

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНЕНИЕМ НА ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.276.43:004.7.032.26(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Майданюк Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Майданюку Александру Сергеевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНЕНИЕМ НА ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Отчет по реализации проекта по управлению заводнением на базе искусственных нейронных сетей на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения нефти с графическими и табличными приложениями
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективная разработка месторождений с применением искусственной нейронной сети для оперативного планирования режимов работы скважин ; геолого-физические параметры залежи нефти; анализ текущего состояния раработки; планирование работы залежи; прогнозирование приёмистости нагнетательных скважин; особенности процесса проведения работ по оперативному планирования режимов на базе искусственных нейронных сетей;; определение эффективного объема закачки воды в пласт;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Характеристика участка работ	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Технологическая эффективность выполненных работ	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Расчеты по управлению заводнением. Решение оптимизационной задачи, оценка потенциала заводнения	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Криницина Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Характеристика участка работ	
Технологическая эффективность выполненных работ	
Расчеты по управлению заводнением. Решение оптимизационной задачи, оценка потенциала заводнения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович			30.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Майданюк Александр Сергеевич		30.03.2019

Обозначения, определения и сокращения

Элемент заводнения – это наименьшая группа скважин, в которой присутствует одна добывающая скважина, и влияющие на нее нагнетательные скважины.

Диагностическая корреляция – преобразование массива данных в библиотеку событий на скважинах.

Многообразие событий – набор событий на ограниченном постановкой задачи временном промежутке.

Согласованные события – события, возникающие при изменениях темпа закачки воды в нагнетательную скважину, приводящие к изменениям в показателях эксплуатации добывающей скважины.

Не согласованные события – события, возникающие при изменениях темпов закачки воды в нагнетательную скважину, не приводящие к изменениям в показателях эксплуатации добывающей скважины.

Коэффициент взаимовлияния определяется соотношением согласованных и несогласованных событий в парах нагнетательных и добывающих скважин на ограниченном промежутке.

Метрика оптимизации – измерение рейтинга элементов заводнения объекта по степени оптимизированности.

Оптимизированность элемента – степень отклонения фактически достигнутых показателей приемистости нагнетательных скважин от расчетных значений, рекомендованных в программе работ по управлению заводнением.

Оптимизированным считается элемент заводнения, фактический режим всех нагнетательных скважин которого соответствует оптимальному, при этом нет предпосылок для интенсификации добычи нефти.

Перспективным считается элемент заводнения, фактический режим всех нагнетательных скважин которого соответствует оптимальному, а также существуют предпосылки для интенсификации добычи нефти.

Неоптимизированным считается элемент заводнения, в котором фактический режим одной и более нагнетательных скважин не соответствует оптимальному.

Эволюция оптимизации – отношение числа оптимизированных элементов заводнения к их общему количеству.

Период устойчивой оптимизации - временной период, в течение которого элемент заводнения сохраняет свой рейтинг неизменным (определяется только для оптимизированных и перспективных элементов заводнения).

Индекс устойчивости оптимизации - относительный временной период в течение месяца, квартала или года, в котором оптимизированный элемент заводнения сохраняет свой рейтинг неизменным (определяется только для оптимизированных и перспективных элементов заводнения).

Оптимальная закачка – интегральная закачка воды по объекту, соответствующая потенциальной добыче.

Оптимальная добыча жидкости – интегральная добыча жидкости по объекту, соответствующая потенциальной добыче нефти.

Потенциальная добыча нефти – максимум нейросетевой оптимизации темпов закачки воды в системе элементов заводнения.

Оптимальный режим закачки воды в нагнетательную скважину – распределенная по нагнетательным скважинам оптимальная закачка по объекту в целом.

Оптимальный темп отбора жидкости в добывающей скважине – распределенная по добывающим скважинам оптимальная по объекту добыча жидкости.

КПД (d) (коэффициент полезности действия добывающей скважины) – отношение текущего дебита скважины по жидкости к оптимальному.

КПД (н) (коэффициент полезности действия нагнетательной скважины) – отношение текущего темпа закачки воды в пласт к оптимальному.

Индекс оптимизации – отношение текущей добычи нефти к потенциальной.

Индекс ИРВУД – эффективность цифровых решений управления добычей измеряется в пунктах прироста NPV.

Диаграмма оптимизации отражает изменение эволюции оптимизации и индекса оптимизации добычи нефти.

Успешность работ процент выполнения работ по скважинам, показатели которых соответствуют оптимальным режимам.

Индекс успешности работ – отношение успешно выполненных работ к общему числу запланированных мероприятий.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 страницы, в том числе 37 рисунков, 12 таблиц. Список литературы включает 20 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, нейросетевые технологии, управление добычей, современные методы разработки, нагнетательная скважина, заводнение, нефтеотдача.

Объектом исследования является анализ эффективности реализации программы по управлению заводнением на базе искусственных нейронных сетей на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения нефти.

В процессе исследования был рассмотрен современный научный подход формирования режимов работы нагнетательных скважин.

Реализация программы мероприятий по управлению процессами заводнения и планирования технологических режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин позволило за короткий период значительно увеличить базовые показатели добычи нефти.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, и характеризующихся высокой обводнённостью добываемой продукции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	11
1. ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА РАБОТ.....	12
1.1 Текущее состояние разработки участка работ.....	12
1.2 Энергетическое состояние	15
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ В 2018 Г.	20
2.1 Обзор выполненных работ.....	20
2.2 Эффективность геолого-технических мероприятий.....	22
2.4 Структура и движение остаточных запасов нефти	36
2.5 Анализ поверхностного обустройства.....	42
3. РАСЧЕТЫ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНЕНИЕМ. РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ, ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЗАВОДНЕНИЯ	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ. РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
4.1. Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы.....	66
4.2 Сопоставление расчетных и фактических технико-экономических показателей эффективности управления заводнением.....	71
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке	78
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов при работе на кустовой площадке и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
5.2. Экологическая безопасность	85
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
Заключение	88

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	конкретных результатов	ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Введение

В условиях нестабильной динамики цены на нефть капиталоемкие мероприятия по бурению новых точек отбора сопряжены с высокой степенью риска. И поэтому, на первое место выходят альтернативные методы обеспечения уровней добычи нефти на базе уже пробуренного фонда с минимизацией экономических издержек. В такой постановке главная производственная задача – снижение издержек и увеличение прибыли – сводится к управлению «взаимной» работой добывающих и нагнетательных скважин.

Несмотря на то, что за последние годы достигнут значительный прогресс в системе контроля технологических процессов на месторождении - система оперативного Управления добычей, как и принятие решений при планировании работ на скважинах остается, по-прежнему, консервативной и потому заведомо не эффективной.

Математическая модель управления добычей – прокси-модель, является ядром технологии «Управления добычей». В основе прокси-модели лежит сопоставительный анализ динамики закачки и отборов, который формирует базу знаний для решения оптимизационной задачи в постановке - как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя эффективности производственного процесса.

Реализуемая технология «Управления добычей» основана на автоматизации процессов решения оптимизационной задачи, отвечающего критерию максимизации добычи нефти и минимизации операционных затрат с учетом ограничений, которые обусловлены: геологическим строением залежей, параметрами и состоянием объектов обустройства, экономическими условиями, логистикой, организацией материально технического снабжения.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА РАБОТ

1.1 Текущее состояние разработки участка работ

Состояние пробуренного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2019 года на объекте БС₈ числятся 144 скважины, из них 138 эксплуатационных, одна в консервации, одна в ликвидации, четыре пьезометрических. В эксплуатационном добывающем фонде 88 скважин, в том числе 79 действующих, девять скважин бездействующие. Эксплуатационный нагнетательный фонд составляет 50 скважин, в том числе 48 действующих, две бездействующие. Действующий фонд добывающих скважин и нагнетательный фонд скважин не изменился.

Таблица 1 - Состояние фонда объекта БС₈

Наименование	Характеристика фонда скважин	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
Фонд добывающих скважин	Всего	88	88	88	88
	в т.ч. действующие	79	79	80	79
	в т.ч. бездействующие	9	9	9	9
	В консервации	1	1	1	1
	В ликвидации	1	1	1	1
Фонд нагнетательных скважин	Всего	50	50	50	50
	в т.ч. действующие	47	47	46	48
	в т.ч. бездействующие	3	3	4	2
	В консервации	-	-	-	-
	В ликвидации	-	-	-	-
Фонд контрольных скважин	Пьезометрические	4	4	3	4

На текущий момент среднемесячные коэффициенты эксплуатации скважин изменяются в пределах: по добывающим – 0.3-1.0 д.ед, по

нагнетательным – 0.4-1.0 д.ед. В среднем составляют 0.980 д.ед. для добывающих скважин и 0.995 д.ед. для нагнетательных скважин.

Текущие технологические показатели эксплуатации

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти составила 14 247.4 тыс. т, жидкости – 61 027.0 тыс.т, накопленная закачка – 48 608.3 тыс.м³. Компенсация отборов с начала разработки – 75%, текущая компенсация – 82%.

Средний дебит нефти – 10.2 т/сут, жидкости – 133.2 т/сут, обводненность добываемой продукции – 92.4 %. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 199.5 м³/сут.

Показатели разработки ежемесячно за 2018 год представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технологические показатели разработки объекта БС₈

Показатели	2018 год											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Дебит нефти, т/сут	10.9	11.0	11.1	10.7	11.0	10.8	11.1	10.7	10.2	10.3	10.2	10.2
Дебит жидкости, т/сут	141.2	145.8	144.0	143.1	146.0	143.9	148.3	144.7	140.7	136.5	135.1	133.2
Обводненность, %	92.5	92.5	92.3	92.5	92.5	92.4	92.5	92.6	92.7	92.4	92.4	92.4
Приемистость, м ³ /сут	215.4	217.4	198.8	208.9	212.1	203.0	191	206.9	200.8	190.5	205.0	199.5

Продолжение таблицы 2

Показатели	2018 год											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Суточная добыча нефти, т/сут	867.6	860.0	846.2	798.9	829.3	830.8	825.7	800.2	793.6	790.0	799.5	802.4
Суточная добыча жидкости, т/сут	11499	11401	11009	10712	11024	10917	11042	10790	10888	10455	10625	10511
Суточная закачка, т/сут	10124	10158	9024	9820	9967	9543	9255	9911	9136	8780	9151	8815
Добыча нефти, тыс.т	26.9	24.1	26.2	24.0	25.7	24.9	25.6	24.8	23.8	24.5	24.0	24.9
Добыча жидкости, тыс.т	356.5	319.2	341.3	321.3	341.7	327.5	342.3	334.5	326.6	324.1	318.8	325.8
Закачка, тыс.м ³	313.8	284.4	279.7	294.6	309.0	286.3	286.9	307.2	274.1	272.2	274.5	273.3
Текущая компенсация, %	86.8	87.8	80.7	90.1	88.9	85.9	82.4	90.2	82.5	82.5	84.6	82.4

1.2 Энергетическое состояние

Начальное пластовое давление залежи пласта БС₈ оценено на уровне 241 атм. Контроль за энергетическим состоянием залежи проводится регулярно. Охват фонда замерами давлений – около 20% в год.

За 2018 год на объекте БС₈ проведено 45 инструментальных замеров пластового давления в 35 скважинах.

Для оценки энергетического состояния пласта БС₈ построена карта изобар по состоянию на январь 2018 г. и декабрь 2018 г. методом, опирающимся на прямые замеры пластового давления и промысловые данные и реализованным в модуле «Карта изобар» ПК «Атлас-Управление-Заводнением».

Для построения карты изобар привлекалась информация, полученная по результатам ГДИС, замеров давления в пьезометрических скважинах и инструментальных замерах давления, проведенных не позднее одного года до даты построения карты изобар.

Данные для построения должны отвечать условию кондиционности:

- ГДИС – выход билогарифмического графика на асимптоту (для нагнетательных скважин в среднем это составляет порядка четырех суток для добывающих порядка пяти суток).
- инструментальные замеры – время простоя перед замером пластового давления должно превышать среднее время выхода билогарифмического графика ГДИ на асимптоту.

После проверки на условие кондиционности замеров Р_{пл} на следующем этапе применяется алгоритм расчета Р_{пл} по скважинам, не охваченным исследованиями за последний год до даты построения карты.

Алгоритм расчета представляет собой пропорцию, то есть, располагая всей информацией о скважине на момент замера пластового давления (забойное давление, пластовое давление, дебит

жидкости/приемистость и обводненность) и при условии, что обводненность скважины и состояние призабойной зоны изменились не существенно с момента последнего замера, можно оценить пластовое давление по формуле:

$$P_{\text{пласт.}}^2 = \frac{Q^2}{Q^1} (P_{\text{пласт.}}^1 - P_{\text{заб.}}^1) + P_{\text{заб.}}^2, \quad (1)$$

где $P_{\text{пласт.}}^2$ - пластовое давление на дату построения карты изобар, $P_{\text{заб.}}^2$ - забойное давление на дату построения карты изобар, $P_{\text{пласт.}}^1$ - пластовое давление на дату замера пластового давления, $P_{\text{заб.}}^1$ - забойное давление на дату замера пластового давления, Q^2 - дебит жидкости на дату построения карты изобар, Q^1 - дебит жидкости на дату замера пластового давления.

Охват прямыми замерами, используемых при построении карт и пересчитанными значениями $R_{\text{пл}}$ согласно алгоритму представлен на рисунке 1

Сопоставление карт, полученных по результатам расчета, представлено на рисунках 3-4.

Исходя из динамики добычи жидкости/закачки воды и компенсации, а также по результатам инструментальных замеров пластового давления в пьезометрических скважинах, в целом по объекту наблюдается незначительное повышение пластового давления по сравнению с предыдущим годом (204 атм. на текущую дату и 202 атм по состоянию на 01.01.2018 г.). Одной из причин низких темпов восстановления пластового давления послужила программа по реализации развития системы ППД, в частности в октябре переведена в ППД скважины №886.

