закачиваемой воды с данной скважины движется в сторону добывающих скважин №56, 41 и 74 (рисунок 26). Проанализировав историю работы данных скважин и проведенные в это время ГТМ, был сделан вывод, что добыча нефти выросла за счет проведения на ряде скважин операций ГРП, а также частично за счет ввода новых скважин.

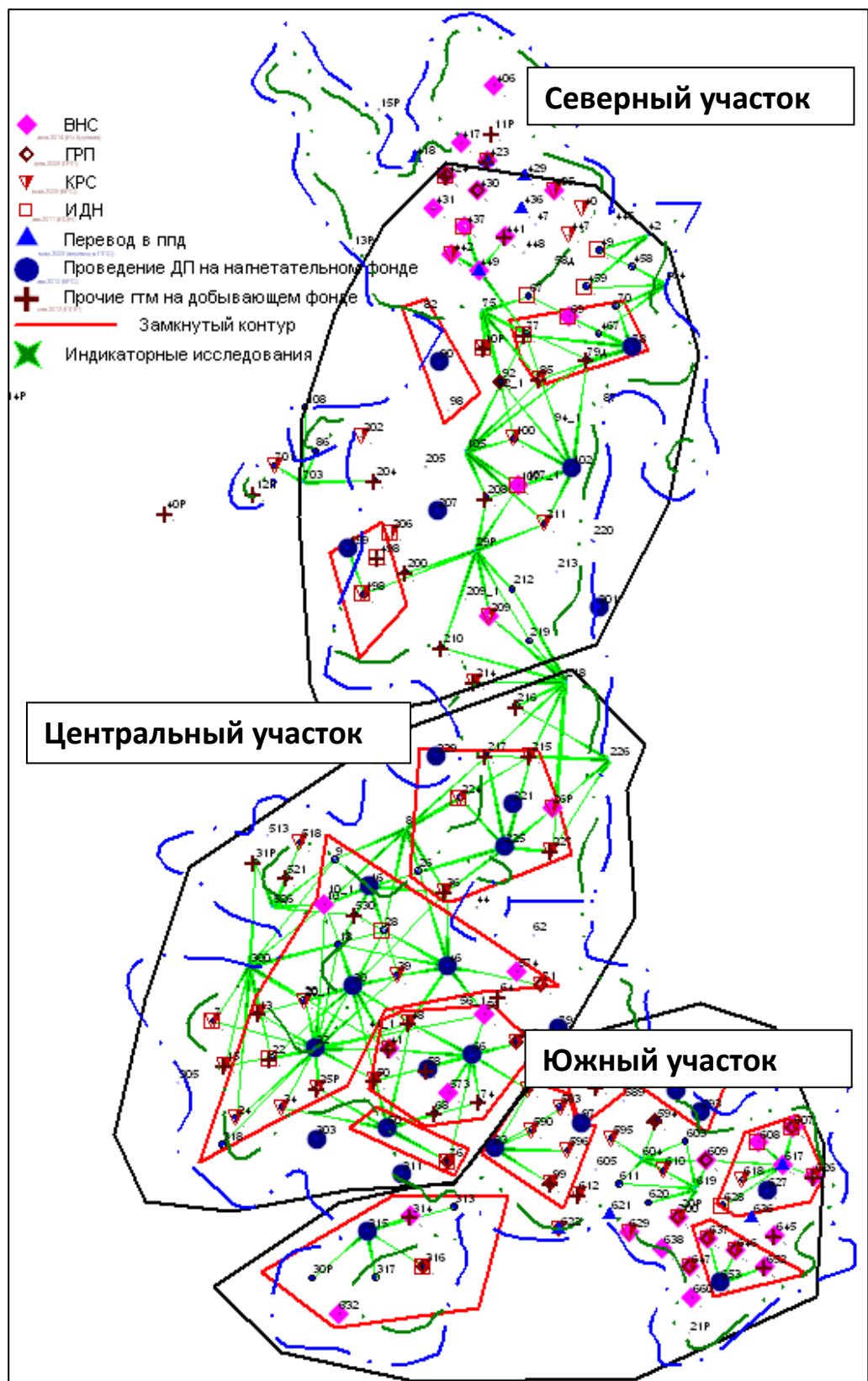


Рисунок 24-Размещение нагнетательных скважин с дополнительной перфорацией Двуреченского месторождения



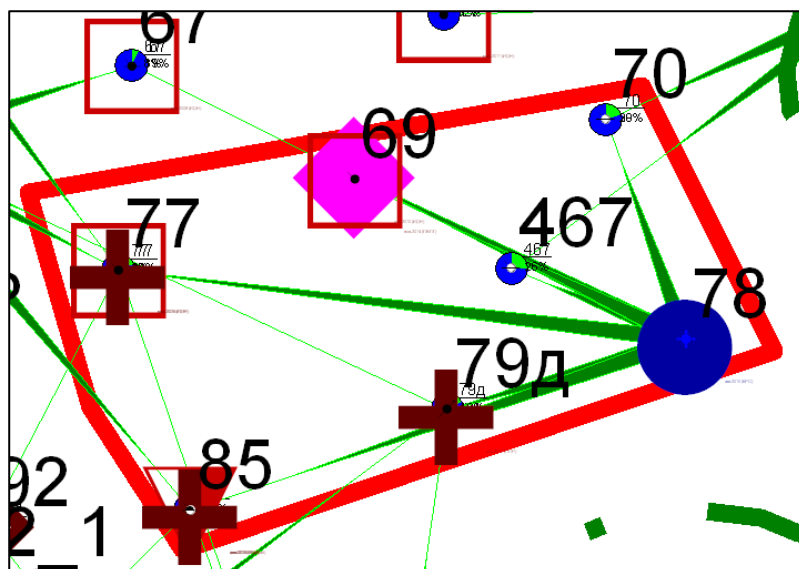


Рисунок 25-Район воздействия нагнетательной скважины №78

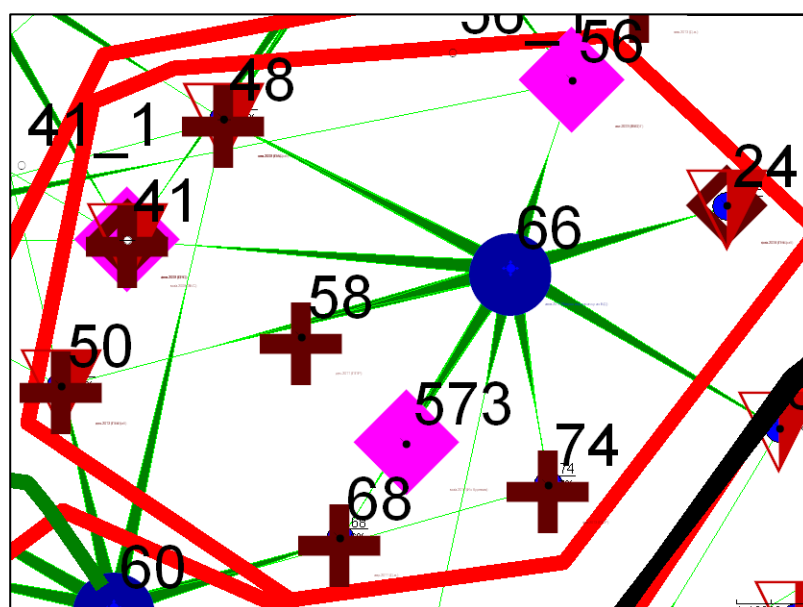


Рисунок 26-Район воздействия нагнетательной скважины №66

На южном участке объем проведенных работ по ДП на нагнетательном фонде в основном приходится на 2006 – 2007 годы. Рассмотрим, как пример на данном участке нагнетательную скважину №653 (ДП проведена в 2013 году), находящуюся в юго-западной части южного участка. По проведенным индикаторным исследованиям можно сделать вывод, что основной фронт закачиваемой воды с данной скважины движется в сторону добывающих скважин №652 и 646 (рисунок 27). Проанализировав историю работы данных скважин и проведенные в это время ГТМ, был сделан вывод, что добыча нефти

выросла за счет проведенного на скважине №652 ГРП параллельно с ДП нагнетательной скважины.

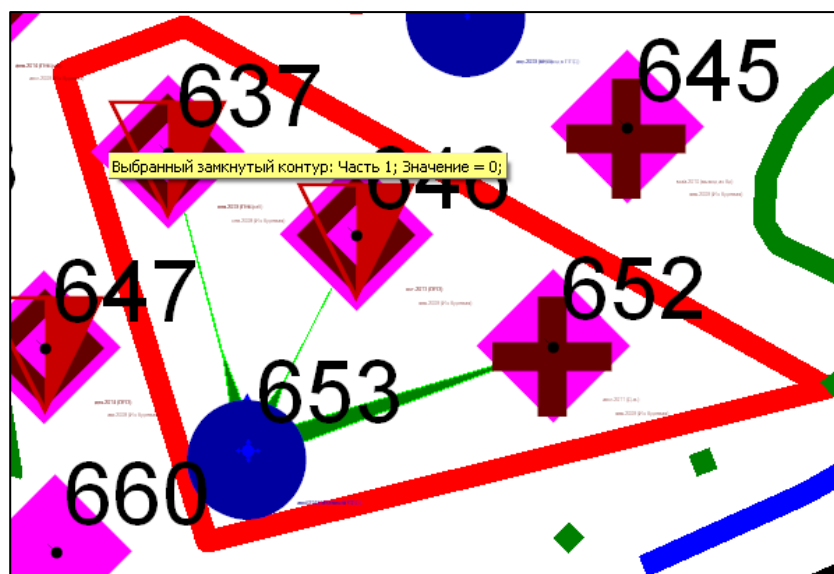


Рисунок 27-Район воздействия нагнетательной скважины №653

Оценка эффекта от выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин показала, что выделение эффекта невозможно из-за проведения других операций ГТМ, поэтому эффект отнесен на ГТМ, проведенные на добывающем фонде (ГРП, ВНС) в то же время, что и ДП на нагнетательных скважинах. Из 33 проведенных операций по 12 скважинам имеются данные ПГИ до и после проведения ДП и ОПЗ (16 операций). По данным ПГИ были проанализированы коэффициенты работающих толщин до и после проведения ДП и ОПЗ. По остальным 17 операциям данная оценка невозможна, так как исследования проводились однократно до или после проведения ДП или ОПЗ на нагнетательном фонде.

Исходя из проведенного анализа можно сказать, что, наряду с хорошей работой пачки Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> скважины №32, вовлеклась в разработку нижняя пачка Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>, в результате чего произошло перераспределение потока жидкости в пласте по скважине №32. По скважине №46 можно отметить вовлечение в разработку более проницаемой пачки Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>, но наряду с этим выход из разработки пачки Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>.

Скважина №66 за счет проведения на ней ДП+ГКО увеличила работающие толщины по пачкам Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>.

По скважине №78 работающие толщины до и после проведения ДП остались прежними (100 %), однако за счет проведенной данной операции был увеличен охват по перфорации до 100 %.

По скважине №79 была предпринята попытка перестрела в интервале пачки Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>, в результате чего работающие толщины данной пачки уменьшились в полтора раза.

В результате перестрела интервала перфорации пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и ДП на пласт Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup> на скважине №83 из работы вышел пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>, а также уменьшились работающие толщины пачки Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>.

В результате проведения ДП на скважинах №90, 102 и 207 в разработку включились ранее не задействованные пласты, без ухудшения при этом работающих толщин, пластов, работавших до этого.

По скважине 301 в результате перестрела изменений не возникло, пачка Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> продолжила работать с охватом по перфорации и работающими толщинами, равными 100 %.

На скважине № 315 в результате проведения ДП произошло перераспределение потока жидкости, вовлечена в работу пачка Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup>, однако наряду с этим прекратила свою работу пачка Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>.

По скважине № 653 в результате перестрела отмечается ухудшение работающих толщин с 70 % до 15 %.