Позитивно на восстановление пластового давления повлиял запуск после продолжительного ремонта скважины № 442 (время простоя составило 8 месяцев). За время простоя пластовое давление в районе скважины просело на 40% до 150 атм. Скважина запущена в ППД

25.08.2018 г. и по состоянию на 01.01.2019 г. средний дебит добывающих скважин по жидкости вырос на 25%, средний дебит по скважинам практически удвоился и достиг 66.5 т/сут по рассматриваемому участку (рис 1).

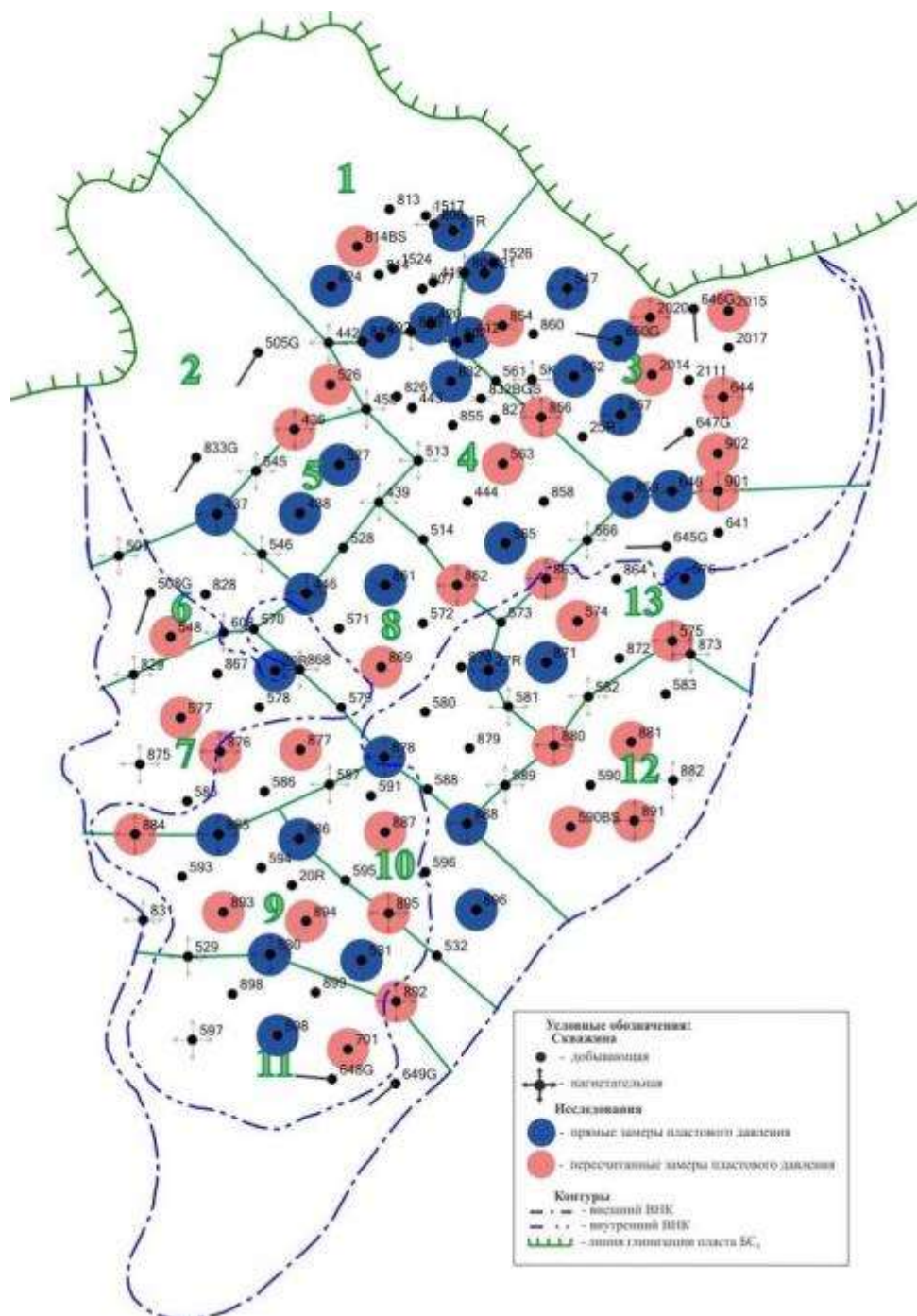


Рисунок 1 - Охват прямыми замераи Рпл и пересчитанными значениями Рпл за 2018 год

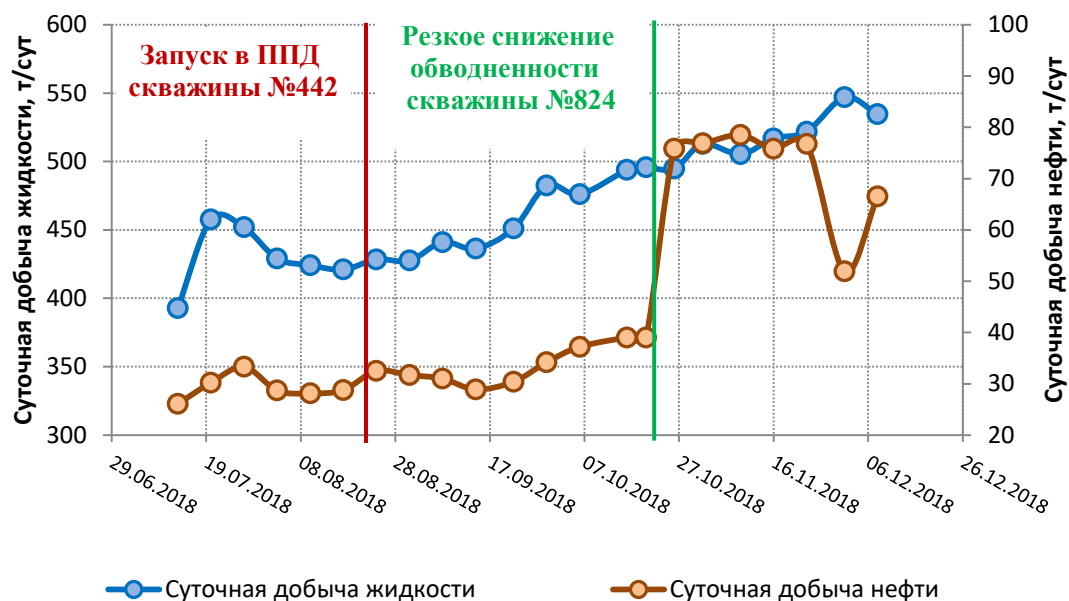


Рисунок 2 - Эффективность запуска в ППД скважины №442. Группа скважин района 442 ППД

В целях компенсации потерь дебитов жидкости вследствие снижения пластового давления на участках разработки пересчитана оптимизационная задача с локальным изменением технологических ограничений в рамках точечного увеличения распределяемого суммарного объема закачки.

Таким образом, относительно предыдущего года средневзвешенное пластовое давление увеличилось на 2 атм. и на текущий момент составляет 204 атм (в зоне отбора – 199 атм, в зоне нагнетания – 215 атм) или на 15% ниже начального. Однако выделяется ряд участков, характеризующиеся пониженным пластовым давлением (в зоне отборов давление ниже начального на 30%). Потери добычи нефти за счет снижения дебитов жидкости здесь существенные и оцениваются порядка 70 тонн/сут.

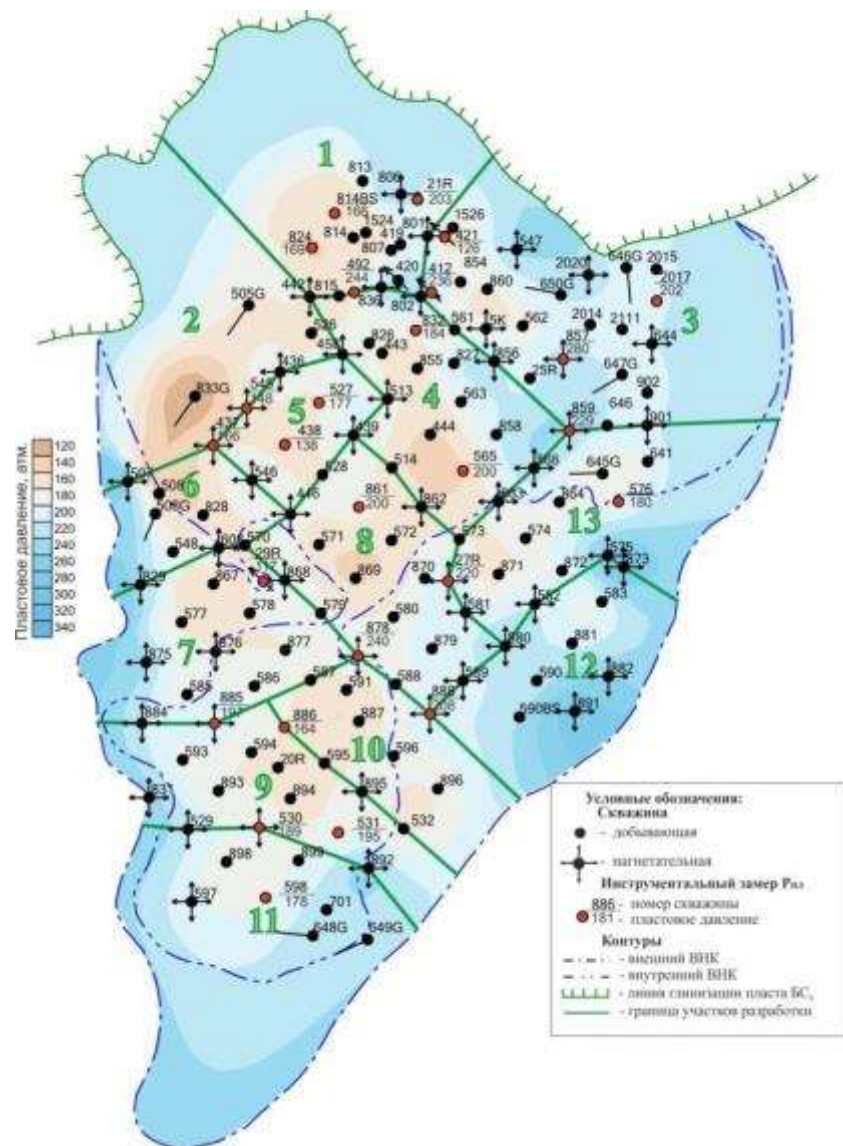


Рисунок 3 - Карта изобар (январь 2018 г.)

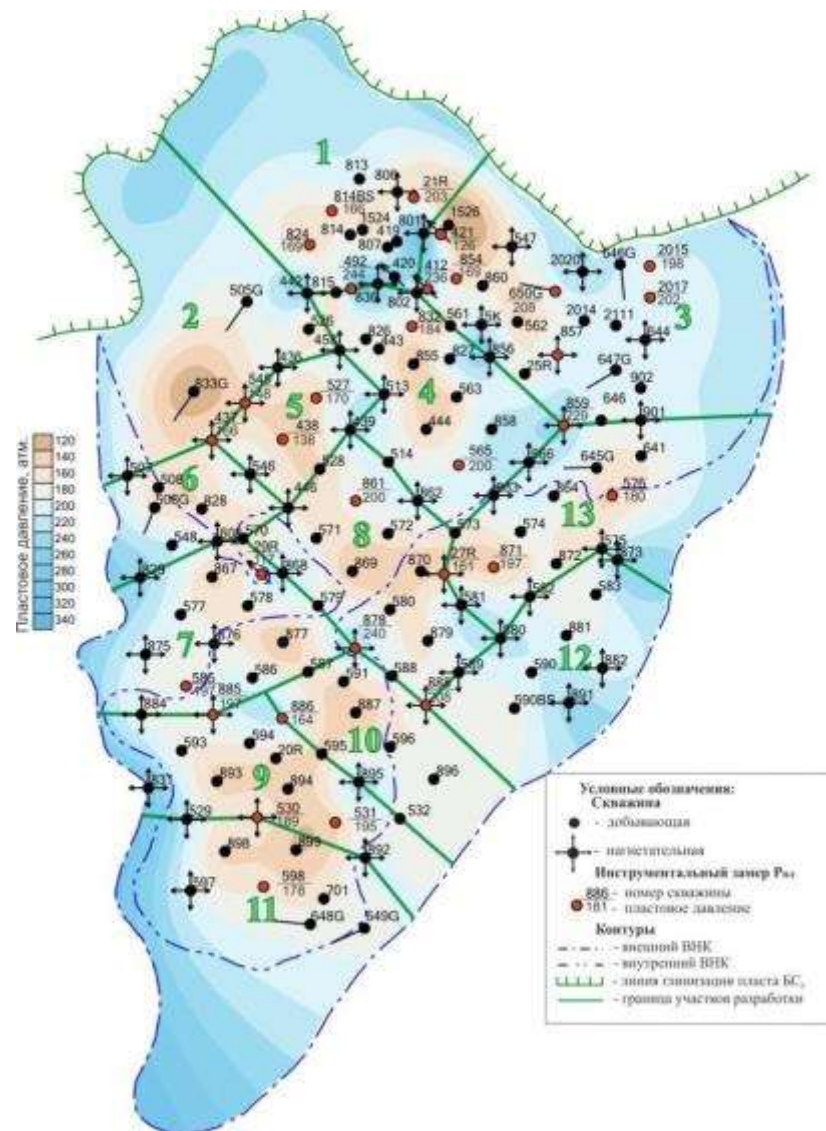


Рисунок 4 - Карта изобар (декабрь 2018 г.)

2. Технологическая эффективность выполненных работ в 2018 г.

2.1 Обзор выполненных работ

С целью обеспечения оптимальных норм отбора жидкости и закачки воды в период с января по декабрь 2018 года программой работ по Управлению заводнением предполагалось проведение следующих мероприятий:

- изменение режимов работы нагнетательных скважин:
 - увеличение приемистости — **112** мероприятий
(факт - **49**);
 - снижение приемистости — **95** мероприятий
(факт - **46**);
- выравнивание профиля приемистости — **22** мероприятий
(факт - **22**);
- запуск скважин:
 - нагнетательный фонд — **5** мероприятия
(факт - **5**);
 - добывающий фонд — **2** мероприятия (факт - **2**);
- вывод из бездействия:
 - нагнетательный фонд — **3** мероприятия
(факт - **2**).

Фактически выполнено **95** мероприятий по регулированию режимов работы нагнетательного фонда и **22** геолого-технологических мероприятия, являющих практическим воплощением работ по управлению заводнением и реализацией на этой основе добычного потенциала пласта.

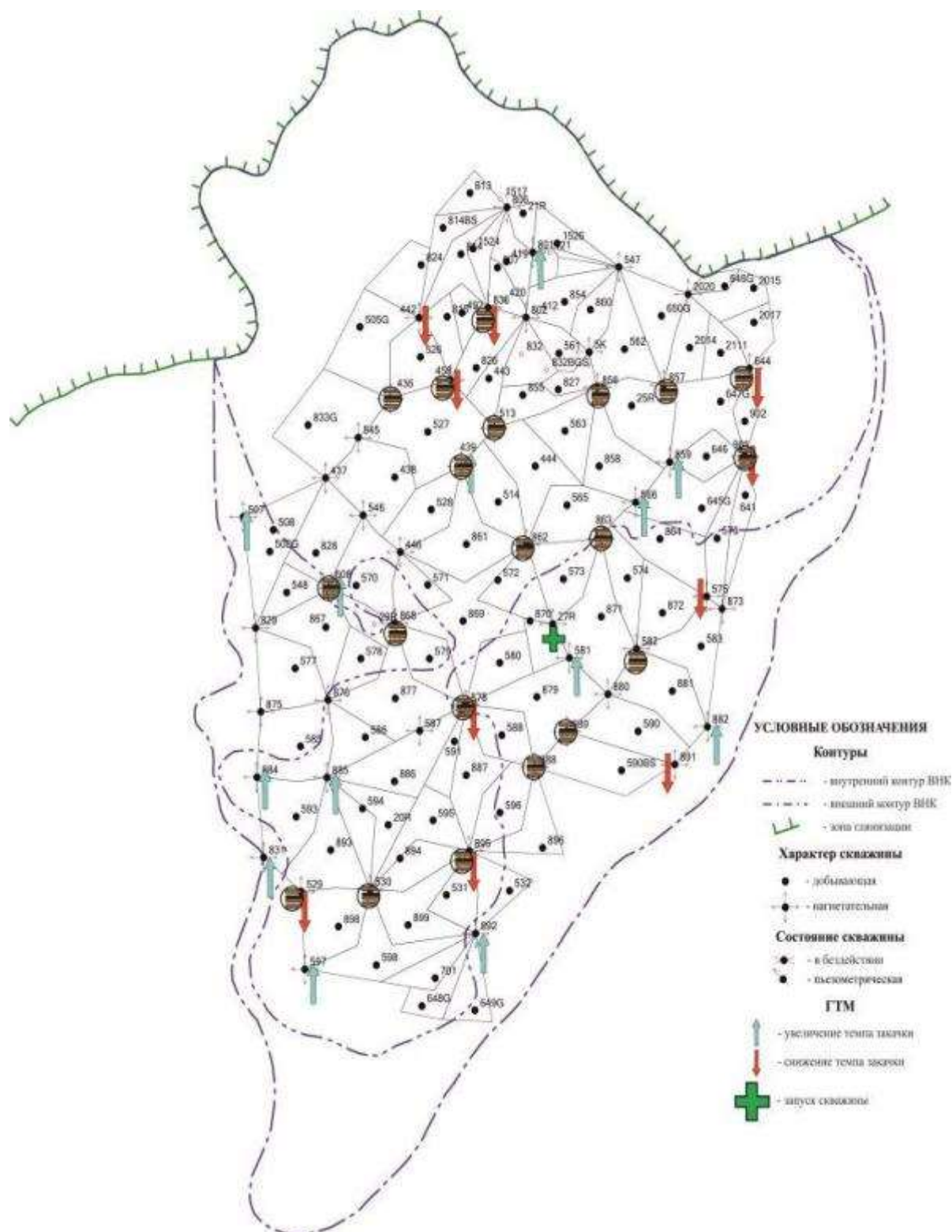


Рисунок 5 – Карта выполненных работ с января по декабрь 2018 г.

Таким образом, с января по декабрь 2018 года программа работ по Управлению заводнением на добывающем и нагнетательном фонде реализована на **43 %**:

Следует отметить, что программа работ по регулированию закачки (корректировка темпа закачки) предусматривала проведение 222 коррекции на 48 скважинах. По факту изменения режимов нагнетания проводились на 36 скважинах, но успешно выполнено только 43 % мероприятий (95 из 222). Выполнение программы работ по каждому кварталу 2018 года приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Выполнение программы работ

Квартал	Кол-во запланированных мероприятий	Кол-во выполненных мероприятий	Успешность выполнения, %
I квартал	67	24	36
II квартал	52	24	46
III квартал	52	19	37
IV квартал	51	28	55
Итого за 2018 год	222	95	43

2.2 Эффективность геолого-технических мероприятий

За 2018 г. на объекте БС₈ выполнено 22 геолого-технологических мероприятия на нагнетательном фонде.

ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

С целью обеспечения оптимальных режимов закачки и вовлечения недренируемых запасов нефти в разработку по состоянию на 01.01.2019г выполнены 22 мероприятия по выравниванию профиля приемистости в 22 скважинах по технологии ЩПСК.

Проведение выравнивание профиля приемистости по технологии ЩПСК заключается в создании структурированных вязкоупругих систем за счет добавления глинистых, торфяных или меловых частиц в

полимерные растворы, в частности, растворы полиакриламида (ПАА) и закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Объем закачиваемого агента изменялся в диапазоне от 600 м³ (скважина № 836) до 1600 м³ (скважина № 836) и в среднем составил 830 м³ (таблица 3.3). Среднее давление закачки составило 177 атм. и изменялось в диапазоне от 162 атм. (скважина № 856) до 183 атм. (скважина № 608).

Выводы.

Таким образом, всего проведено 22 геолого-технических мероприятий, направленных на выравнивание профиля приемистости. Из них 16 с позиции обеспечения оптимальных режимов нагнетания воды в последующий период признаны успешными (73%) и шесть неуспешными (23%).

Удельная дополнительная добыча нефти на одно успешное мероприятие составила 222 т. Таким образом, необходимым условием получения максимальной дополнительной добычи служит необходимость достижения оптимальных режимов закачки воды.

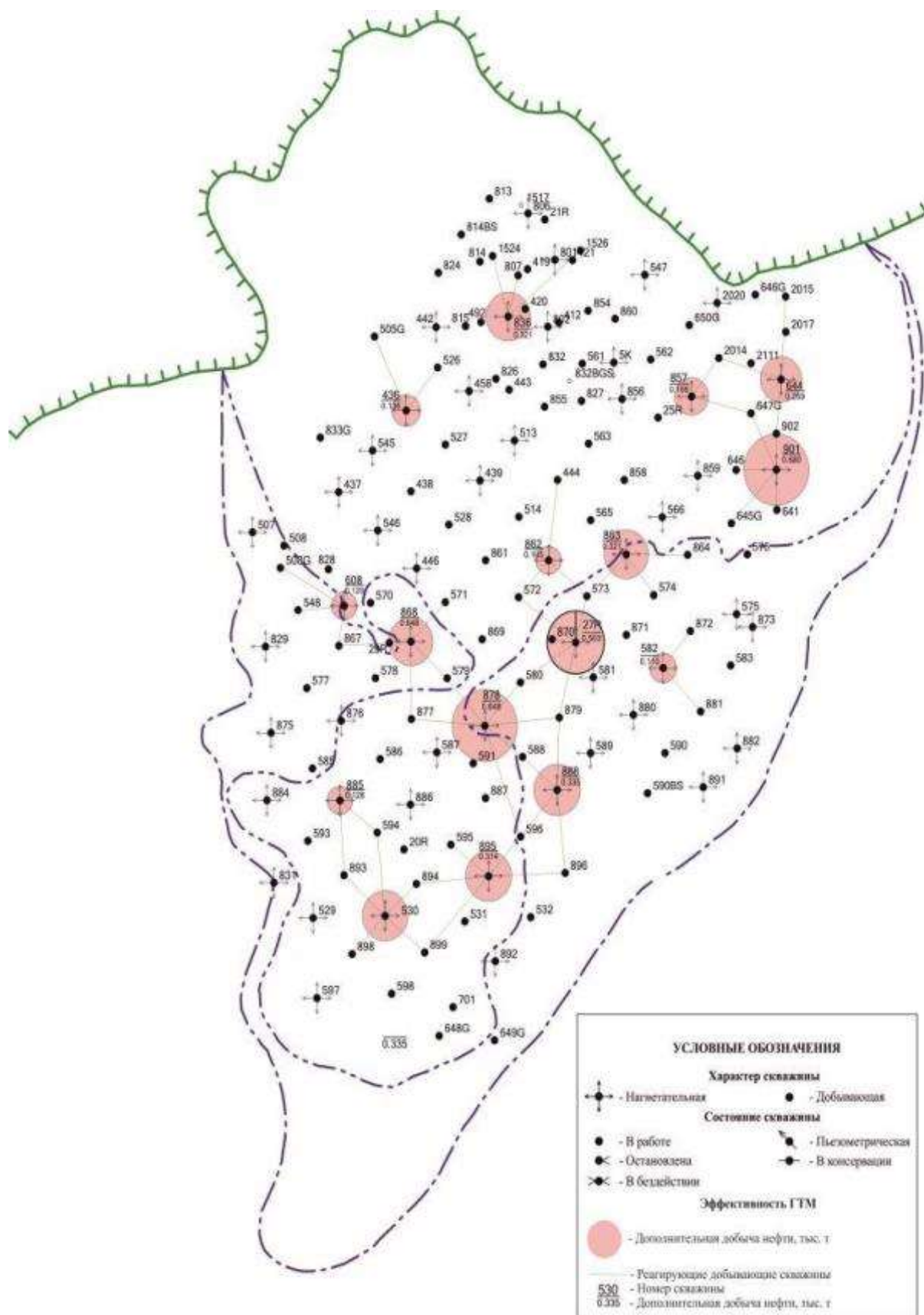


Рисунок 6 – Карта эффективности выравнивания профиля приемистости за 2018 г.

2.3 Оптимизированность системы заводнения

Для анализа эффективности работ по Управлению заводнением проведена оценка оптимизированности элементов заводнения в период с 01.04.2017 г. по 01.01.2019 г.

Элементом заводнения является добывающая скважина с окружающими ее нагнетательными.

Под оптимизированностью понимается степень отклонения фактической приемистости от расчетной, рекомендованной в программе работ по управлению заводнением.

В качестве исходных данных для расчета оптимизированности элементов заводнения использовались технологические режимы работы скважин, а также замерные по нагнетательному и добывающему фонду.

Все добывающие скважины попарно сопоставлены с окружающими их нагнетательными скважинами. Фактическая приемистость нагнетательных скважин $q_{\text{зак}}^{\text{факт}}$ сопоставлена с приёмистостью, рекомендованной в программе работ $q_{\text{зак}}^{\text{опт}}$.

Коэффициент оптимизированности элемента K_i (i - добывающая скважина) рассчитывается как средний коэффициент оптимизированности для каждой скважины внутри элемента заводнения (i - добывающая скважина, j - нагнетательная скважина), входящей в элемент:

$$k_{ij} = 1 - \frac{|q_{\text{зак}}^{\text{факт}} - q_{\text{зак}}^{\text{опт}}|}{q_{\text{зак}}^{\text{опт}}}, \quad (2)$$

$$k_i = 1 - \frac{|q_{\text{ж}}^{\text{факт}} - q_{\text{ж}}^{\text{опт}}|}{q_{\text{ж}}^{\text{опт}}}, \quad (3)$$

$$K_i = \frac{(\sum_{j=1}^n k_{ij}) + k_i}{n+1}, \quad (4)$$

где:

$q_{\text{зак}}^{\text{факт}}$ – фактическая закачка воды, м³/сут;

$q_{\text{зак}}^{\text{опт}}$ – оптимальная закачка воды, м³/сут;

$q_{\text{ж}}^{\text{факт}}$ – фактическая добыча жидкости, м³/сут;

$q_{\text{ж}}^{\text{опт}}$ – оптимальная добыча жидкости, м³/сут;

n - количество нагнетательных скважин внутри элемента заводнения;

K_i – коэффициент оптимизированности элемента заводнения.

Если коэффициент оптимизированности пары скважин принимает отрицательное значение, то его приравнивают к нулю.

Коэффициент оптимизации нагнетательной скважины равен нулю в случаях, когда нагнетательная скважина фактически остановлена, но по ней имеются невыполненные рекомендации по изменению режима закачки, либо рекомендовалось остановить закачку, но скважина продолжала работать.

По результатам расчётов, элементы заводнения делятся на 3 категории:

1) неоптимизированные – хотя бы одна из соседних нагнетательных скважин находится не в оптимальном режиме закачки;

2) перспективные – все соседние нагнетательные скважины находятся в оптимальном режиме работы, создан потенциал для интенсификации добычи нефти;

3) оптимизированные - все соседние нагнетательные скважины находятся в оптимальном режиме работы, потенциал для интенсификации добычи реализован.

По состоянию на 01.01.2019 г., по результатам работ по управлению заводнением, отмечается увеличение оптимизированных элементов по сравнению с соответствующим показателем на 01.11.2018 года с **19%** до **26%**, перспективные снизились с **7%** до **6%**, и соответствующее уменьшение доли неоптимизированных элементов с **72%** до **68%**.

Динамика показателей оптимизации в элементах заводнения представлена в таблице 4 и на рисунке 7.