В целом можно сказать, что из 33 проведенных операций по ДП и ОПЗ на нагнетательном фонде, по 12 скважинам имеются данные ПГИ до и после проведения ГТМ. На основании этих данных можно сказать, что по 8 скважинам был получен положительный эффект, так как в результате проведенных работ было получено перераспределение потока жидкости в пласте. По одной скважине (скважина №653) в результате проведения ГТМ работающие толщины сократились с 70 % до 15 %.

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что в целом проведение ДП и ОПЗ на нагнетательном фонде является эффективным. За счет данного вида ГТМ происходит перераспределение потока жидкости в пласте, что может в

значительной степени повлиять на работу реагирующих скважин без проведения дополнительных ГТМ. Профиль приемистости нагнетательных скважин при приобщении к пласту Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> других пластов, ведет себя практически неизменно, отмечается рост, а где-то и незначительный спад работающих толщин. Это зависит от сложности геологического строения и ФЕС пласта в зоне действия скважины. Хотя дополнительная добыча нефти и отнесена на другие виды ГТМ, в целом данный метод можно считать эффективным.

## **2.10 Обоснование применения методов повышения и интенсификации углеводородов**

Анализ применения физико-химических, газовых и тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях Западной Сибири (Тюменской и Томской областей), а также проведенный комплекс лабораторных исследований по испытанию различных композиций реагентов позволили выделить граничные параметры эффективного применения МУН для геолого-физических условий продуктивных пластов верхневасюганских отложений, находящихся на разных стадиях разработки. Кроме того, при определении значений граничных параметров применения методов и технологий использованы данные, опубликованные в научно-технической литературе. Результаты проведенных работ по применению МУН и технологий по интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири показали, что их технологическая эффективность в основном определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных горизонтов (пластов) и состоянием их разработки.

Продуктивным на Двуреченском месторождении является продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub>, который разрабатывается с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды и рассматривается в качестве объекта для применения МУН. Объекты разработки Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1+2+М</sup> характеризуются высоким уровнем обводненности продукции (97,2 %, 85,8 % соответственно), высокой пластовой температурой (88,9 °С), высоким уровнем

выработки запасов и неоднородности залежей по коллекторским свойствам. Эти факторы являются определяющими при выборе методов увеличения нефтеотдачи и технологий воздействия на пласты.

## 2.11 Результаты проведенных геолого-технических мероприятий

За счёт ГТМ дополнительно добыто 4086 тыс. т нефти с начала разработки. На месторождении применяется широкий комплекс методов увеличения нефтеотдачи, наибольшие объемы дополнительной добычи получены от ГРП и оптимизации насосного оборудования (1899 и 1577 тыс. т). Наиболее эффективным мероприятием является бурение боковых стволов – от данного вида ГТМ получен максимальный удельный эффект (45 тыс. т/скважино-операцию).

Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи на Двуреченском месторождении являются потокоотклоняющие технологии (ПОТ) (рисунок 28).

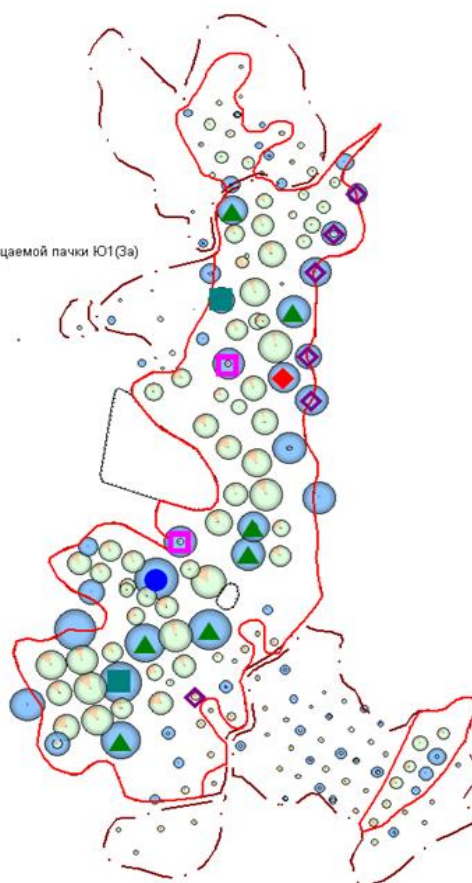


Рисунок 28 – Карта применения потокоотклоняющих технологий на Двуреченском месторождении

В период с 2006 по 2011 гг. было проведено 60 операций применения ПОТ на 20 скважинах объекта Ю<sub>1</sub><sup>3а</sup>, дополнительная добыча нефти составила 112,1 тыс. т, эффективность - 1,9 тыс. т на одну скв. /операцию. На рисунке 29 представлено распределение дополнительной добычи и количества скважин по годам, а также виды применяемых технологий и составы реагентов. Наибольшая эффективность и продолжительность наблюдаются при использовании технологий МСПС и МПДС.

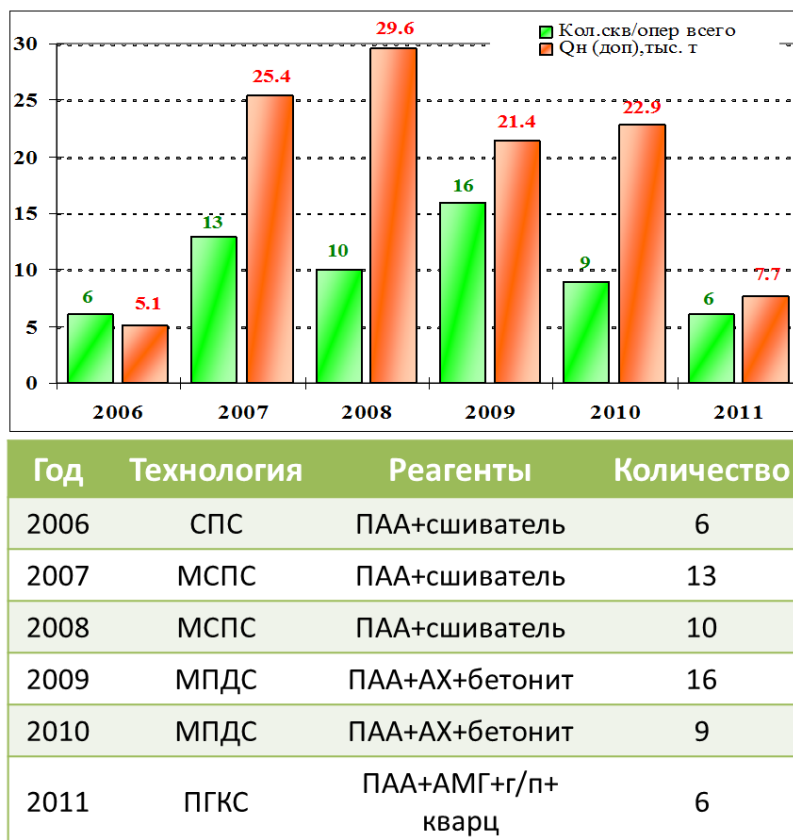


Рисунок 29 – Эффективность и типы применяемых потокоотклоняющих технологий на Двуреченском месторождении

Текущее пластовое давление по объекту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 20,5 МПа, по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1+2+М</sup> - 20,9 МПа (начальное 26,6 МПа для обоих объектов). Динамика пластового давления объектов представлена на рисунках 30-31, графики накопленной компенсации отбора закачкой – на рисунках 32-33.

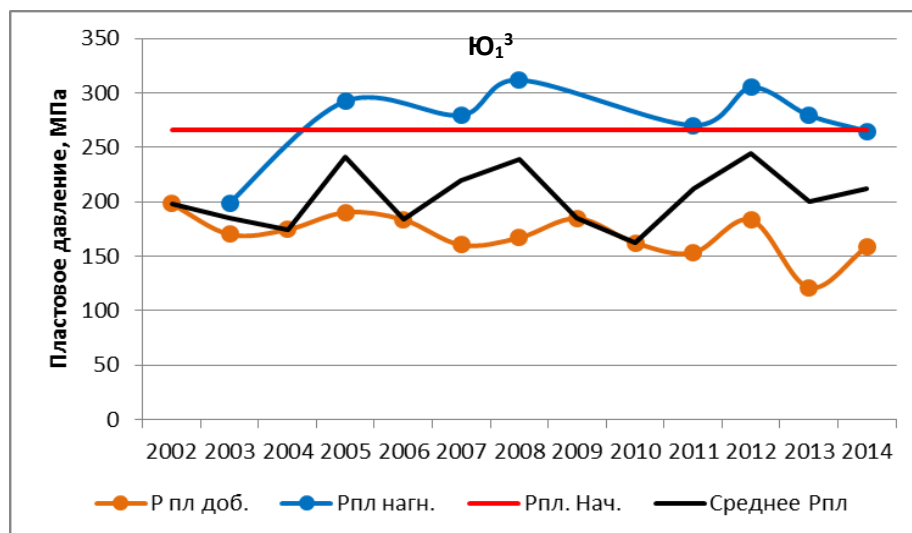


Рисунок 30 - Динамика пластового давления для Ю1³

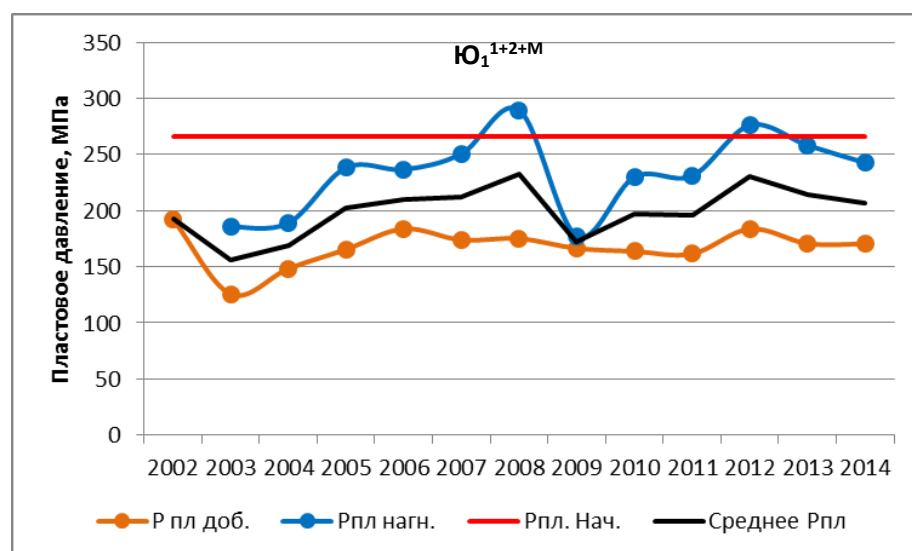


Рисунок 31 - Динамика пластового давления для Ю1¹²+М

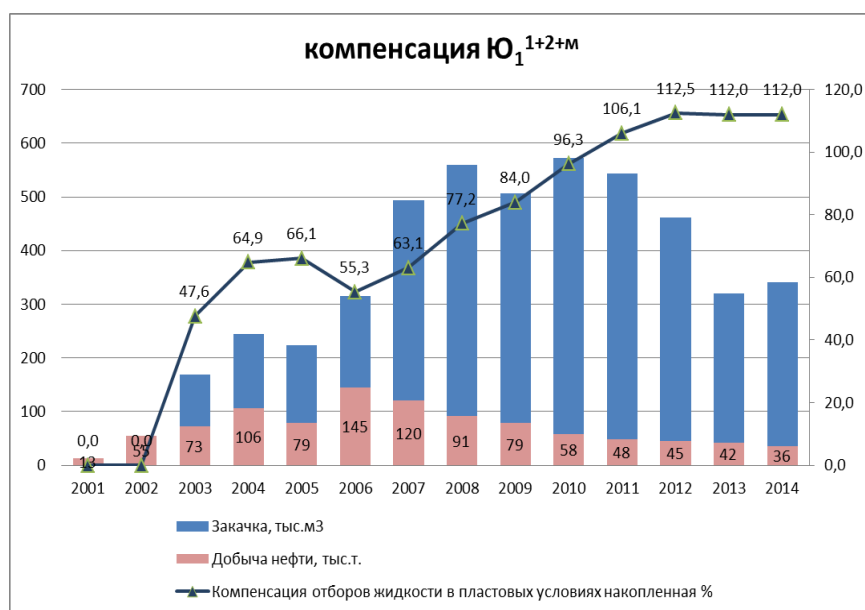


Рисунок 32 - Графики накопленной компенсации объектов Ю1¹²+М

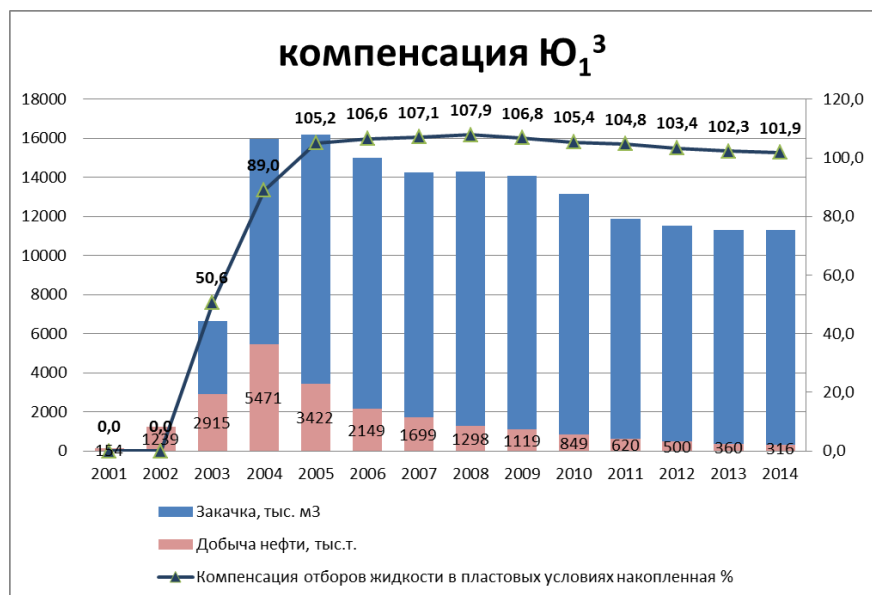


Рисунок 33- Графики накопленной компенсации объектов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

По состоянию на 01.01.2018г. 35 % действующего фонда (32 скважины) работают с обводненностью продукции выше 98%. 12 скважин неработающего фонда на момент остановки имели обводненность не менее 98%.

На основе экономических критериев рентабельности проведен анализ высокообводнённого фонда. Из 32 скважин 8 работают с обводненностью выше рентабельного значения (рисунок 34). В целом неэффективный фонд составляет 8,7% от действующего, средний дебит нефти таких скважин – 6,1 т/сут. Сопоставление полученных данных с аналогичными показателями по состоянию на 01.01.2012 г. говорит о значительном увеличении доли высокообводненных скважин за период 2012 - 2014 гг. Из всего действующего добывающего фонда (96 скважин) на 01.01.2012 г. только 12 скважин работали с обводненностью выше 98%, из них 4 скважины с обводненностью выше рентабельной.



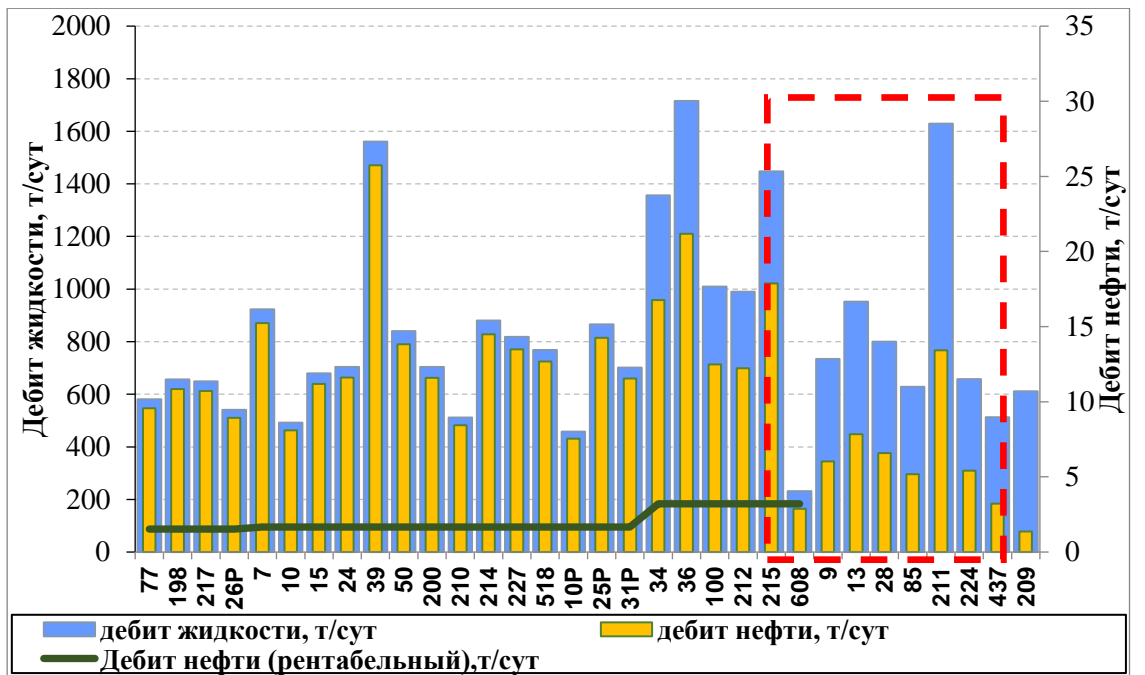


Рисунок 34 - Высокообводненный фонд Двуреченского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

### **3 ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

Проектирование разработки выполнено с использованием трехмерных цифровых геологической модели, созданной в программном комплексе Petrel, а также гидродинамической модели, построенной с помощью tNavigator компании RFDynamics и Eclipse компании Schlumberger. При построении моделей учтена вся имеющаяся геолого-промысловая информация [8].

Рассмотрено три варианта разработки по месторождению, отличающихся фондом скважин для бурения и программой ГТМ.

1 Вариант предусматривает реализацию проектных решений действующего документа ДТСР 2012 г., с учётом изменившейся геологии, включает комплекс ГТМ, направленный на довыработку остаточных извлекаемых запасов, предусматривает бурение скважин на краевых участках.

- Система разработки – избирательная, с элементами пятиточечной;
- Общий фонд скважин – 269, в т.ч. 151 добывающих, 100 нагнетательных, 17 водозаборных и одна поглощающая;
- Фонд скважин для бурения – 67, в т.ч. 36 добывающих и 31 нагнетательных;
- Перевод десяти добывающих скважин в нагнетательный фонд;
- ГРП – 45 скв. /опер.;
- ЗБС – 5 скв. /опер.;
- ОПЗ – 5 скв. /опер.;
- ПОТ – 34 скв. /опер.;
- РИР – 11 скв. /опер.;
- Дополнительная перфорация – 1 скв. /опер.;
- Накопленная добыча нефти – 31292 тыс.т.;
- Достижение КИН – 0,422.

Эффективность данного варианта указана в таблице 6.

Таблица 6-Показатели эффективности 1 варианта

Параметр	Ед. изм.	Вар. 1
Норма дисконта	%	10
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	-1852
Индекс доходности затрат	доли ед.	0,96
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	0,53
Срок окупаемости	лет	не окуп.
Норма дисконта	%	15
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	-1251
Индекс доходности затрат	доли ед.	0,97
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	0,63
Срок окупаемости	лет	не окуп.

Накопленная добыча нефти за расчетный период составляет 8191 тыс.т. при обводненности 99,2 %, достигаемый КИН – 0,442 доли ед. Добыча ведется полностью механизированным способом. Максимальный проектный уровень добычи достиг в 2015 году и составляет 330,8 тыс.т. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки равна 31292 тыс.т.

2 Вариант: оптимизированный вариант 1, с корректировкой программы ГТМ, масштабным применением ПОТ на всем нагнетательном фонде скважин корректировкой эксплуатационного бурения.

- Система разработки – избирательная, с элементами пятиточечной;
- Общий фонд скважин – 218, в т.ч. 128 добывающих, 72 нагнетательных, 17 водозаборных и одна поглощающая;
- Фонд скважин для бурения – 16, в т.ч. 8 добывающих горизонтальных и 8 нагнетательных;
- Перевод пяти добывающих скважин в нагнетательный фонд;
- ГРП – 21 скв. /опер.;
- МГРП – 1 скв. /опер.;
- ЗБГС, ЗБГС+МГРП – 2 скв. /опер.;
- ПОТ – 529 скв. /опер.;
- РИР – 35 скв. /опер.;
- Дополнительная перфорация – 31 скв. /опер.;
- Накопленная добыча нефти – 32321 тыс.т.;

- Достижение КИН – 0,436.

Эффективность данного варианта указана в таблице 7.

Таблица 7-Показатели эффективности 2 варианта

<b>Параметр</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Вар. 2</b>
Норма дисконта	%	10
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	2101
Индекс доходности затрат	доли ед.	1,05
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	2,17
Срок окупаемости	лет	окупается в год вложения
Норма дисконта	%	15
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	1654
Индекс доходности затрат	доли ед.	1,05
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	2,09
Срок окупаемости	лет	окупается в год вложения

Накопленная добыча нефти за расчетный период составляет 9220 тыс.т. при обводненности 99,0 %, достигаемый КИН – 0,436 доли ед. Добыча ведется полностью механизированным способом. Максимальный проектный уровень добычи достиг в 2017 году и составляет 327,0 тыс.т. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки равна 32321 тыс.т.

3 Вариант: оптимизированный вариант 1 (рекомендуемый), Сокращена программа ПОТ, добавлена 31 ЗБГС, увеличены темпы разработки месторождения.

- с корректировкой программы ГТМ,
- масштабным применением ПОТ на всем нагнетательном фонде скважин
- корректировкой эксплуатационного бурения
- Система разработки – избирательная, с элементами пятиточечной;
- Общий фонд скважин – 223, в т.ч. 132 добывающих, 73 нагнетательных, 17 водозаборных и одна поглощающая;
- Фонд скважин для бурения – 21, в т.ч 11 добывающих горизонтальных и 10 нагнетательных;
- Перевод четырех добывающих скважин в нагнетательный фонд;

- ГРП – 21 скв. /опер.;
- МГРП – 1 скв. /опер.;
- ЗБГС, ЗБГС+МГРП – 33 скв. /опер.;
- ПОТ – 60 скв. /опер.;
- РИР – 35 скв. /опер.;
- Дополнительная перфорация – 31 скв. /опер.;
- Накопленная добыча нефти – 32321 тыс.т.;
- Достижение КИН – 0,436.

Эффективность данного варианта указана в таблице 8.

Таблица 8-Показатели эффективности 3 варианта

Параметр	Ед. изм.	Вар. 3
Норма дисконта	%	10
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	2918
Индекс доходности затрат	доли ед.	1,06
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	2,32
Срок окупаемости	лет	окупается в год вложения
Норма дисконта	%	15
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	2046
Индекс доходности затрат	доли ед.	1,06
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	2,15
Срок окупаемости	лет	окупается в год вложения

Накопленная добыча нефти за расчетный период при бурении новых скважин и проведении ГТМ составляет 9220 тыс.т. при обводненности 98,1 %, достигаемый КИН – 0,436 доли ед. Добыча ведется полностью механизированным способом. Максимальный проектный уровень добычи достиг в 2017 году и составляет 327 тыс.т. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки равна 32321 тыс.т.

Рекомендуемый вариант позволяет достичь максимального охвата, за счет оптимизации бурения новых скважин в краевых зонах и проведения ГТМ на разбуренных участках, а также бурение ЗБГС и применение программы потокоотклоняющих технологий. Согласно технико-экономической оценке, данный вариант характеризуется положительными показателями дохода

недропользователя и максимальным КИН и является оптимальным для реализации.