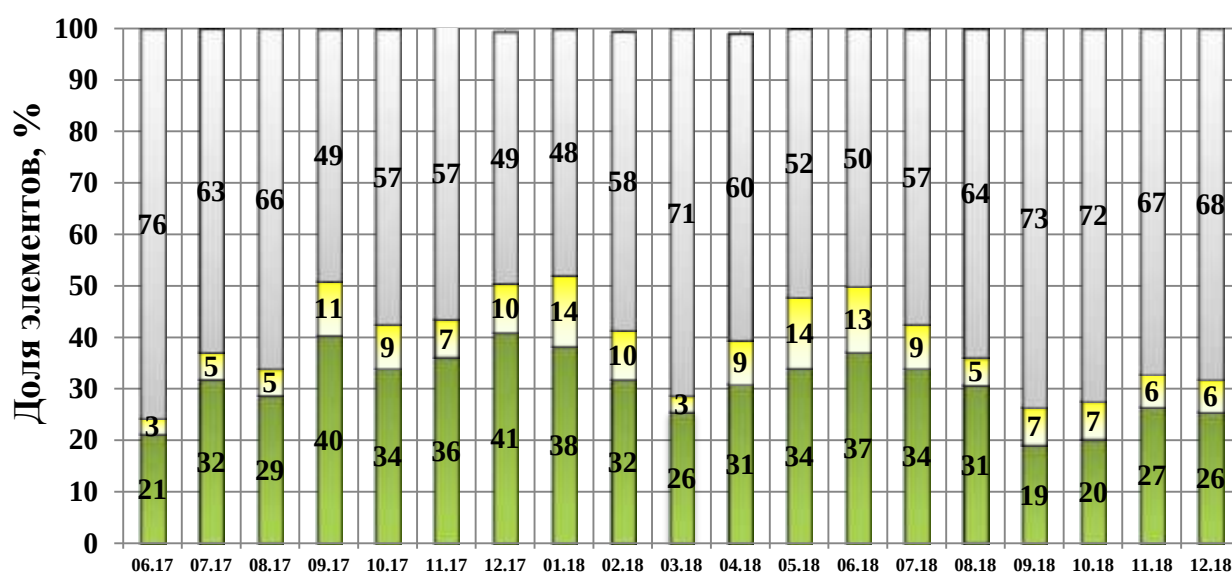


Рисунок 7 – Динамика оптимизированности элементов заводнения по состоянию на 01.01.2019 г.

Таблица 4 – Динамика оптимизации в элементах заводнения (апрель 2017-декабрь 2018 г.)

2017-2018 г.	Категория элемента		
	Оптимизированные	Перспективные	Неоптимизированные
Апрель	21	4	69
Май	26	4	66
Июнь	20	3	71
Июль	30	5	59
Август	27	5	62
Сентябрь	38	10	46
Октябрь	32	8	54
Ноябрь	34	7	53
Декабрь	39	9	46
Январь	35	13	45
Февраль	30	9	55
Март	24	3	67
Апрель	30	8	56
Май	32	13	49
Июнь	35	12	47
Июль	32	8	54

Август	29	5	60
Сентябрь	18	7	69
Октябрь	19	7	68
Ноябрь	25	6	63
Декабрь	24	6	64

Увеличение числа оптимизированных элементов в четвертом квартале 2018 г. обусловлено: постепенным восстановлением оптимизированных элементов после разбалансировки системы ППД из-за технической остановки БКНС и порыва водовода в предыдущем квартале.

Основной причиной низкой оптимизированности системы заводнения, а также значительного перераспределения зон локализации оптимизированных элементов являются такие технологические инверсии как: порывы водоводов вследствие изношенности трубопроводов и аварийные остановки БКНС вследствие перебоев с электроснабжением и аварийными ситуациями.

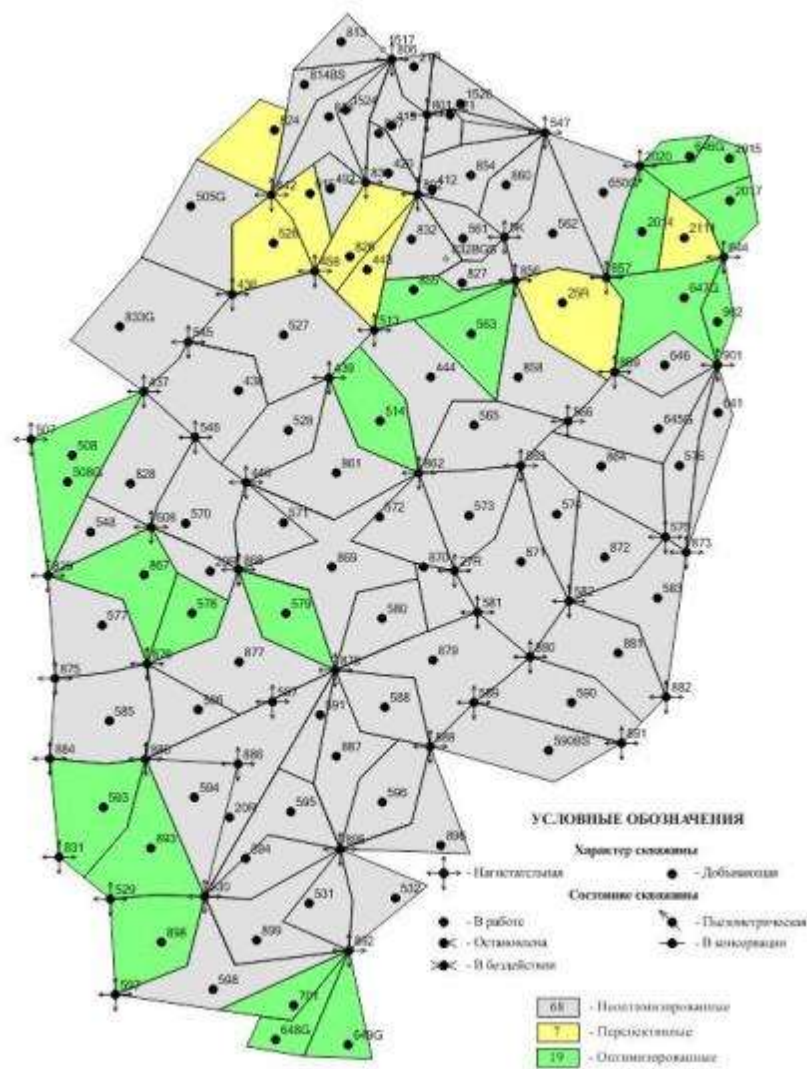


Рисунок 8 – Метрика эволюции элементов заводнения по состоянию на 01.11.2018 г.

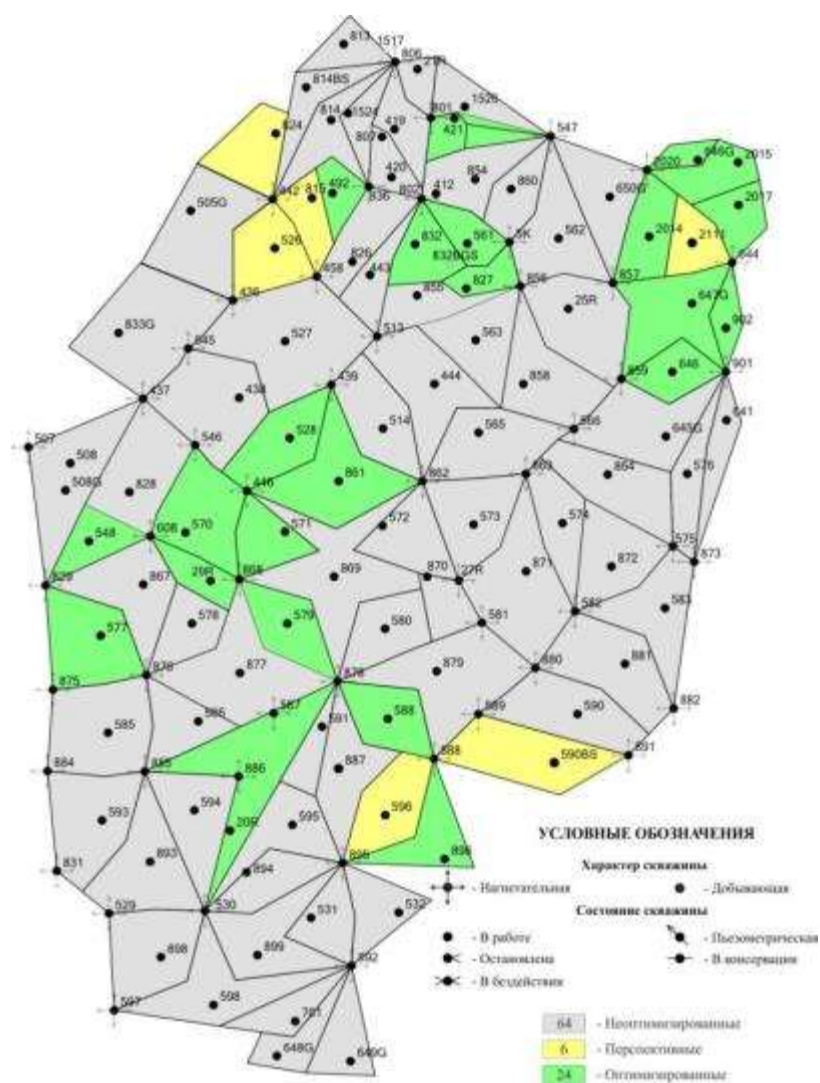


Рисунок 9 – Метрика эволюции элементов заводнения по состоянию на 01.01.2019 г.

Описанные выше технологические инверсии приводят к вынужденным остановкам нагнетательного фонда. Любая остановка работы нагнетательных скважин даже самая кратковременная приводит к значительному перераспределению приемистости между скважинами одной кустовой площадки. Вследствие чего оптимизированность резко снижается.

Одним из не маловажных индикаторов эффективности работ по управлению заводнением является степень разбалансировки системы ППД. Степень разбалансировки рассчитывается как среднее отклонение текущих режимов от оптимальных по всем нагнетательным скважинам. График сопоставления суточной добычи нефти и степени разбалансировки режимов закачки приведен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Степень разбалансировки

Так же следует обратить особое внимание на наиболее высокие и низкие значения коэффициента разбалансированности системы ППД. Для иллюстрации данного коэффициента на рисунке 11 приведены 2 кросплота оптимальных и фактических режимов закачки.

Из сопоставления видно, что увеличение разбалансированности системы ППД режимов закачки является одной из причин снижения суточной добычи нефти.

Оценка оптимизированности элементов заводнения на объекте БС₈ дополнена расчетом характеристик устойчивости оптимальных режимов в период практической реализации проекта по Управлению заводнением. Коэффициент устойчивости оптимальных режимов $K_{уст}$ характеризует долю календарного времени, в котором элемент находился в категории оптимизированных либо перспективных. Например, если за календарный год приемистость нагнетательных скважин соответствовала оптимальной на протяжении 6 месяцев, коэффициент устойчивости составляет $K_{уст}=50\%$.

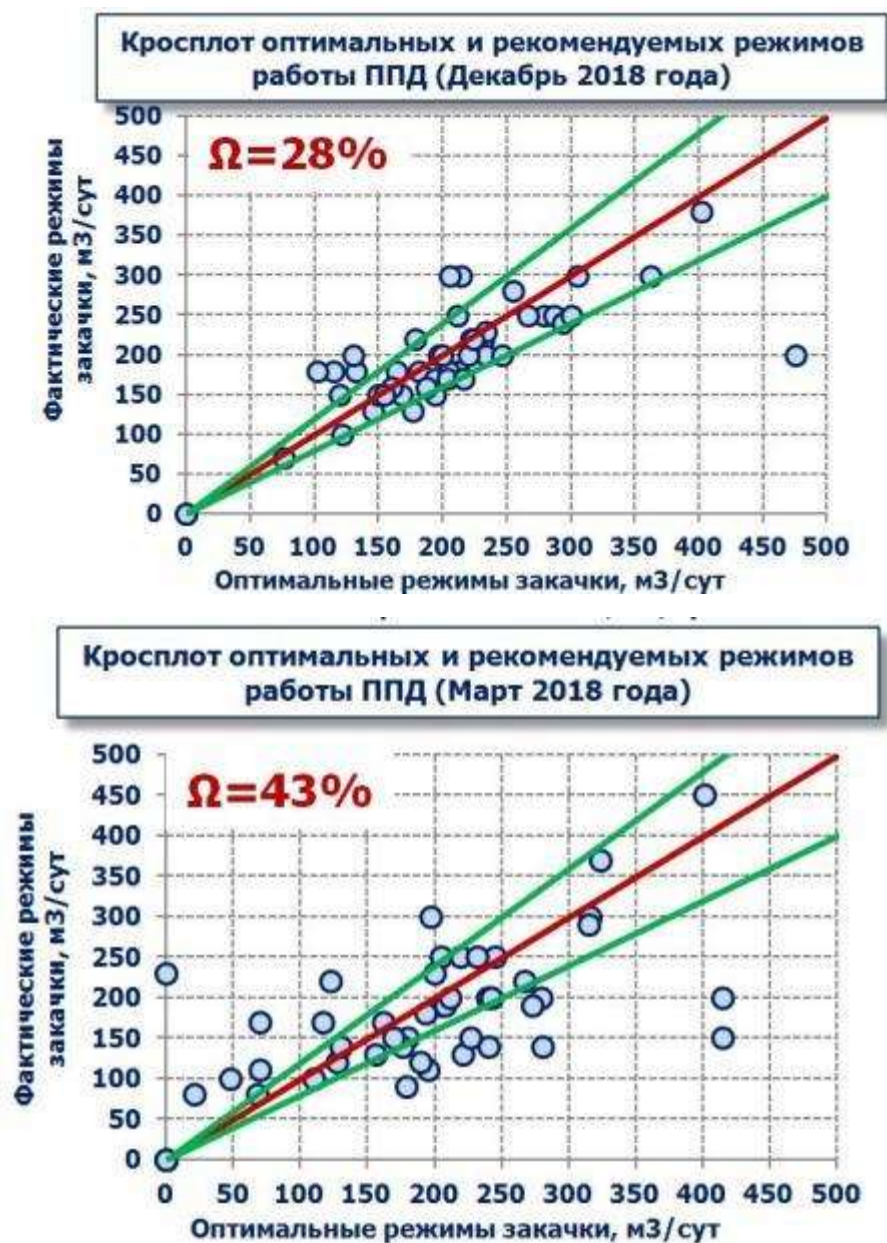


Рисунок 11 – Кроссплот режимов ППД.