Технологические показатели рекомендуемого варианта 3 по месторождению представлены на рисунке 35.

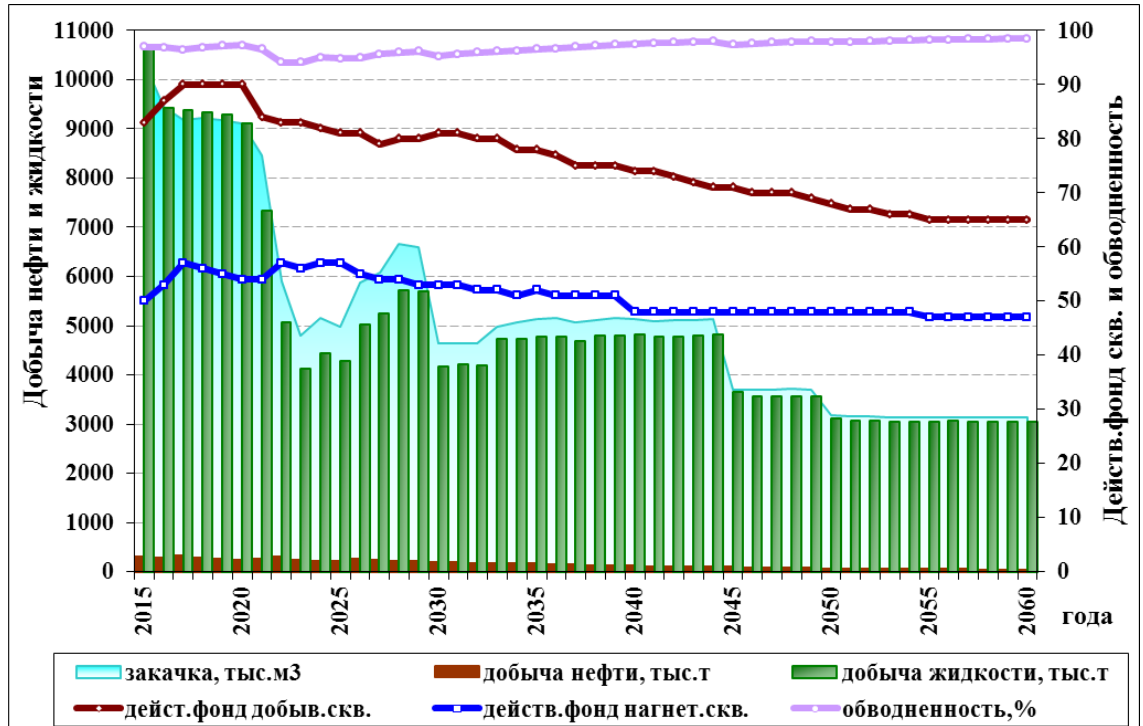


Рисунок 35-Технологические показатели рекомендуемого варианта по Двуреченскому месторождению

В таблице 9 представлены характеристики всех трёх вариантов разработки Двуреченского месторождения.

Таблица 9-Характеристика основных вариантов разработки Двуреченского месторождения

Показатели	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3
Тип закачивания	ВС и ГС	ГС	ГС
Система разработки	Избирательная с элементами пятиточечной		
Соотношение доб/нагн скважин	1,8:1	2,0:1	2,0:1
Площадь участка, га	10626	10626	10626
Плотность сетки скважин, га/скв	-	-	-
Длина горизонтального ствола, м	0	500	500
Количество ГРП, шт	45	21	21
Количество скважин к бурению, шт	67	16	21
в т.ч. Бурение гориз. Скв., шт	8	8	11
Количество ЗБС, шт	5	2	33
в том числе ЗБГС, шт	0	2	33
Количество ПВЛГ всего, опер.	23	42	42
Количество ПОТ, опер.	34	529	60
Извлекаемые запасы на 1 скв., тыс.т.	114	134	131
Дебит нефти дейст. скв. (1-й год), тыс.т.	10,2	9,5	9,5
Накопленная добыча нефти, тыс. т	31292	32321	32321
Срок разработки, годы	185	185	185
КИН, д.кд.	0,422	0,436	0,436

Сравнение показателей добычи нефти и КИН по вариантам Двуреченского месторождения представлено на рисунке 36.

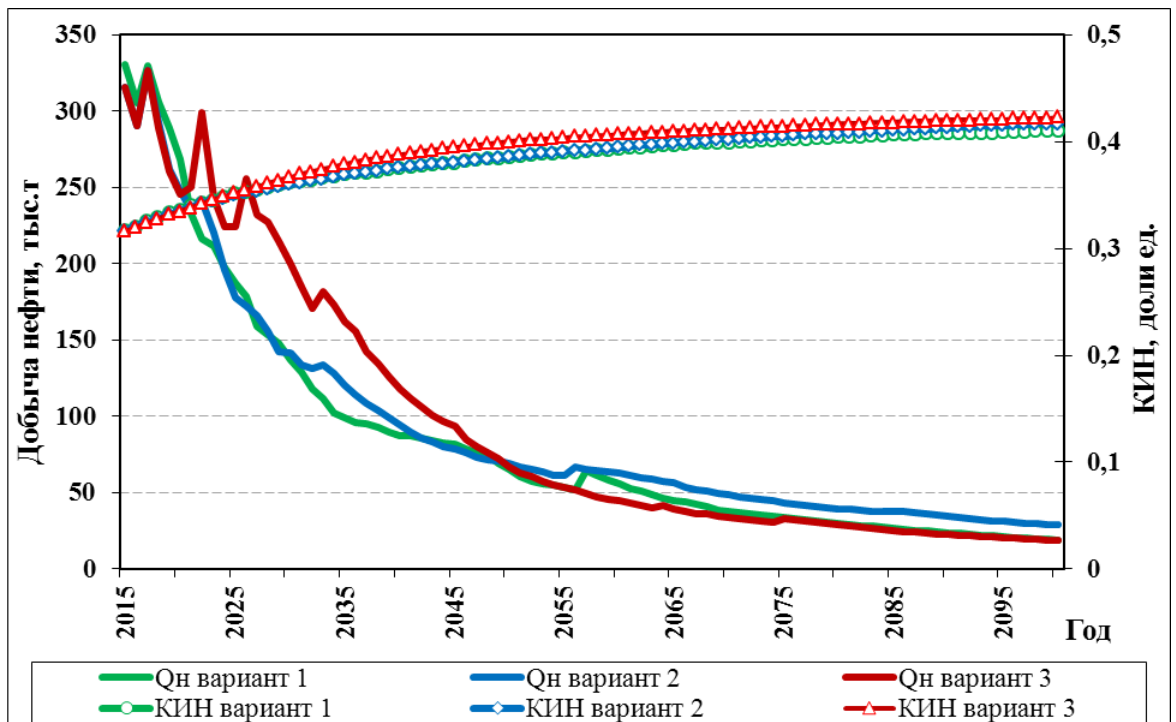


Рисунок 36-Сравнение показателей добычи нефти по вариантам разработки Двуреченского месторождения



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В2	Алероев Исапил Эльбердович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 34%; Налог на добавленную стоимость 18%
3. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия, затраты на оборудование, затраты на капитальное строительство

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта Анализ технологических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности Анализ чувствительности проекта

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

1. Оценка ресурсной, и экономической эффективности
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6В2	Алероев Исапил Эльбердович		



месторождению величина транспортных расходов при экспорте составит 2 670 руб. за тонну нефти.

Таким образом, при расчете прибыли от реализации принята цена нефти на узле учета недропользователя (без учета транспортных расходов и экспортной пошлины) в 2021 году 14 513 руб. за 1 тонну (17 125 руб. за тонну с НДС).

Расчеты выполнены в ценах 2021 года без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

Расчеты прибыли от реализации, чистого дохода недропользователя представлены на рисунках 37-38.



Рисунок 37-График прибыли от реализации продукции



Рисунок 38-График чистого дохода недропользователя

Средние операционные затраты на ТУТ (тонна условного топлива), позволяющие получать прибыль составляют 8 800 руб./т, т.е. месторождение с прибылью может работать до 2048 г.

#### 4.1.2 Анализ технологических решений

Анализ технологических решений проведен на основе сопоставления вариантов разработки Двуреченского месторождения и представлен в таблице 10, и на рисунке 39.

Таблица 10 - Сопоставление вариантов разработки Двуреченского месторождения

Показатель	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3
Ввод наклонно-направленных скважин	59	8	10
Ввод горизонтальных скважин	8	8	11
ГРП на новых скважинах	59	8	7
Зарезка боковых стволов	5	2	33
Количество ГТМ	125	460	195
Добыча нефти	8191	9220	9220
КИН	0,422	0,436	0,436
Добыча газа	295	326	326
Выручка от реализации	170716,2	192271	192272,2
Эксплуатационные затраты	166272,8	183139,1	191308,6
в т.ч. Затраты на ГТМ	500,3	770,5	1744,3
Капитальные вложения	7066	5568,2	5709,9
Дисконтированные КВ	3671,5	1446,1	1666,9
Диск. Доход государства	30064,4	29497,1	32493,2
DPI (индекс доходности)	0,5	2,45	2,75
NPV ЦКР (10%)	-1852	2101	2918

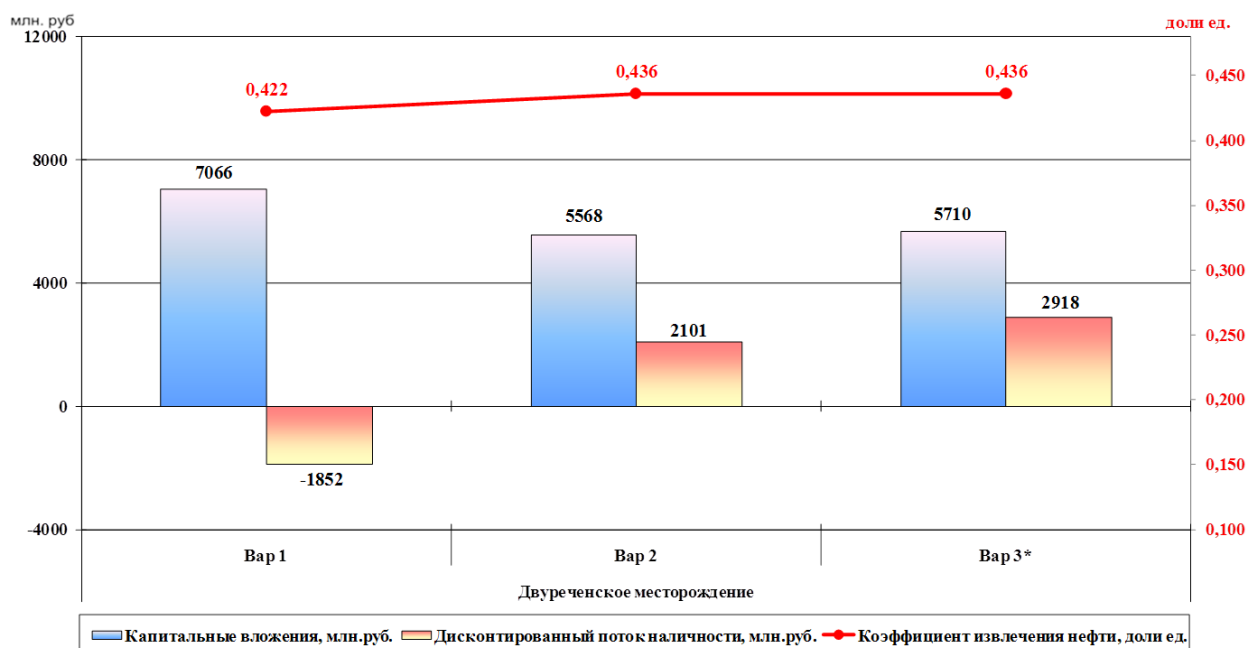


Рисунок 39 – Сопоставление вариантов разработки Двуреченского месторождения

Технологические решения по варианту 3 являются наиболее эффективными. При реализации рекомендуемого варианта разработки Двуреченского месторождения, капитальные вложения за расчетный период

составят 5 710 млн. руб. Добыча нефти за расчетный период составит 9 220 тыс. т., КИН - 0,436 ед.