После расчета коэффициентов устойчивости все элементы заводнения разделены на три группы:

- $K_{уст} < 33\%$;
- $33\% < K_{уст} < 66\%$;
- $K_{уст} > 66\%$.

Карта устойчивости оптимальных режимов и диаграмма распределения $K_{уст}$ представлены на рис. 3.10-3.11.

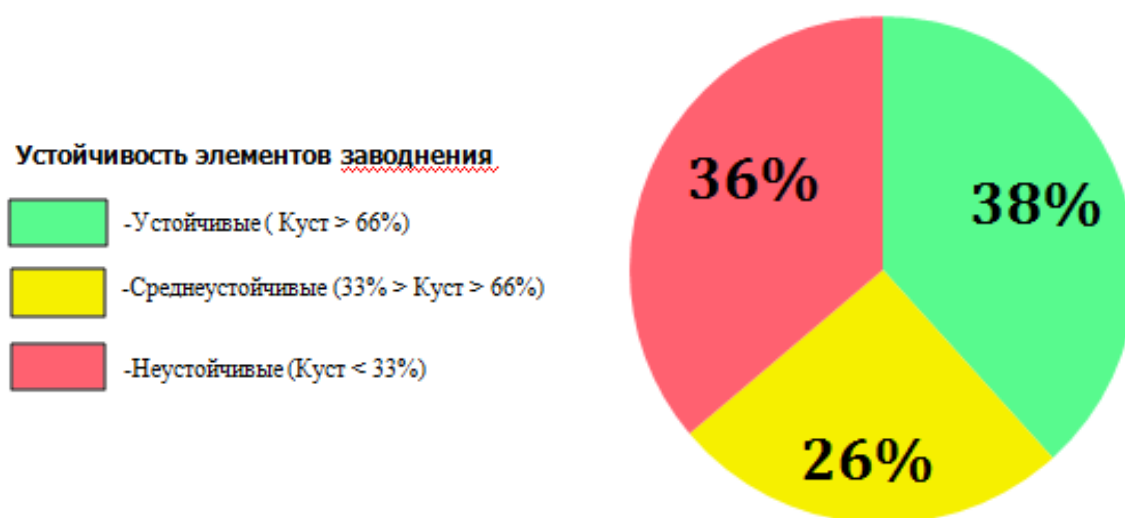


Рисунок 12– Диаграмма распределения коэффициента устойчивости оптимальных режимов

Динамика суточной добычи нефти для группы элементов заводнения с низким коэффициентом устойчивости ($K_{уст} < 66$) характеризуется снижением суточной добычи нефти в четвертом квартале 2018 г, темп падения в четвертом квартале составляет 7.4%.

По группе элементов заводнения с высоким коэффициентом устойчивости ($K_{уст} > 66 \%$) отмечается рост суточной добычи нефти (темп роста в четвертом квартале равен 1.5%) в IV квартале.

Следует так же отметить то, что неоптимизированные элементы заводнения имеют темп падения добычи нефти сопоставимый с базовыми показателями разработки рис. 12. Данный факт говорит о корректности выбранной базовой добычи нефти.

Динамика суточной добычи от устойчивости представлена на рис. 14.

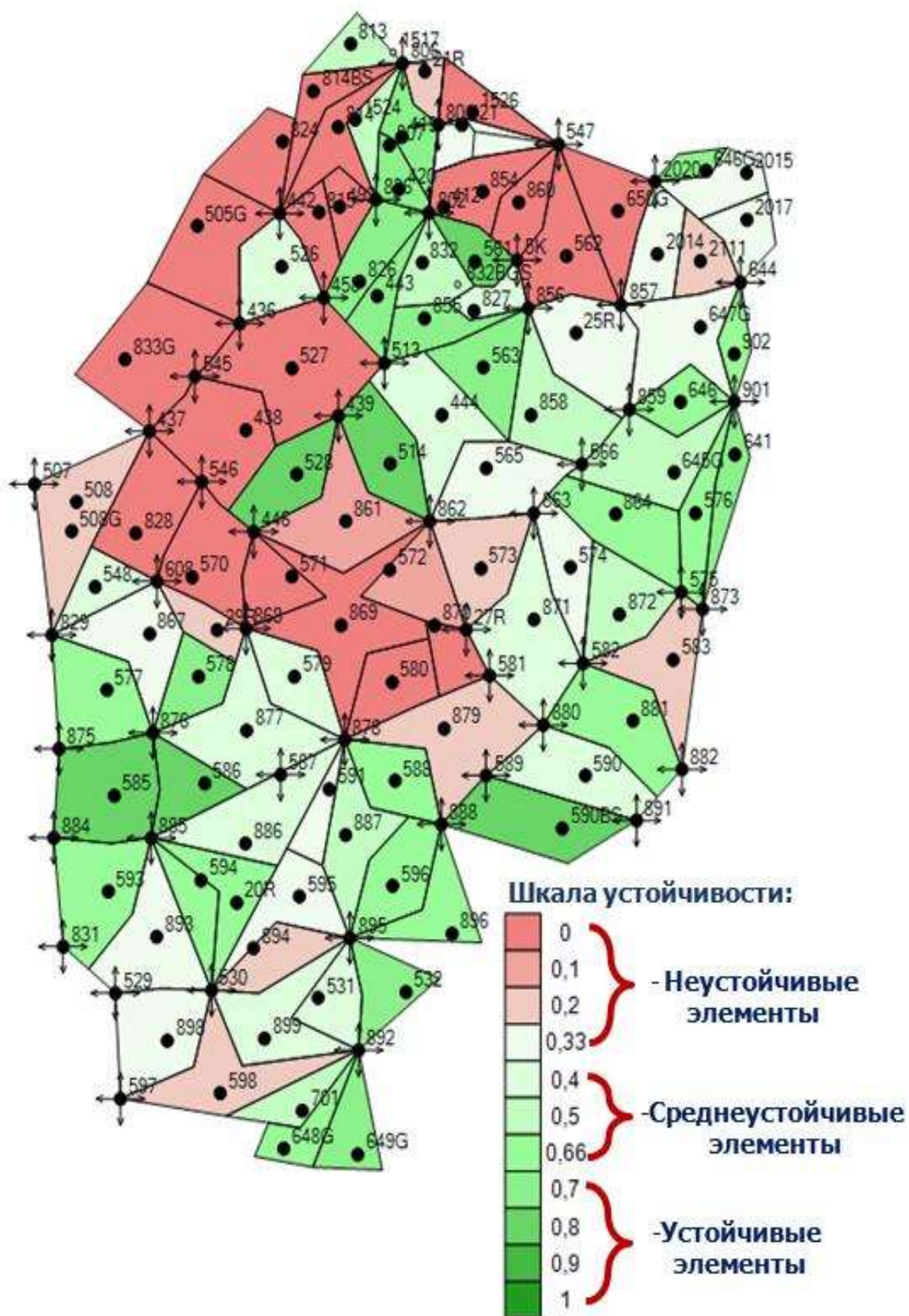


Рисунок 13 – Карта устойчивости оптимальных режимов по состоянию на 01.01.2019 г.

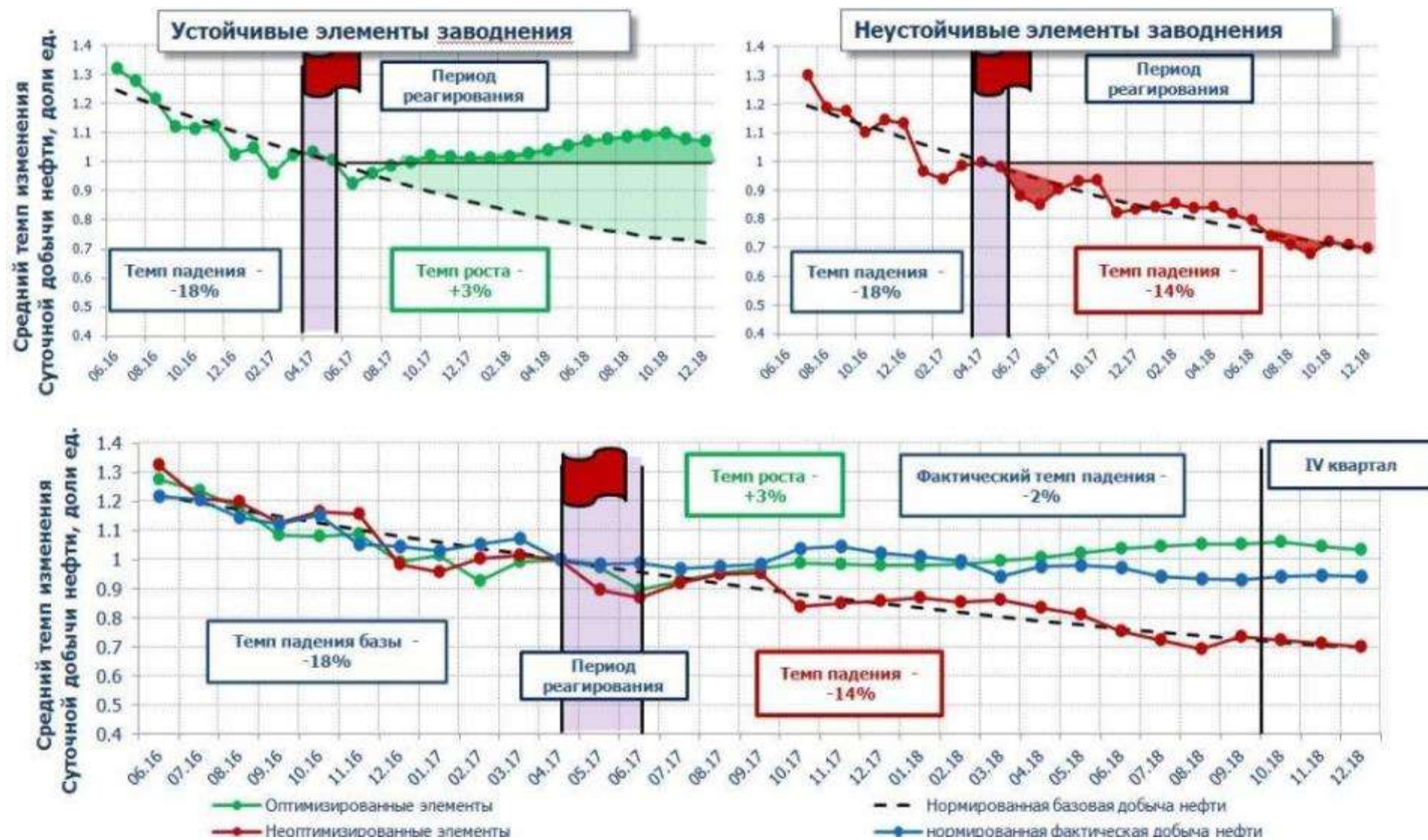


Рисунок 14 – Динамика суточной добычи от устойчивости (июль 2016 – декабрь 2018)

2.4 Структура и движение остаточных запасов нефти

Общее изменение дренируемых запасов нефти

Реализация проекта «Нейросетевые технологии управления добычей объекта БС₈» началась в мае 2017 года. За время реализации проекта накопился достаточный объем данных, позволяющий оценить синергетический эффект от реализации проекта. В качестве основного критерия общей эффективности работ рассмотрим прогнозный КИН построенный с помощью применения характеристик вытеснения.

Для более точного прогноза КИН было использовано сразу несколько характеристик вытеснения (Комбаров, Назаров-Сипачев, Созонов, Гайсин). Для всех характеристик выбирался одинаковый интервал настройки – 2 последних года, предшествующих точки начала прогноза. Результирующая характеристика строилась путем осреднения всех описанных выше характеристик.

Оценка изменения дренируемых запасов нефти производилась путем построения двух осредненных характеристик вытеснения: первая с датой начала прогноза 01.05.2017 г. (соответствует дате начала работ), вторая с датой начала прогноза 01.01.2019 г. (соответствует 18 месяцам реализации проекта). Сравнение полученных характеристик вытеснения представлено на рисунке 15.



Рисунок 15 – Эволюция характеристики вытеснения

Таким образом, результат, полученный от реализации проекта «Нейросетевые технологии...» в дополнительной добычи нефти, связан не с увеличением темпов отборов извлекаемых запасов нефти, а в первую очередь с увеличением извлекаемых запасов нефти. Прогнозная накопленная добыча нефти, а значит и извлекаемые запасы увеличены на 620 тыс. т, что связано с более рациональным использованием системы ППД и увеличением коэффициента охвата заводнением.

Таблица 5 - Изменение прогнозных показателей добычи нефти

Прогнозные показатели	ХВ (Начало работ)	ХВ (01.01.2019)
Накопленная добыча нефти, тыс. т	18 671	19 291
Отбор от подвижных запасов, %	70.3	72.6
Коэффициент охвата, д.ед	0.760	0.797
КИН, д.ед.	0.465	0.488

Локализация дренируемых запасов нефти

Для анализа структуры и зон локализации остаточных запасов необходимо иметь качественное и количественное представление об участках их сосредоточения. Помимо этого, особый интерес представляет не только абсолютное значение остаточных подвижных запасов, но и относительное изменение плотности подвижных запасов и зон их

локализации в процессе разработки месторождения. Наиболее удобной формой представления зон локализации и степени изменения структуры запасов нефти по площади являются карта текущей нефтенасыщенности и карта плотности подвижных запасов, построенные на дату проведения анализа.

Для построения карт текущей нефтенасыщенности применялся комплексный подход, позволяющий охарактеризовать структуру подвижных запасов и характер распределения по площади залежи, разработанный сотрудниками ООО «Тюменский институт нефти и газа» и реализованный в модуле «Карта текущей нефтенасыщенности» ПК «Атлас-Управление заводнением».

Метод определения текущей нефтенасыщенности в скважине основан на анализе технологических показателей эксплуатации добывающих скважин, в частности обводненности и темпов её роста. В основе анализа используется модель Баклея-Левретта, описывающая поведение обводненности скважины в зависимости от текущей нефтенасыщенности.

Таким образом, исходя из технологических показателей эксплуатации добывающего фонда построены карты плотности подвижных запасов на начало 2018 года и начало 2019 года - рисунки 16-17.