#### **4.2 Структура работ в рамках научного исследования**

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 11.

Таблица 11 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Ном раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Уточнение геологического строения	1	Сейсморазведочные работы	Инж. по буровзрыв. работам
	2	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д;3Д	Специалист интерпретации сейсмических данных
	3	Бурение разведочных, оценочных, эксплуатационных скважин	Бурильщик
	4	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	Специалист по контролю и управлению траекторией бурения
Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну	5	Отбор керна по всей толще в разведочных скважинах	Геолог
	6	Сплошной отбор изолированного керна в эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов	Геолог
Исследования керна	7	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	Главный специалист центра исследований пластовых систем
	8	Определение удельного электрического сопротивления	
	9	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	
	10	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	
Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов	11	Лабораторные определения по глубинным пробам	Лаборант
	12	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	Геолог
	13	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	Геолог
Определение технологических параметров работы скважины	14	Определение дебита жидкости по скважинам	Технолог, оператор ДНГ
	15	Определение обводненности продукции по скважинам	
	16	Промысловые определения газового фактора	

#### 4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (1)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{mini}}$  – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{max}i}$  – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где  $T_{\text{р}i}$  – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} * k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

где  $T_{\text{к}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{\text{р}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;



$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

В 2021 году 365 календарных дней, из них 103 выходных дня и 19 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 103 - 19} = 1,5 \quad (5)$$

В таблице 12 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 12 - Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	Т <sub>к</sub> , кал. дн.
	t <sub>min</sub> , чел.дн.	t <sub>max</sub> , чел.дн.	t <sub>ож</sub> , чел. дн.			
Сейсморазведочные работы	7	10	8	ИПБР	7,5	9
Бурение разведочных, оценочных, эксплуатационных скважин	30	50	35	Бурильщик	32	35
Отбор керна по всей толще в разведочных скважинах	3	5	4	Геолог	4	5,3
Определение общей и открытой (эффективной) пористости	2	4	3	ГСЦИП С	3,3	4
Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	15	20	16,5	ГСЦИП С	15,5	17
Лабораторные определения по глубинным пробам	2	3	2,5	Лаборан т	2,4	2,9
Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	1	3	2	Геолог	2	2,7
Определение дебита жидкости по скважинам	0,5	1	0,7	Техноло г, опер. ДНГ	0,8	1
Определение обводненности продукции по скважинам	0,5	1	0,8	Техноло г, опер. ДНГ	0,6	1
Промысловые определения газового фактора	1	2	1,5	Техноло г, опер. ДНГ	1,7	2
Итого:					72,8	79,9

ИПБР-инженер по буровзрывным работам.

ГСЦИПС-главный специалист центра исследований пластовых систем

На основе таблицы 12 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 13 (приложение D).

### 4.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Рекомендуемый вариант 3 позволяет достичь максимального охвата, за счет оптимизации бурения новых скважин в краевых зонах и проведения ГТМ на разбуренных участках, а также бурение ЗБГС и применение программы потокоотклоняющих технологий. Согласно технико-экономической оценке, данный вариант характеризуется положительными показателями дохода недропользователя и максимальным КИН и является оптимальным для реализации.

Технологические показатели рекомендуемого варианта разработки по месторождению представлены на рисунке 40.

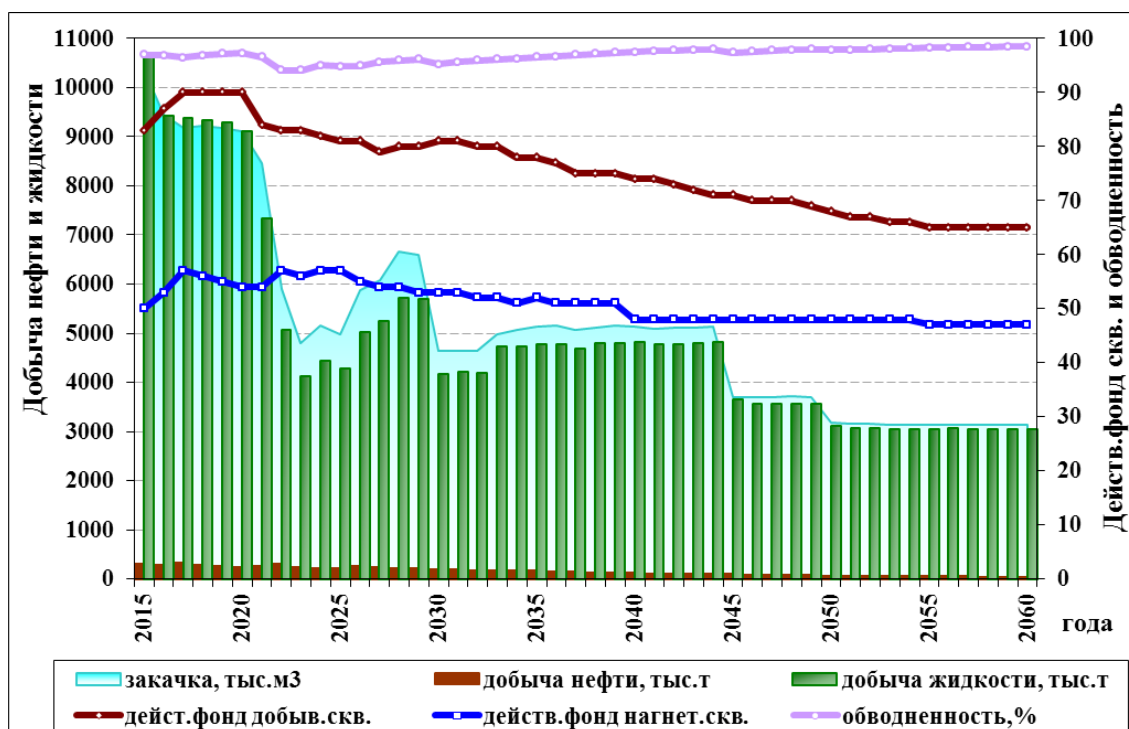


Рисунок 40-Технологические показатели рекомендуемого варианта разработки по Двуреченскому месторождению

Капитальные вложения на разработку Двуреченского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2021 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2021 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. В стоимости скважин не учтены затраты на подготовительные работы. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 14.

Таблица 14-Стоимость строительства скважин на месторождении (без НДС), тыс. руб.

<b>Бурение скважин:</b>	<b>Стоимость 1 м., руб.</b>	<b>Глубина, м.</b>	<b>ИТОГО, тыс. руб.</b>
наклонно-направленной	11468,0	2700	<b>30963,7</b>
наклонно-направленной уплотняющей	29998,8	2700	<b>80996,8</b>
горизонтальная (в т.ч. ГС-500 м.)	17501,2	3200	<b>56003,8</b>
горизонтальная с отбором керна (в т.ч. ГС-500 м.)	17763,7	3200	<b>56843,8</b>
горизонтальной уплотняющей (в т.ч. ГС-500 м.)	31296,6	3200	<b>100149,0</b>
ГРП			<b>3845,6</b>

Расчет капитальных вложений производился по укрупненным нормативам, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- бурение скважин;
- подготовительные работы;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- заводнение и промводоснабжение;
- прочие объекты и затраты;
- оборудование, не входящее в сметы строек;
- природоохранные мероприятия.

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении (10 %) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1860 тыс. руб. на 1 новую скважину и 119 тыс. руб. на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда.

Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения в динамике по годам представлены в таблице 15 Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 41 и 42.