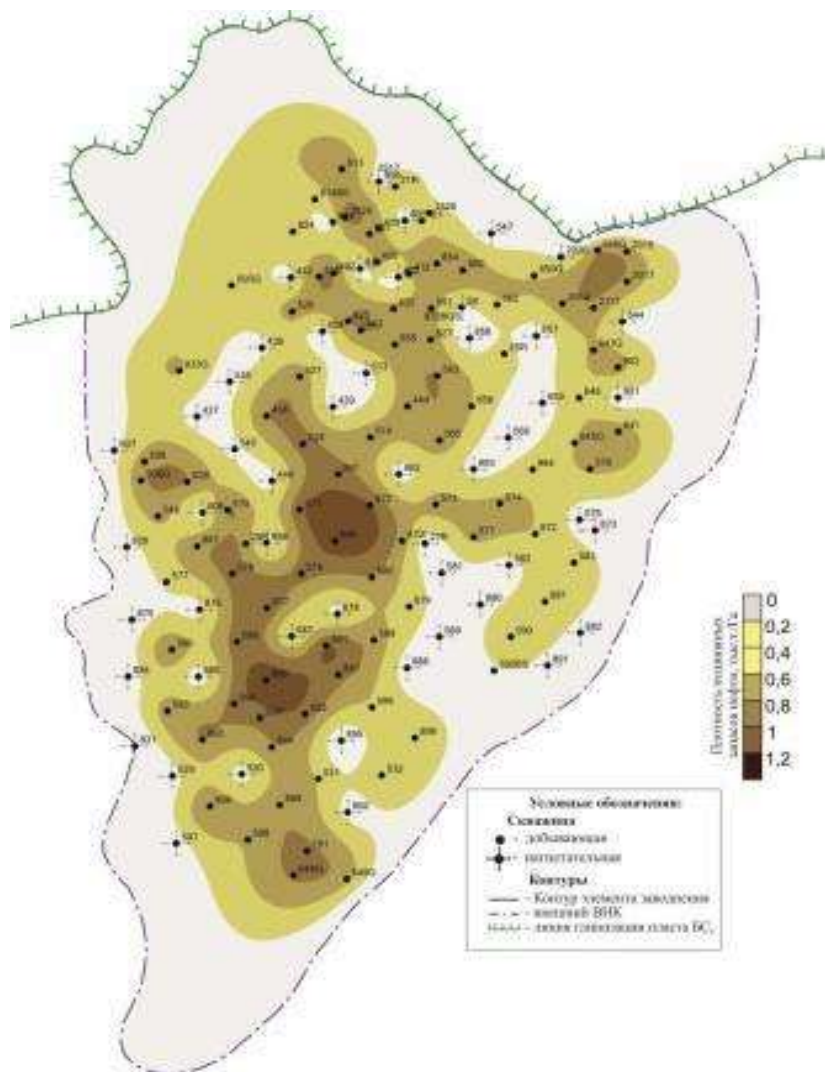


Рисунок 16– Карта плотности подвижных запасов
(01.01.2018 г.)

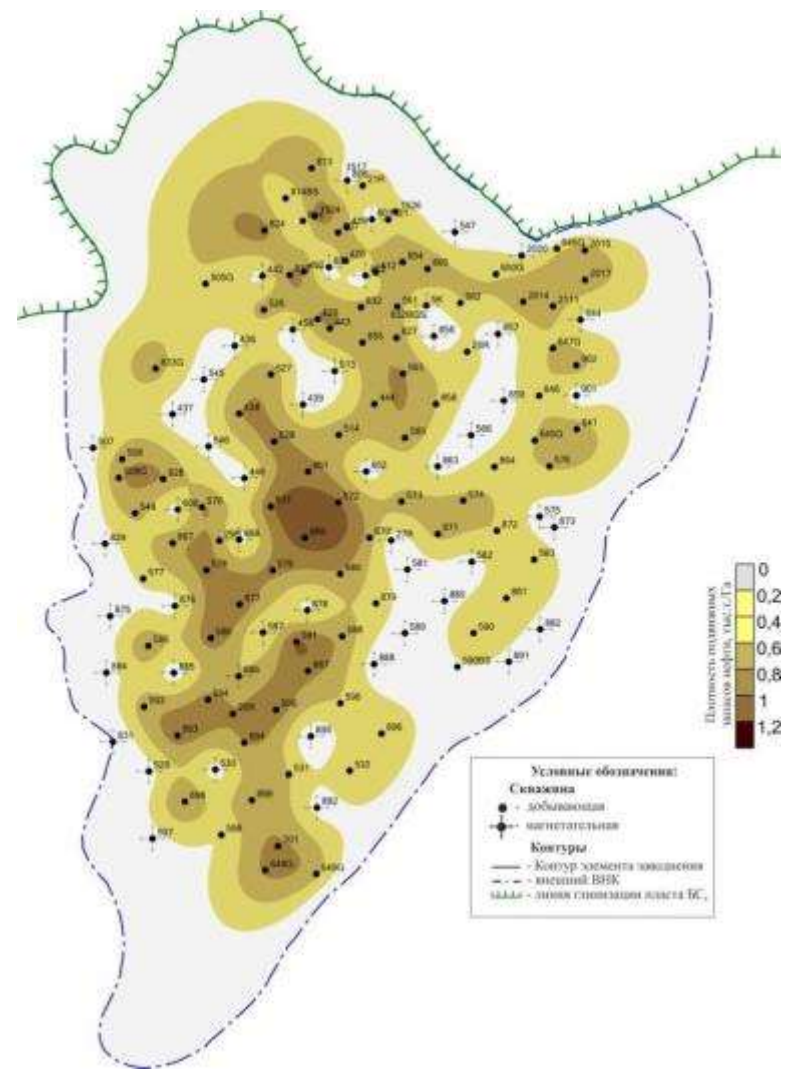


Рисунок 17 – Карта плотности подвижных запасов
(01.01.2019 г.)

Рассмотрим группу элементов снизивших остаточные подвижные запасы нефти. Накопленная добыча нефти группы, снизившей ПЗ, за 2018 год составила 118 тыс. т., снижение подвижных запасов составляет порядка 330 тыс. т. Таким образом, можно говорить о том, что большая часть (36%) снижения подвижных запасов нефти приходится на естественную убыль, обусловленную отбором нефти. Если рассмотреть оставшуюся долю снижения подвижных запасов (176.0 тыс.т), то наибольшая её часть приходится на не оптимизированные элементы (~83%). Оставшаяся часть снижения подвижных запасов нефти составляет всего порядка 8% от общего снижения ПЗ (рис 18).

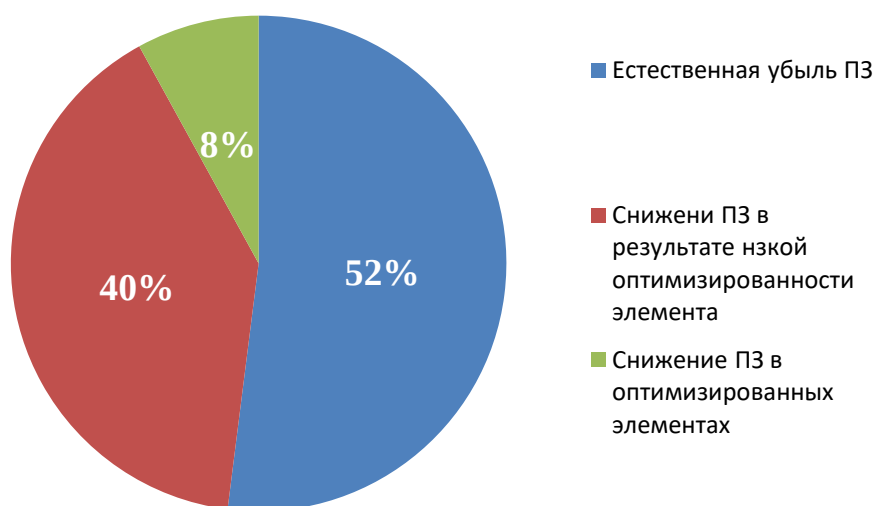


Рисунок 18 – Гистограмма распределения снижения плотности подвижных запасов

Реализация намеченной программы работ обеспечила стабилизацию суточной добычи нефти, в первую очередь, за счет сокращения объема попутно-добываемой воды (обводненность стабильна с начала работ и составляет 92.4%). Снижение темпов обводнения, а затем и самой доли воды в добываемой продукции, связано с получением такого перераспределения потоков и режимов закачки, которые обеспечивают:

- подключение не работающих интервалов толщин

- оттеснение нефти из слабо дренируемых зон в области активной фильтрации.

Все в совокупности находит свое отражение в снижении обводненности продукции скважин. А так как текущая насыщенность оценивается исходя из динамики изменения доли воды в потоке, то снижение обводненности приводит к пропорциональному росту плотности подвижных запасов, несмотря на постоянные отборы нефти.

Таким образом, в целом по объекту за период реализации программы работ прирост подвижных запасов оценивается ~241.0 тыс.т., что является свидетельством эффективности работ по Управлению заводнением. Иными словами, текущий рост добычи нефти достигается в том числе за счет прироста извлекаемых запасов на объекте.

Если дифференцировать все элементы на группы, то наблюдается прямая зависимость, согласно которой прирост подвижных запасов обусловлен устойчивостью оптимизации - как результат эффективного управления заводнением. (рис. 19, табл.6). В зонах устойчивой оптимизации созданы условия для вовлечения в разработку не дренируемых запасов. Внешне этот процесс проявляется в снижении обводненности продукции скважин.

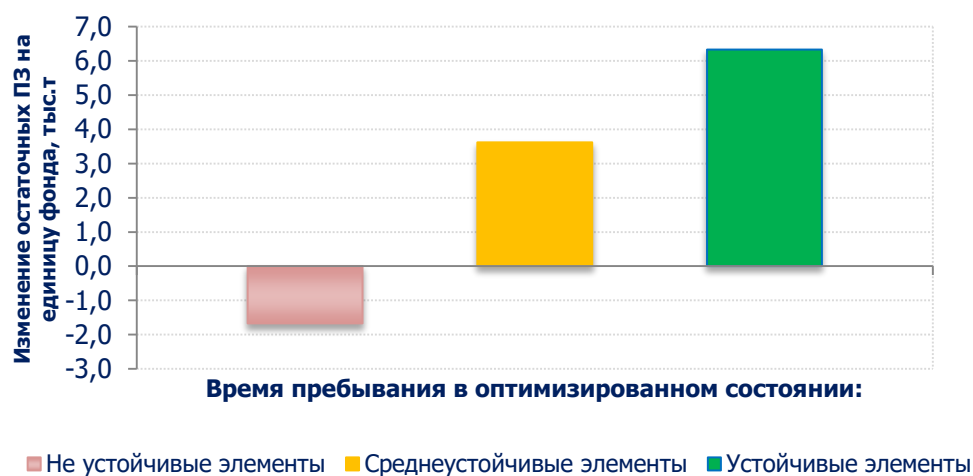


Рисунок 19 – Изменение остаточных подвижных запасов на единицу фонда.

Таблица 6 – Изменение остаточных подвижных запасов

Устойчивост ь элементов заводнения	Количес тво элементо в	Добы ча нефт и, тыс. т	Обводненность		Абсолют ное измени е остаточн ых ПЗ, тыс. т	Изменен ие остаточн ых ПЗ на единицу фонда, тыс.т/ск в.
			01.01.20 18 г	01.01.20 19 г		
Не устойчивые	31	78.3	90.1	91.5	-67	-2.1
Среднеустойч ивые	31	77.7	92.8	93.0	+112	+3.6
Устойчивые	30	143.4	92.5	91.7	+196	+6.5

Таким образом, по результатам работ за 2018 год на объекте БС₈ элементы, прибывающие продолжительное время в зеленой зоне с оптимизированной закачкой, имеют положительную динамику изменения остаточных подвижных запасов. В целом по объекту прирост подвижных запасов составил ~241 тыс.т, по устойчивым элементам (более 66% времени пребывали устойчивом состоянии) прирост составил 196 тыс.т или 6.5 тыс.т/скв.

Снижению обводненности в ходе реализации программы по Управлению заводнением способствовала оптимизация нагнетательных скважин, позволившая эффективно изменить кинематику потоков. Эффективное управление режимами нагнетательных скважин позволило нарастить объем остаточных подвижных запасов нефти.

2.5 Анализ поверхностного обустройства

Эффективность проекта управления заводнением зависит от оснащенности системы поверхностного обустройства средствами учета и регулирования добываемой продукции и нагнетаемой в пласт воды, поскольку обеспечивает техническую возможность оптимизации режимов работы добывающих и нагнетательных скважин в элементах заводнения.

В соответствии со степенью оснащенности нефтяного промысла средствами учета и регулирования выделяются три уровня регулируемости элементов поверхностного обустройства (табл. 7). Элементами поверхностного обустройства являются кусты скважин.

Таблица 7 – Уровни регулируемости элементов поверхностного обустройства (кустов) по состоянию на 01.01.2019 г.

Модель управления	Нагнетательный фонд	Добывающий фонд	№ кустов
III	Давление кустовое (ТМ)	АГЗУ	102, 105, 115, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 129, 131, 132
	Давление на БГ (ТМ)	Динамический уровень	
	Расходомер скважинный (ТМ)	Затрубное давление	
	Устьевое давление (РУЧ)	Обводненность (устьевые пробы)	
	Водозаборные скважины на КНС		
	Поглощающие скважины на КНС		
II	Кустовая дожимная насосная станция		-
	Задвижки для керамических штуцеров		
I	Устьевое давление (ТМ)	Забойное давление (ТМ)	-
	Расходомер кустовой (ТМ)		
	Частотно-регулируемый привод ЭЦН		

Модель - III обеспечивает эксплуатацию элементов поверхностного обустройства при минимальной регулируемости и позволяет достичь оптимизированности элементов заводнения до 40% от их общего числа. Эффект от управления заводнения – минимальный и оценивается приростом добычи до 10%.

Модель - II позволяет решать задачи изменения объемов кустовой закачки путем смены насосов и перераспределения закачки между отдельными скважинами. В таком случае доля оптимизированных элементов заводнения может быть увеличена до 60 %. Соответственно условиям второго уровня управление заводнением обеспечит дополнительную добычу **до 18 %**.