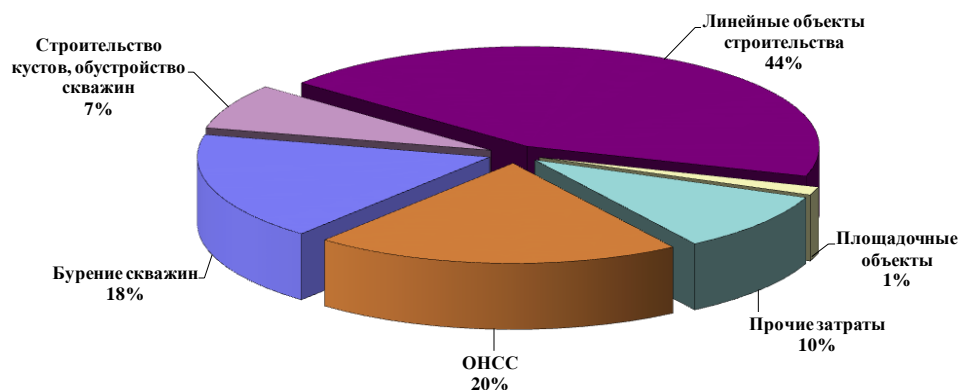


Рисунок 41-Структура капитальных вложений

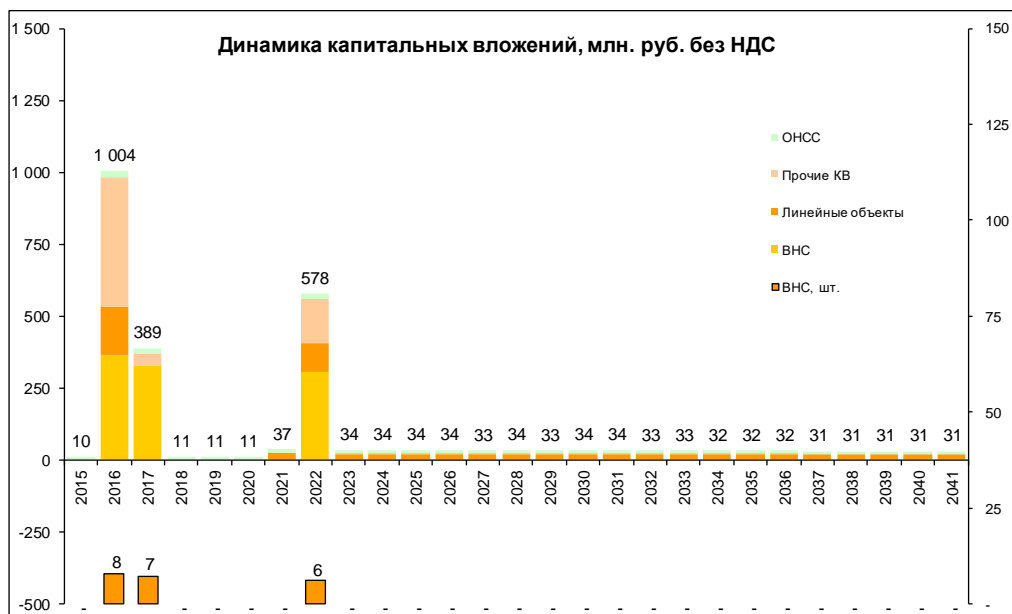


Рисунок 42-Динамика капитальных вложений

Таблица 15-Расчет капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2016	2018	2021	2022-2199
<b>1. Эксплуатационное бурение</b>	<b>999,3</b>	<b>364,9</b>	<b>329,3</b>	-	<b>305,0</b>
1.1 Наклонно-направленные	309,6	123,9	92,9	-	92,9
<i>кол-во скважин, шт.</i>	<i>10,0</i>	<i>4,0</i>	<i>3,0</i>	-	<i>3,0</i>
1.2 Горизонтальные	562,6	225,7	224,9	-	112,0
<i>кол-во скважин, шт.</i>	<i>10,0</i>	<i>4,0</i>	<i>4,0</i>	-	<i>2,0</i>
1.3 Горизонтальные уплотняющие	100,1	-	-	-	100,1
<i>кол-во скважин, шт.</i>	<i>1,0</i>	-	-	-	<i>1,0</i>
1.4 ГРП	26,9	15,4	11,5	-	-
<i>кол-во, шт.</i>	<i>7,0</i>	<i>4,0</i>	<i>3,0</i>	-	-
<b>2. Промышленное строительство</b>	<b>3 299,8</b>	<b>571,7</b>	<b>32,3</b>	<b>24,8</b>	<b>2 670,9</b>
2.1 Обустройство скважин	94,2	33,6	29,4	-	31,3
<i>кол-во, шт.</i>	<i>21,0</i>	<i>8,0</i>	<i>7,0</i>	-	<i>6,0</i>
2.2 Строительство кустов	325,9	243,1	-	-	82,8
<i>кол-во, шт.</i>	<i>2,0</i>	<i>1,0</i>	-	-	<i>1,0</i>
2.3 НСК	982,9	17,3	-	9,5	956,2
- новое строительство	31,3	17,3	-	-	14,0
<i>протяженность, км.</i>	<i>3,0</i>	<i>1,3</i>	-	-	<i>1,7</i>
- реконструкция	951,6	-	-	9,5	942,1
<i>протяженность, км.</i>	<i>107,0</i>	-	-	<i>1,2</i>	<i>105,8</i>
2.4 Водоводы	885,5	13,8	-	8,6	863,1
- новое строительство	25,4	13,8	-	-	11,6
<i>протяженность, км.</i>	<i>3,1</i>	<i>1,4</i>	-	-	<i>1,7</i>
- реконструкция	860,1	-	-	8,6	851,5
<i>протяженность, км.</i>	<i>116,9</i>	-	-	<i>1,3</i>	<i>115,7</i>
2.5 Нефтепроводы	224,0	-	-	2,2	221,8
- реконструкция	224,0	-	-	2,2	221,8
<i>протяженность, км.</i>	<i>25,2</i>	-	-	<i>0,3</i>	<i>24,9</i>
2.6 Газопроводы	222,8	-	-	2,2	220,6
- реконструкция	222,8	-	-	2,2	220,6
<i>протяженность, км.</i>	<i>20,5</i>	-	-	<i>0,2</i>	<i>20,2</i>
2.7 Дороги	137,9	94,9	-	-	42,9
<i>протяженность, км.</i>	<i>3,4</i>	<i>1,5</i>	-	-	<i>1,9</i>
2.8 ВЛ-6	50,8	41,4	-	-	9,4
<i>протяженность, км.</i>	<i>14,0</i>	<i>10,6</i>	-	-	<i>3,4</i>
2.9 Площадные объекты	75,7	75,7	-	-	-
- КС на УПН	75,7	75,7	-	-	-
2.10 Прочие КВ	300,0	52,0	2,9	2,3	242,8
<b>3. ОНСС</b>	<b>1 159,9</b>	<b>19,7</b>	<b>18,2</b>	<b>10,0</b>	<b>1 069,9</b>
<b>4. Природоохранные мероприятия</b>	<b>251,0</b>	<b>47,3</b>	<b>8,8</b>	<b>1,7</b>	<b>193,1</b>
<b>ИТОГО CAPEX</b>	<b>5 709,9</b>	<b>1 003,6</b>	<b>388,6</b>	<b>36,6</b>	<b>4 239,0</b>

Месторождение с прибылью 8 800 руб./т может работать до 2048 г., дальнейшая разработка месторождения для недропользователя невыгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98 % обводненности при предельной рентабельной обводненности 97,9 % и дебите нефти 3,1 т/сут при этом дебит по жидкости 147,4 т/сут.

## **4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта**

### **4.4.1 Расчет параметров экономической эффективности**

Экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами - капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами.

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 16.

Таблица 16-Исходные данные для расчета экономических показателей

NN п/п	Показатели	Значени е
1	2	3
	<b>Цена и условия реализации:</b> -нефть на внутреннем рынке (с НДС), руб./т. -нефть на внешнем рынке, долл. /т. -растворенный газ, руб./1000м3 Доля реализации нефти на внешнем рынке %	17125,4 438 631,3 30
2	<b>Налоги и платежи:</b> НДС % -налог на добычу нефти, руб./т. -экспортная пошлина, долл./т -налог на прибыль % -налог на имущество % -страховые взносы % -страхование от несчастных случаев на производстве % -прочие налоги, руб./т.	18 7527 136,5 20 2,2 30/34 0,5 0,2
3	<b>Капитальные вложения:</b> Бурение скважин: -добывающая нефтяная/нагнетательная наклонно-направленная скважина, руб./м -добывающая нефтяная горизонтальная скважина, руб./м -бурение бокового ствола, тыс. руб./скв. -бурение бокового горизонтального ствола, тыс. руб./скв. Оборудование, не входящее в сметы строек, для нефтедобычи, тыс.руб./добыв.скв. Промысловое обустройство: нефтяной промысел -сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб/скв. -технологическая подготовка нефти, тыс.руб.доб.скв. -электроснабжение и связь, тыс.руб./скв.доб. -внутрипромысловые дороги, тыс.руб./скв.доб. -система ППД, тыс.руб./скв.нагн. -прочие затраты % Природоохранные мероприятия %	11468 17501,2 34517,6 40995,2 1860 68084,2 6308,5 4232,6 11489,6 98393,6 10 9

Продолжение таблицы 16

NN п/п	Показатели	Значение
4	<b>Эксплуатационные затраты:</b> добыча углеводородов (обслуживание скважин и электроэнергия) нефтяной промысел, руб./т жидкости тыс. руб./добыв.скв. 147,5 расходы по искусственному воздействию на пласт (нефть.промысел), руб./м3 закачки 8666 тыс. руб./нагнет.скв. 19,5 1479,9 сбор и транспорт нефти и газа, технологическая подготовка нефти нефтяной промысел, руб./т жидкости 6,9 стоимость ОПЗ тыс.руб./скв.-опер. 1700 стоимость РИР тыс.руб./скв.-опер. 2752 стоимость ГРП тыс.руб./скв.-опер. 6621,3 стоимость ГРП в горизонт. скважине, тыс.руб./скв.-опер. 12746,1 потокорегулирующие технологии, тыс.руб./скв.-опер. 1121 перфорация, тыс.руб./скв.-опер. 1728,8 затраты на ввод скважин из консервации, тыс.руб./скв. 1532,8 затраты на перевод добыв. Скважины в нагнетат. фонд, тыс.руб./скв. 988,3 затраты на перевод скважин на другой горизонт, тыс. руб./скв. 752,2 Транспортные расходы -внешний рынок, долл./т 46,8	
5	<b>Дополнительные данные:</b> Остаточная стоимость основных фондов, млн.руб. нефтяной промысел 4205,3 Норма амортизационных отчислений нефтяной промысел на реновацию скважин % 14,3 на реновацию объектов обустройства % 14,3/6,7 Удельная численность, чел./добыв. скв. нефтяной промысел 1,7 Среднемесячная заработная плата 1 работающего, тыс.руб./чел. нефтяной промысел 65,1 Затраты на ликвидацию скважин, тыс. руб./скв. 1026,9 Норма дисконта % 10 Доля реализации нефти на внешнем рынке % 30 Курс доллара, руб./ долл. 74	

Экономическая оценка выполнена при основном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством.

Показатели эффективности разработки, рассчитывались при условии реализации 70% нефти на внутреннем рынке по цене 17125 руб./т. и 30% нефти на внешнем рынке по цене 60 \$/барр.

После проведенного технико-экономического анализа к реализации рекомендуется вариант 3.



По рекомендуемому третьему варианту дальнейшей разработки месторождения объем капитальных вложений (при дисконте 10%) составит 1667 млн. руб. Эксплуатационные затраты (при дисконте 10%) за весь проектный срок составляют 40224 млн. руб. Накопленный дисконтированный (при дисконте 10%) доход государства составит 32493 млн. руб. Величина чистого дисконтированного дохода (NPV, 10%) составит 2918 млн. руб.

#### 4.5 Анализ чувствительности проекта

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности, была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов, как: цена реализации нефти, объем добычи нефти, эксплуатационные затраты на добычу нефти и капитальные вложения.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта разработки Двуреченского месторождения, сводные результаты, которых представлены в таблице 17 и на рисунке 43.

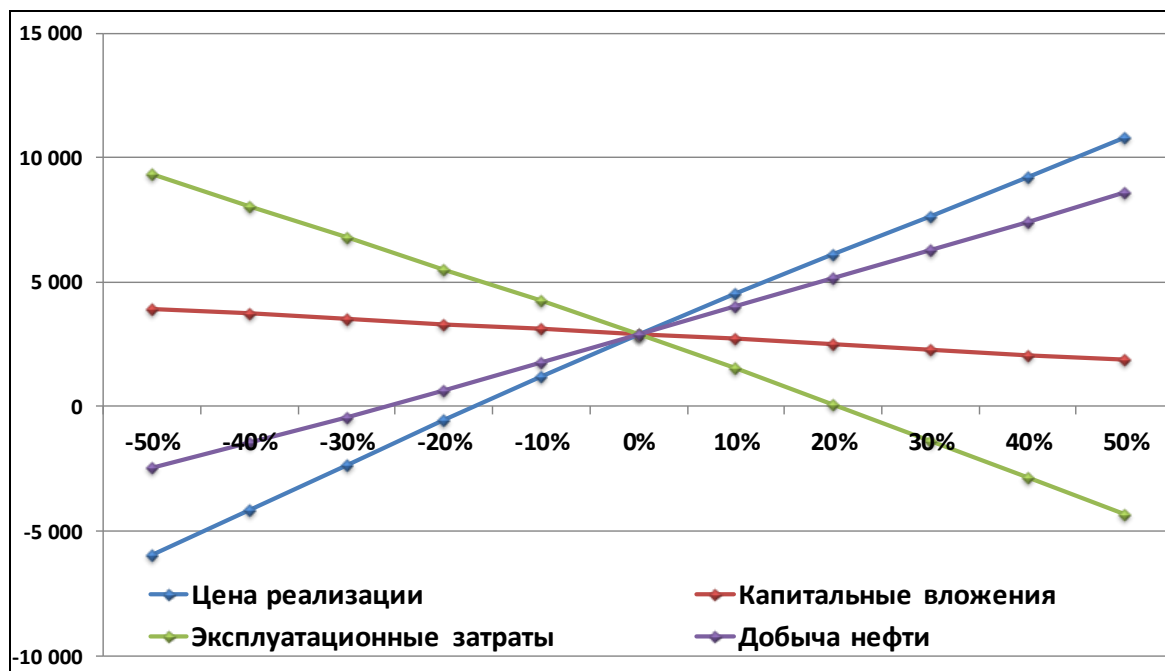


Рисунок 43-Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат проводилась для возможных

колебаний значений в диапазоне  $\pm 40\%$ . Так, при падении цены более чем на 17%, или при снижении объема добычи нефти на 26%, либо увеличении эксплуатационных затрат на 21% разработка Двуреченского месторождения становится нерентабельной. Изменение капитальных вложений в указанном диапазоне не повлияет на эффективность проекта.

Разработка Двуреченского месторождения обладает высокой устойчивостью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется экономической эффективностью разработки.