Модель - I обеспечивает возможность автоматизированного регулирования закачки на кусте (изменением частоты вращения электродвигателя КДНУ) и оперативного контроля технологических режимов скважин и технического состояния средств учета. При этом доля оптимизированных элементов заводнения может достигать 95 %. Эффективность технологии управления заводнением максимальная. Прирост добычи нефти **до 25 %**.

Повышение эффективности технологии управления заводнением возможно при выполнении мероприятий по реинжинирингу элементов поверхностного обустройства.

Выделено две группы кустов нагнетательных скважин, характеризующихся различным коэффициентом устойчивости входящих в куст элементов заводнения (коэффициент устойчивости - доля календарного времени, в котором элемент находился в категории оптимизированных):

1. *Первая группа* - средний коэффициент устойчивости элементов заводнения менее 25% - кусты №№105, 115, 121, 122. Кусты рекомендуется перевести на **I модель управления** элементами поверхностного обустройства. С этой целью требуется установка кустовых дожимных насосных станций, частотно-регулируемого привода ЭЦН, дополнительное оснащение кустовыми расходомерами и устьевыми манометрами с системой телеметрии. Суммарная дополнительная добыча

нефти от смены уровня регулируемости за один месяц составляет 3.2 тыс. т. Суммарный прирост ЧДД составляет 9.9 млн. рублей.

2. *Вторая группа* - средний коэффициент устойчивости элементов заводнения свыше 25% - кусты №№102, 123, 125, 126, 131, 132, 124. Кусты рекомендуется перевести на **II модель управления** элементами поверхностного обустройства. С этой целью требуется установка кустовых дожимных насосных станций. Проведение работ позволит предотвратить рост обводненности продукции на скважинах и стабилизировать объемы добычи нефти. Суммарная дополнительная добыча нефти от смены уровня регулируемости за один месяц составляет 9.2 тыс. т. Суммарный прирост ЧДД составляет 36.6 млн. рублей.

3. РАСЧЕТЫ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНЕНИЕМ. РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ, ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЗАВОДНЕНИЯ

3.1 Анализ взаимовлияния скважин

Анализ взаимного влияния начинается с оценки качества исходных данных. Минимальное количество замеров (дебита жидкости, обводненности), необходимое для настройки прокси-модели, составляет 365 опр. На диаграмме (рис. 20) представлена статистика качества исходных данных по объекту БС₈ на 01.01.2019 г. Анализ взаимного влияния проводится по группам скважин, формирующих элемент заводнения (рис. 21).



Рисунок 20 – Диаграмма качества исходных данных на 01.01.2019 г.

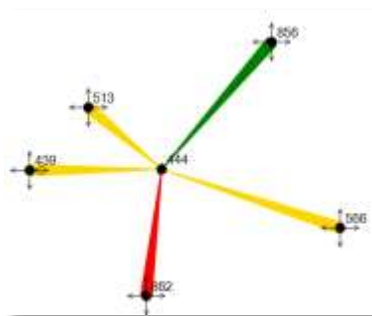


Рисунок 21 – Пары скважин

Первоначально осуществляется фильтрация первичных измерений, характеризующих показатели эксплуатации скважин. Для этого используются вспомогательные фильтры и инструменты сглаживания. На следующем этапе, необходимо выделить события на нагнетательном и

добывающем фонде – характеризующие устойчивые тренды в динамике скважин (рис. 22). События могут быть трех видов: рост, снижение, нейтральное. Событие по обводнению не будет являться нейтральным, если динамика изменения показателя равна или превышает 3 % за выбранный промежуток времени. В случае дебита жидкости и приемистости амплитуда изменений в период наблюдений не менее 20 %. Помимо амплитуды изменения показателя, основным критерием при выделении событий должна служить их продолжительность. В общем случае регистрируемое событие предполагает продолжительность не менее 3-х месяцев. Под событием в добывающей скважине подразумевается изменение величины дебита жидкости (с учетом динамического уровня) и обводненности. При определении события по дебиту жидкости не учитываются события, которые являются следствием проведенных ГТМ (ГРП, ОПЗ и т.д.). Под событиями в нагнетательной скважине понимаются изменения величины приемистости.

Важным этапом работы является сопоставление событий, которое дает представление о вероятности отклика добывающей скважины на изменения, происходящие в нагнетательной скважине (рис. 23). Сопоставляются только события на нагнетательных скважинах (приемистость) с событиями на добывающих скважинах (дебит жидкость и обводненность). События сопоставляются только в случае, когда событие на добывающей скважине происходит позже события в нагнетательной скважине.

На рисунке 26 представленная карта сбалансированности закачки по БС₈ (по состоянию на 01.04.2018 г.).

После сопоставления событий на нагнетательном и добывающем фонде рассчитываются коэффициенты взаимовлияния. Взаимовлияние скважин является “слабым”, если коэффициент взаимовлияния изменяется в пределах от 0,0 до 0,3, “средним” от 0,3 до 0,7 и “сильным” от 0,7 до 1,0.

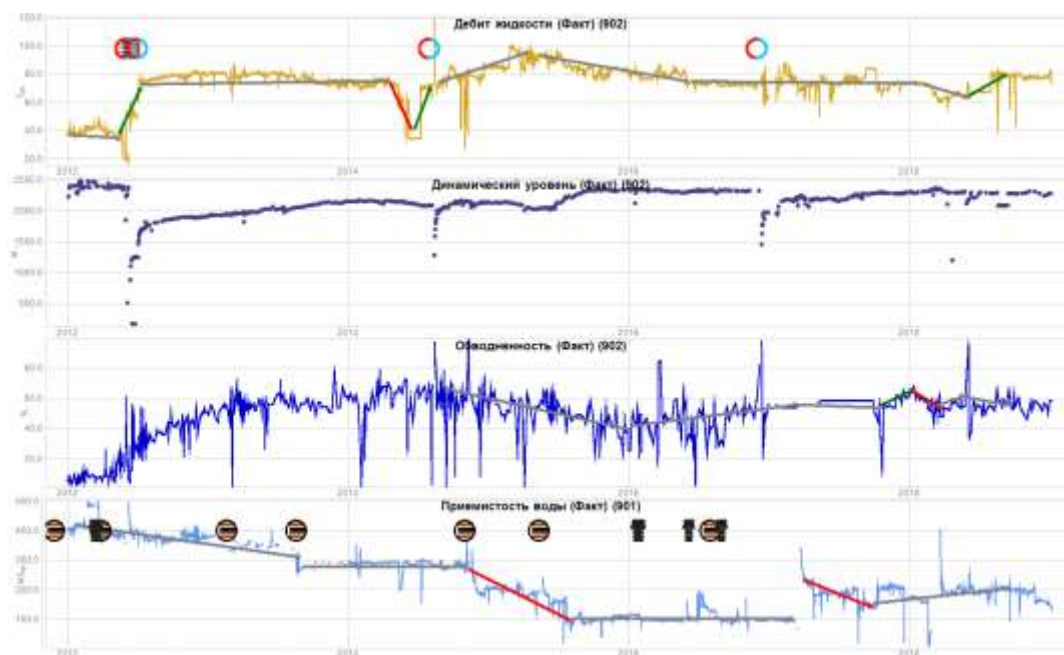


Рисунок 22 – Примеры событий добывающей и нагнетательной скважин

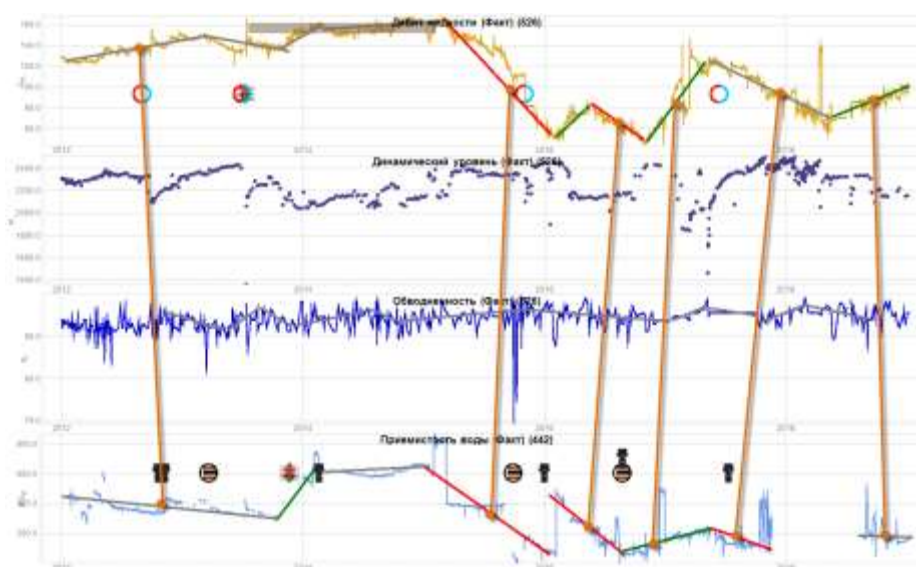


Рисунок 23 – Сопоставление событий добывающей и нагнетательной скважин

На объекте БС₈ по состоянию на 01.10.2018 г. взаимовлияние скважин по дебиту жидкости является “средним” на 69 %, “слабым” на 17 % и “сильным” на 14 % (рис. 25). Взаимовлияние скважин по обводненности является “средним” на 35 %, “слабым” на 62,5% и “сильным” на 2,5 %.

3.2 Расчет показателя сбалансированности закачки

Показатели сбалансированности закачки позволяют оценивать текущую и накопленную компенсацию. Под компенсацией подразумевается разница между объемом закачки и добычи жидкости, приведенной к пластовым условиям. При расчете компенсации учитываются коэффициенты взаимовлияния, которые позволяют оценить перераспределение закачки от каждой нагнетательной скважины к добывающей в пределах элемента заводнения:

$$\mu_j = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{зак}i} k_{ij}}{Q_{\text{жид}j}} * 100, \quad (5)$$

где μ_j – показатель сбалансированности закачки j -ой добывающей скважины (текущий/ суммарный); $Q_{\text{зак}i}$ - закачка воды i -ой нагнетательной скважины (n – количество нагнетательных скважин в элементе), м³; $Q_{\text{жид}j}$ – добыча жидкости j -ой добывающей скважины, м³; k_{ij} - коэффициент взаимовлияния добывающей и нагнетательной скважины, д.ед.

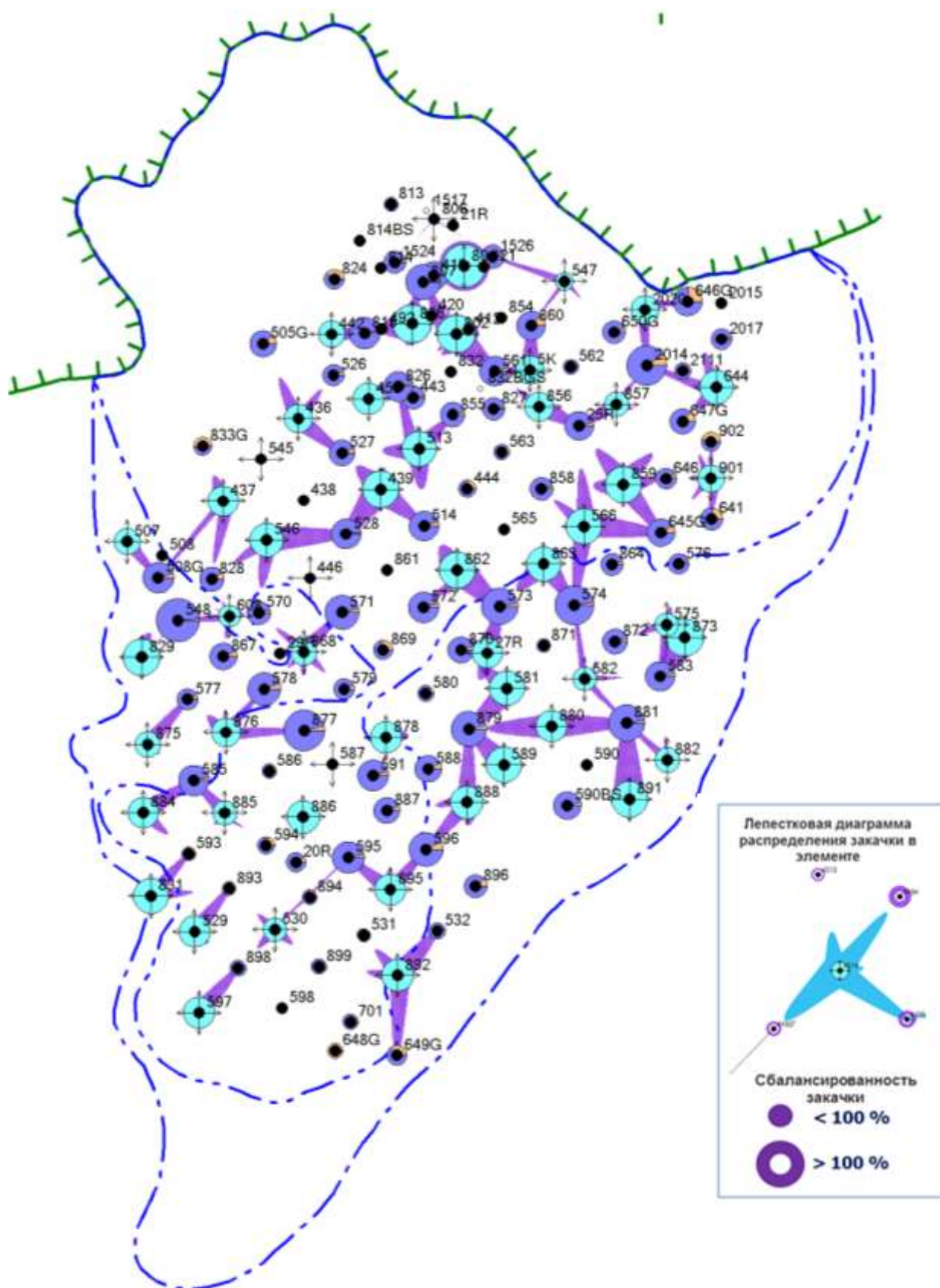


Рисунок 24 – Лепестковая диаграмма распределения закачки.