Таблица 17-Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Экономические показатели:	Цена продукции				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	0	24	34	40	43
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,000	0,385	0,398	0,403	0,405
NPV10%, млн. руб., в том числе:	-4 158	-565	2 918	6 104	9 229
за рентабельный срок	0	-457	2 964	6 131	9 245
Индекс прибыльности, доли ед.	-0,88	0,74	2,32	3,76	5,17
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения
IRR, %	---	---	---	---	---
Доход государства с дисконтом 10%, млн. руб.	19 638	26 009	32 493	39 280	46 130
Экономические показатели:	Капитальные вложения				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	36	36	34	34	34
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,400	0,400	0,398	0,398	0,398
NPV10%, млн. руб., в том числе:	3 732	3 326	2 918	2 501	2 084
за рентабельный срок	3 774	3 370	2 964	2 550	2 135
Индекс прибыльности, доли ед.	3,65	2,84	2,32	1,96	1,69
Срок окупаемости, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	3,00	3,65
IRR, %	---	---	---	---	---
Доход государства с дисконтом 10%, млн. руб.	32 487	32 490	32 493	32 507	32 520
Экономические показатели:	Эксплуатационные затраты				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	64	43	34	24	0
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,416	0,405	0,398	0,385	0,000
NPV10%, млн. руб., в том числе:	8 055	5 519	2 918	99	-2 833
за рентабельный срок	8 056	5 533	2 964	254	0
Индекс прибыльности, доли ед.	4,64	3,49	2,32	1,04	-0,28
Срок окупаемости, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	11,18	не окуп.
IRR, %	---	---	---	---	---
Доход государства с дисконтом 10%, млн. руб.	33 241	32 834	32 493	32 370	32 360
Экономические показатели:	Добыча нефти				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	0	24	34	39	42
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,000	0,370	0,398	0,421	0,442
NPV10%, млн. руб., в том числе:	-1 439	637	2 918	5 162	7 440
за рентабельный срок	0	734	2 964	5 197	7 467
Индекс прибыльности, доли ед.	0,35	1,29	2,32	3,33	4,36
Срок окупаемости, лет	не окуп.	5,62	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения
IRR, %	---	---	---	---	---
Доход государства с дисконтом 10%, млн. руб.	19 959	26 210	32 493	38 836	45 164

## **Вывод**

1. Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки Двуреченского месторождения (недропользователь АО «Томскнефть» ВНК) проводилась по трем вариантам разработки. По совокупности технико-экономических показателей в качестве рекомендуемого был выбран вариант 3.

2. Проект разработки Двуреченского месторождения характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит добыть за проектный период 185 лет 9 220 тыс.т. нефти, обеспечить недропользователю дисконтированный доход 2 918 млн. руб., пополнить бюджет государства за проектный период дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 32 493 млн. руб.

3. Анализ чувствительности показал высокую устойчивость проекта к изменению внешних факторов.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Алероев Исрапил Эльбердович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ДВУРЕЧЕНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	В ВКР объектом исследования являются ГТМ, все мероприятия которых, проводятся на кустовой площадке Двуреченского месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. Опасные факторы: - химические реагенты; - высокое давление; - механические опасности.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС:

	- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Алероев Исрапил Эльбердович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Двуреченского месторождения применяются различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), увеличению приемистости нагнетательных скважин, выравниванию фронта вытеснения. Работы в данном направлении на месторождении проводятся с применением широко распространенных технологий. На добывающих скважинах, проводимые работы преимущественно включают в себя мероприятия, направленные на интенсификацию притока, реализуется программа с применением методов форсированного отбора, кислотных обработок.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: гидравлический разрыв пласта, дополнительная перфорация, работы, проводимые на нагнетательных скважинах, в большинстве случаев направлены на увеличение приемистости с применением методов гидромеханической щелевой перфорации и кислотных обработок.

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

Так как все геолого-технические мероприятия производятся непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [9]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные

женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междуменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

## **5.2 Производственная безопасность**

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [10] (таблица 18).



Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	
6) Высокое давление;		+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

## 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по повышению нефтеотдачи производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 19).

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

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

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [16]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения

попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

### **Превышение уровней шума и вибрации**

Вблизи работы оператора ППД может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [11]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [17]: противозумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [12]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

## **Недостаточная освещенность**

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [13]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### **Химические реагенты**

При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [15].

#### **Высокое давление**

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **Механические опасности**

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [14]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

### **5.3 Экологическая безопасность**

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки Двуреченского месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки Двуреченского месторождения.

## Защита атмосферы

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов пробной эксплуатации Двуреченского месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами ПКН – 2С, работающая в период бурения новых скважин;
- котельная ППУ (работает в период освоения скважин и в период бурения при зарезки бокового ствола);
- дизельная электростанция АСДА – 100 (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- подъемный агрегат А – 60/80 (работает в период освоения и испытания скважин);
- дизельная электростанция – ДЭ104 СЗ (работает в период монтажа и демонтажа при строительстве скважин и при зарезки бокового ствола);
- дизельный подъемный агрегат «Cardwell» (работает в период освоения, бурения, монтажа и демонтажа при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементирувочный агрегат ЦА – 320 (работает в период освоения и бурения скважин);
- СМН – 20 (работает в период бурения скважин);

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, бенз(а)пирен, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки Двуреченского месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;

- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии на ГТЭС Двуреченская.

### **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 на площадках и линейных сооружениях 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 обваловки на кустовой площадке;

- 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 площадке подготовки нефти Двуреченского месторождения, очищение и обеззараживание хозяйственных, дождевых и дренажных стоков для подачи их в систему ППД;
- использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов.

### **Защита литосферы**

Бурение эксплуатационных скважин с кустового основания и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях.

Для рационального использования растительных ресурсов и снижения отрицательного воздействия планируемой разработки месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
  - ликвидировать порубочные остатки – сучья и ветки сжигать с соблюдением мер пожарной безопасности, пни захоранивать в специально отводимых траншеях в местах вырубки;
  - выполнять строительные работы строго в полосе отвода, в целях предотвращения механического нарушения почвенно-растительного покрова на прилегающих участках;
  - проводить своевременную рекультивацию нарушенных и замазученных земель;
- соблюдать правила пожарной безопасности при работе в лесных массивах.



## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

### **Вывод**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При геолого-технических мероприятиях происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе в ходе выполненного анализа разработки и обоснования проектных решений было рассмотрено три варианта разработки.

Рассмотренные варианты разработки в проектном документе отличаются характером воздействия на залежь, плотностями сеток проектных скважин, различными программами проведения геолого-технических мероприятий. В ходе технико-экономического анализа рекомендуемым вариантом признан вариант № 3, обеспечивающий сопоставимую плотность сетки скважин с ранее принятым вариантом разработки в 2012 г., сбалансированную программу геолого-технических мероприятий позволяющую достичь требуемый КИН. Предусмотрены работы применения потокоотклоняющих технологий на обводнённом фонде скважин объекта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Одной из проблем разработки месторождения является большая добыча жидкости, это связано с продуктивностью супер-коллектора, половина скважин на месторождении (50 из 92 действующих скважин) дали в 2014 году 10,7 млн. т жидкости из 11,6 млн.т. Данный фонд уже характеризуется обводнённостью в 98 %, но в 2014 году дал 67 %, 236 тыс.т из 351,6 тыс.т годовой добычи нефти. Принимая во внимание данные особенности предел обводнённости для выбытия фонда скважин на месторождении был принят в 99 %, что подкреплено технико-экономическим обоснованием целесообразности данного решения. Разработка месторождения в данный момент характеризуется граничными показателями рентабельности, в ближайшем будущем высокообводнённый фонд необходимо будет планомерно выводить из эксплуатации, в виду предельной выработки. Однако данные моделирования показывают наличие остаточных запасов в областях рассматриваемого высокообводнённого и высокодебитного фонда скважин, увеличить накопленные отборы планируется двумя способами:

1. Применения потокоотклоняющих технологий в период 2017 – 2019 гг. В данный период времени планируется не выключать отдельные скважины, перешагнувшие порог рентабельности, ввиду рентабельности эксплуатации всей

группы скважин для осуществления данной программы. Подбор составов был осуществлён ранее в тематической работе подбора потокоотклоняющих составов выполненной на керне Двуреченского месторождения, с учётом особенностей геологического строения, «ТомскНИПИнефть» для недропользователя. В случае достижения планируемой эффективности программу применения потокоотклоняющих технологий планируется расширить.

2. Бурением боковых горизонтальных стволов в зоны локализации остаточных запасов нефти.

Анализ разработки выявил не соответствие фактических параметров добычи базового фонда скважин с проектными уровнями 2012 г., основной причиной отклонения является опережающее обводнение скважин. Таким образом в ходе эксплуатационного бурения планируется отобрать керн (в общей сложности 4 скважины с керном) и пересмотреть петрофизические зависимости с целью корректировки оценки запасов месторождения.

Для выполнения экономической части, была произведена оценка экономической эффективности вариантов разработки объектов Двуреченского месторождения который показал, что наилучшим вариантом по экономической эффективности для объекта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> является вариант 3 имеющий наибольший положительный ЧДД 369 млн.руб при одинаковом КИН равном 0,448 д.ед. во всех вариантах разработки этого объекта.

Также был проведен анализ социальной ответственности на месторождении. Были описаны основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на кустовой площадке изучаемого месторождения, и предложены меры по снижению вредного воздействия.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к технологической схеме Двуреченского месторождения» / «ТомскНИПИнефть ВНК», руководитель договора А.Ю. Чикишев. – Томск, 2012.
2. Тищенко В.М. Отчет о геологических результатах работ на нефть и газ за 1992 г., ПГО «Томскнефтегазгеология», - Томск, 1993 г.
3. «Отчет по теме: «Обобщение геологических материалов, изучение фациальных особенностей и корреляция продуктивных пластов в пределах перспективных районов Томской области с целью оптимального размещения геологоразведочных работ на нефть и газ» / КТЭ ПГО «Томскнефтегазгеология», Отв. Исп. А.В. Крылов, г. Томск, 1989г.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Двуреченского месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования» // Отчет по договору №699ПР/ том-1 – Томск «ТомскНИПИнефть ВНК», руководитель договора Федоров Б.А., 2007.-281 с.
5. Гусев С.В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. -1990. - № 2.-С. 45-49
6. Горбунов А.Т., Петраков А.М., Каюмов Л.Х и др. Применение химических реагентов «Химеко-ГАНГ» для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти // Нефт. хоз-во. - 1997. - № 12. - С. 65-69.
7. Отчет о научно-исследовательской работе «Определение оптимальных технологий и составов для увеличения нефтеотдачи при применении потокоотклоняющих методов на основных разрабатываемых месторождениях АО «Томскнефть» ВНК. Определение технологий и составов для потокоотклоняющих МУН на Советском, Двуреченском, Крапивинском и Иголько-Таловом месторождениях» //Отчет по договору ПР857/Книга 1 – Томск «ТомскНИПИнефть», 2011 г

8. Отчет о научно-исследовательской работе «Оценка балансовых запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Двуреченского месторождения (совместно с Западно-Моисеевским и Лесмуровским) на основе геологического и динамического моделирования» / «ТомскНИПИнефть», руководитель договора Э.С. Крец. – Томск, 2003.

9. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

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

11. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

12. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

13. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

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

16. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

17. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

## Приложение А

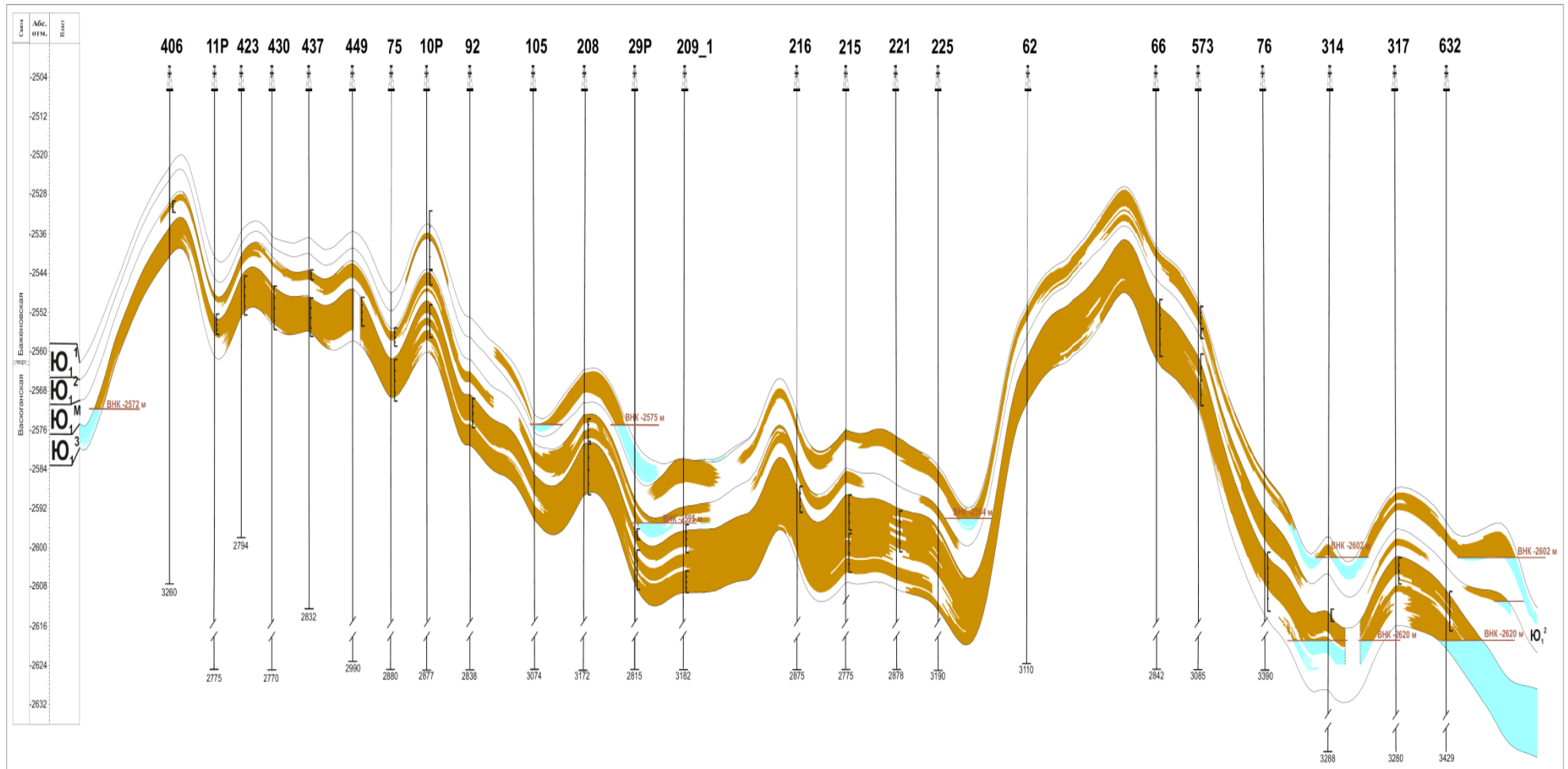


Рисунок 4 – Геологический разрез по линии скважин I-I

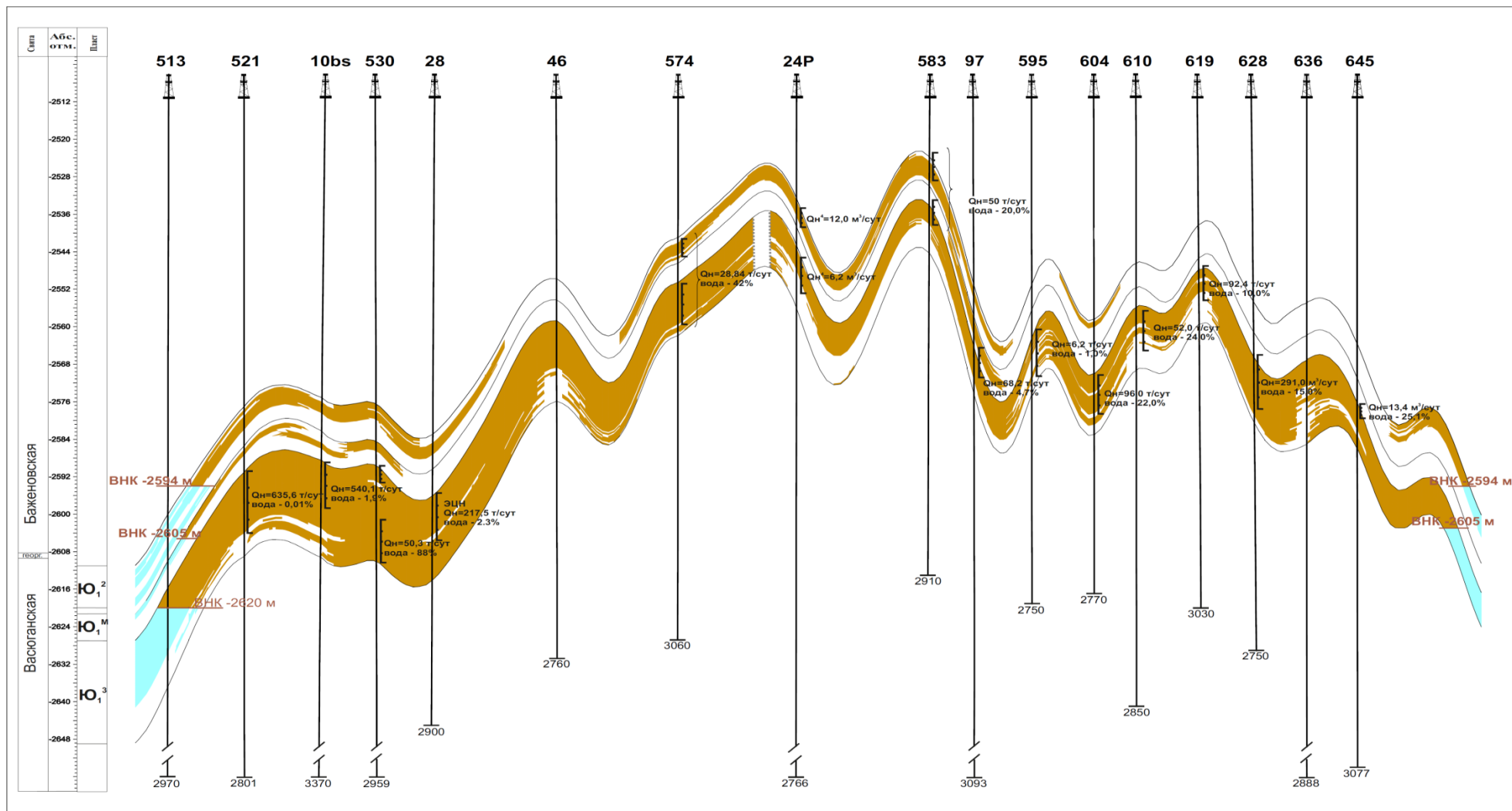


Рисунок 5 – Геологический разрез по линии скважин II-II

## Приложение В

Таблица 1 Геолого-физическая характеристика объектов разработки Двуреченского месторождения

№ №	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты			
			Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>М</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2567	2575	2575	2580
2	Абсолютная отметка ВНК	м	2575	2598	2594	2593
3	Абсолютная отметка ГНК	м				
4	Абсолютная отметка ГВК	м				
5	Тип залежи		пластовые сводовые литологически ограниченные			
6	Тип коллектора		порový	порový	порový	порový
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м <sup>2</sup>	14719	50396	45732	91884
8	Средняя общая толщина	м	2,6	2,6	3,4	10,7
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная	м	1,9	2	1,7	8
11	Средняя эффективная водонасыщенная	м	2,5	2,9	1,6	5,6
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,15	0,15	0,17
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,600	0,585	0,574	0,583
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,530	0,510	0,525	0,521
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,580	0,606	0,571	0,618
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.				
17	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,0099	0,0064	0,0066	0,2041
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,63	0,64	0,79	0,73
19	Расчлененность	ед.	1	1,2	1,3	2
20	Начальная пластовая температура	°С	88,9	88,9	88,9	88,9
21	Начальное пластовое давление	МПа	26,6	26,6	26,6	26,6
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,46	1,46	1,46	1,46
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,777	0,777	0,777	0,777
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,854	0,854	0,854	0,854
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,149	1,149	1,149	1,149
26	Содержание серы в нефти	%	0,71	0,71	0,71	0,71
27	Содержание парафина в нефти	%	3	3	3	3
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	5,4	5,4	5,4	5,4
29	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	36	36	36	36
36	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,39	0,39	0,39	0,39
37	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,019	1,019	1,019	1,019
38	Сжимаемость	1/МПа×10 <sup>-4</sup>				
39	нефти		10,5	10,5	10,5	10,5
40	воды		4,5	4,5	4,5	4,5
41	породы		3,3	3,3	3,3	3,3
42	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,410	0,561	0,483	0,490
43	Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут * МПа	1,6	1,5	2,5	34,3



## Приложение С

Таблица 3 Состояние фонда скважин Двуреченского месторождения на 01.01.2018 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты			
		Ю <sub>1</sub> <sup>1+2+М</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	В целом по месторождению	
1	2	3	4	5	
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	8	152	160	
	Возвращены с других	63	3	0	
	Нагнетательные в отработке на нефть	0	0	0	
	<b>Всего</b>	<b>71 (66*)</b>	<b>155 (66*)</b>	<b>160</b>	
	В том числе:				
	Действующие	47 (46*)	91 (46*)	92	
	из них фонтанные	0	0	0	
	ЭЦН	47 (46*)	91 (46*)	92	
	ШГН	0	0	0	
	газлифт	0	0	0	
	Бездействующие	6 (6*)	11 (6*)	11	
	В освоении после бурения	0	0	0	
	В консервации	3 (2*)	12 (2*)	13	
	Наблюдательные	4 (3*)	6 (3*)	7	
	Переведены под закачку	10 (9*)	34 (9*)	35	
Переведены на другие объекты	0	0	0		
В ожидании ликвидации	0	0	0		
Ликвидированные	1	1	2		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	25	25	
	Возвращены с других	15	1	0	
	Переведены из добывающих	10	34	35	
	<b>Всего</b>	<b>25 (25*)</b>	<b>60 (25*)</b>	<b>60</b>	
	В том числе:				
	Под закачкой	24 (24*)	55 (24*)	55	
	в том числе: газа	0	0	0	
	Бездействующие	0	3	3	
	В освоении после бурения	0	0	0	
	В консервации	0	0	0	
	Наблюдательные	0	1	1	
	В отработке на нефть	0	0	0	
	Переведены на другие объекты	1 (1*)	1 (1*)	1	
	В ожидании ликвидации	0	0	0	
	Ликвидированные	0	0	0	
Фонд специальных скважин	водозаборные	Пробурено	0	0	17
		Возвращены с других объектов/пластов	0	0	0
		Переведено из других категорий	0	0	0
		<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>
		В том числе:			
		Действующие	0	0	0
		Бездействующие	0	0	17
		В освоении после бурения	0	0	0
	поглощающие	Переведены в другие категории	0	0	0
		В ожидании ликвидации	0	0	0
		Ликвидированные	0	0	0
		Пробурено	0	0	0
		Возвращены с других объектов/пластов	0	0	0
		Переведено из других категорий	0	0	1
		<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
В том числе:					
Действующие	0	0	1		
Бездействующие	0	0	0		
В освоении после бурения	0	0	0		
Переведены в другие категории	0	0	0		
В ожидании ликвидации	0	0	0		
Ликвидированные	0	0	0		

\* - совместный фонд скважин







## Приложение D

Таблица 13 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	Т <sub>к</sub> i, дней	Продолжительность выполнения работ											
			январь		февраль			март			апрель			
			1	2	1	2	3	1	2	3	1	2		
Сейсморазведочные работы	ИПБР	9												
Бурение разведочных, оценочных, эксплуатационных скважин	Бурильщик	35												
Отбор керна по всей толще в разведочных скважинах	Геолог	5, 3												
Определение общей и открытой (эффективной) пористости	ГСЦИП С	4												
Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	ГСЦИП С	17												
Лабораторное определение по глубинным пробам	Лаборант	2, 9												
Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	Геолог	2, 7												
Определение дебита жидкости по скважинам	Технолог, опер. ДНГ	1												

Продолжение таблицы 13

Определение обводненности продукции по скважинам	Технолог, опер. ДНГ	1											
Промысловые определения газового фактора	Технолог, опер. ДНГ	2											

-  – инженер по буровзрывным работам
-  – Бурильщик
-  – Геолог
-  – главный специалист центра исследований пластовых систем
-  – Лаборант
-  – Технолог, опер. ДНГ