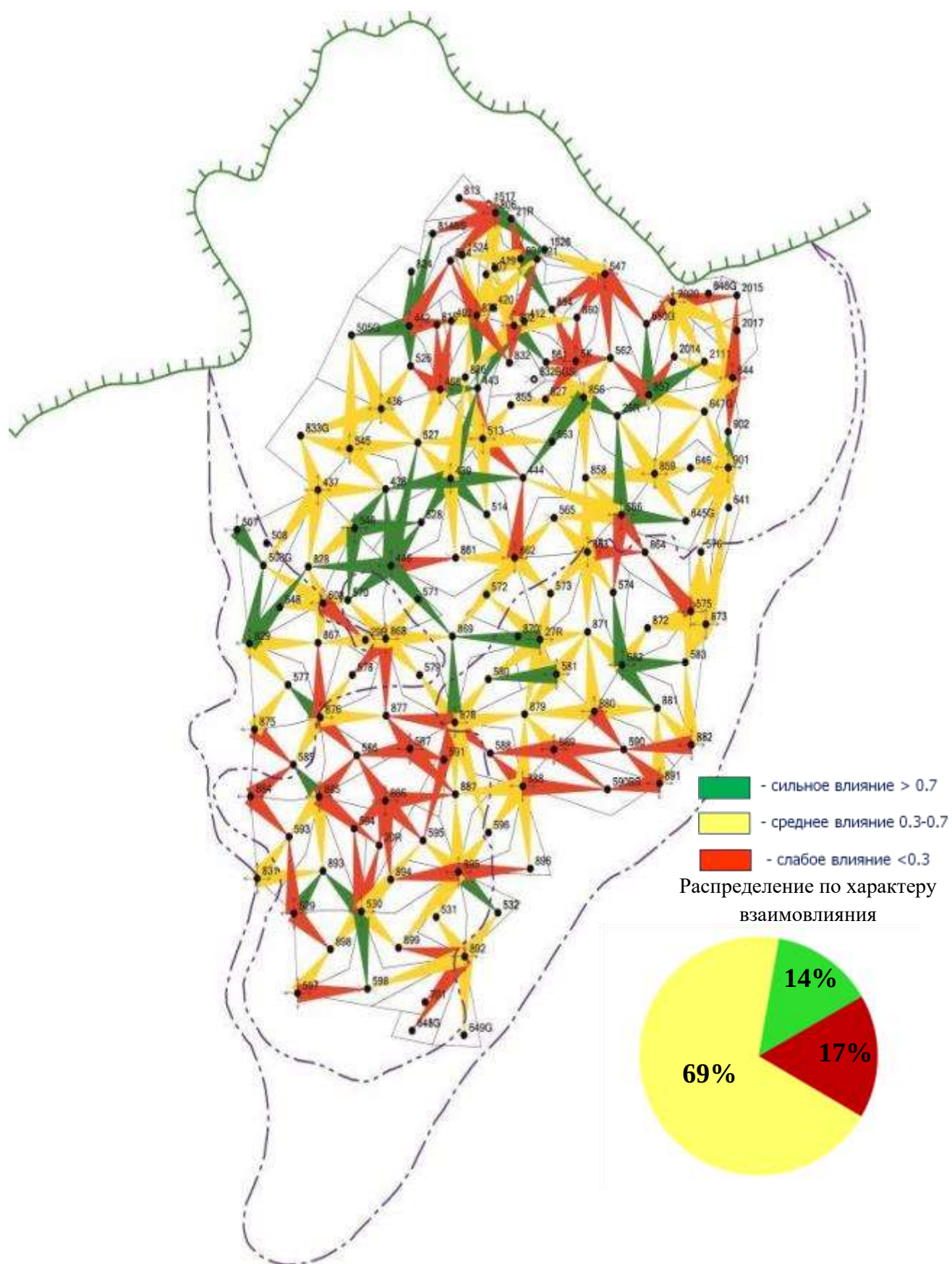


Рисунок 25 – Карта взаимовлияния по дебиту жидкости по состоянию на 01.01.2019 г.

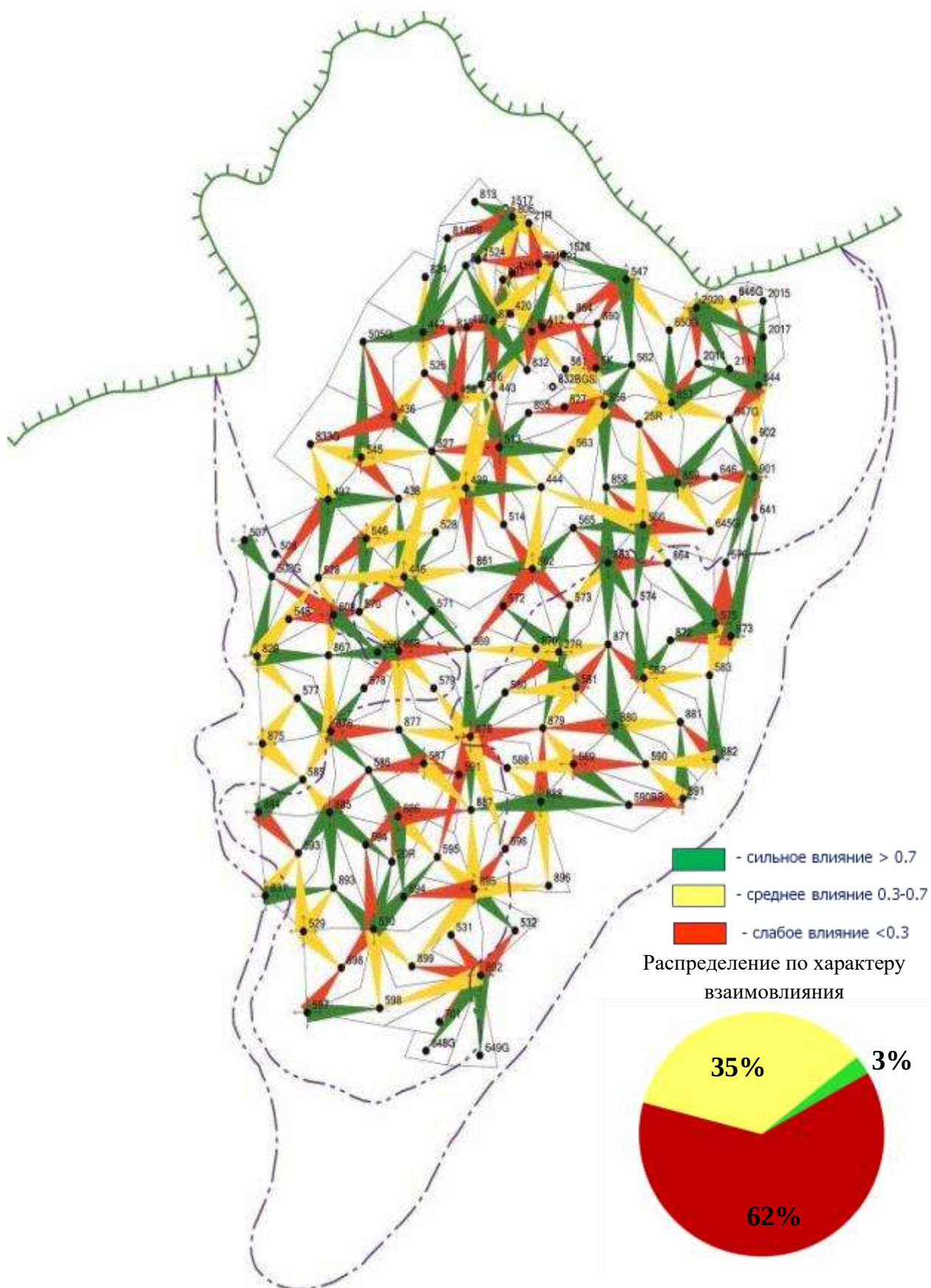


Рисунок 26– Карта взаимовлияния по обводненности по состоянию на 01.01.2019 г.

3.3 Адаптация прокси-модели на фактическую динамику: дебит жидкости и долю нефти

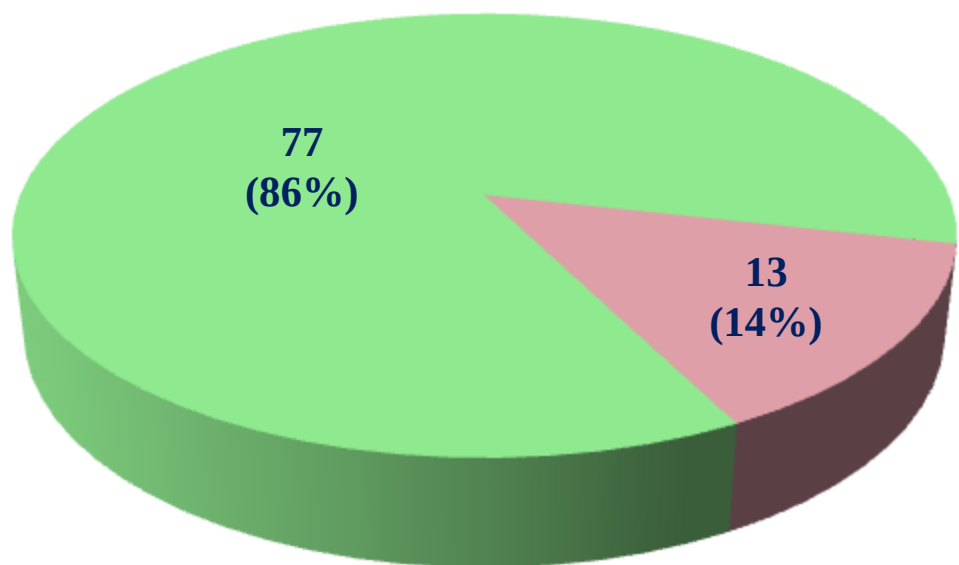
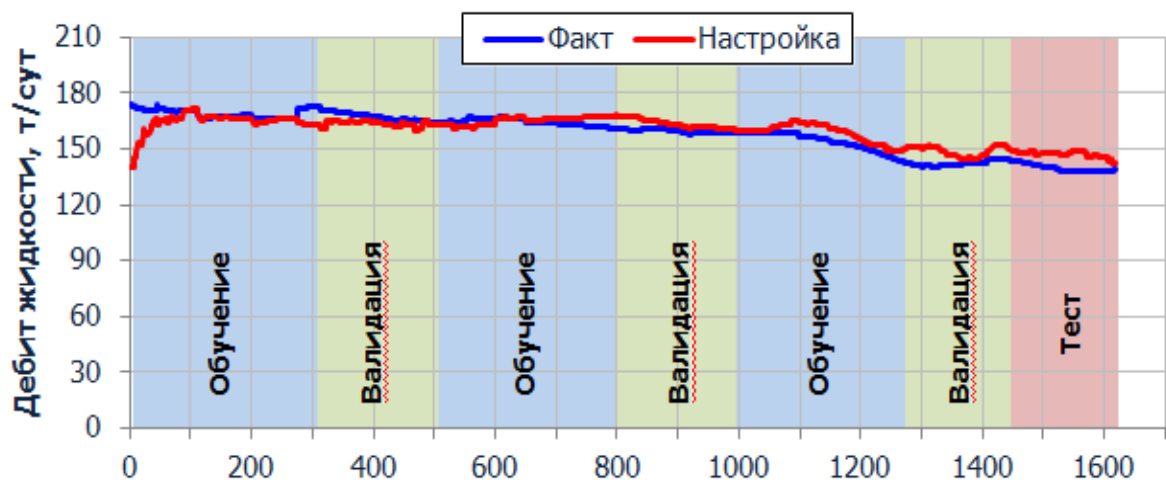
Для адаптации прокси-модели в качестве обучающей выборки используются показатели, охватывающие временной период, охарактеризованный событиями. Далее динамика добывающей скважины сдвигается на величину временного лага «вправо» относительно динамики нагнетательной скважины, так как необходимо учесть запаздывание реакции изменения дебита жидкости/доли нефти на изменение приемистости. Адаптация прокси-модели происходит для каждой добывающей скважины таким образом, чтобы расхождение между фактическими и рассчитанными данными было минимальным. В итоге для каждой добывающей скважины определяется функциональная зависимость изменения дебита жидкости/доли нефти в зависимости от изменения приемистости окружающих ее нагнетательных скважин, которая затем используется при решении оптимизационной задачи, с регистрацией времени и периода реагирования.

При адаптации прокси-модели на динамику режимов работы скважин настроечными параметрами являются периоды сглаживания дебита жидкости/приемистости и время реакции добывающей скважины на изменение режима работы нагнетательной скважины.

Периоды сглаживания подбираются исходя из результатов многократных расчетов. При анализе технологических показателей скважин установлено, что изменение режима работы добывающей скважины происходит, если продолжительность события в нагнетательной скважине составляет месяц или более. Такие события являются важными и при настройке не должны быть сглажены, а все события продолжительностью менее 30 дней считаются случайными всплесками и будут сглажены. Условие приемлемой адаптации контролируется допустимым отклонением, которое устанавливается регламентом. Из всех

скважин 86 % имеют удовлетворительную адаптацию (77 скважин). Оставшиеся скважины (13 скважин) имеющие неудовлетворительную настройку (отклонение адаптации больше 20%) по причине отсутствия представительной динамики исторических показателей или постоянного влияния ГТМ (рис. 27).

В качестве иллюстрации на рисунке 27 приводится график адаптации по 96 скважинам, который иллюстрирует хорошую сходимость. По скважинам этой группы прокси-модель представляет устойчивые функциональные зависимости, которые в последующем будут приняты в основу расчета оптимизационной задачи. Карта качества адаптации прокси-модели по объекту БС₈ по состоянию на 01.01.2019 г. представлена на рисунке 28.



■ Отклонение < 20% ■ Отклонение > 20%

Рисунок 27 – Результаты настройки и диаграмма результатов адаптации прокси-модели

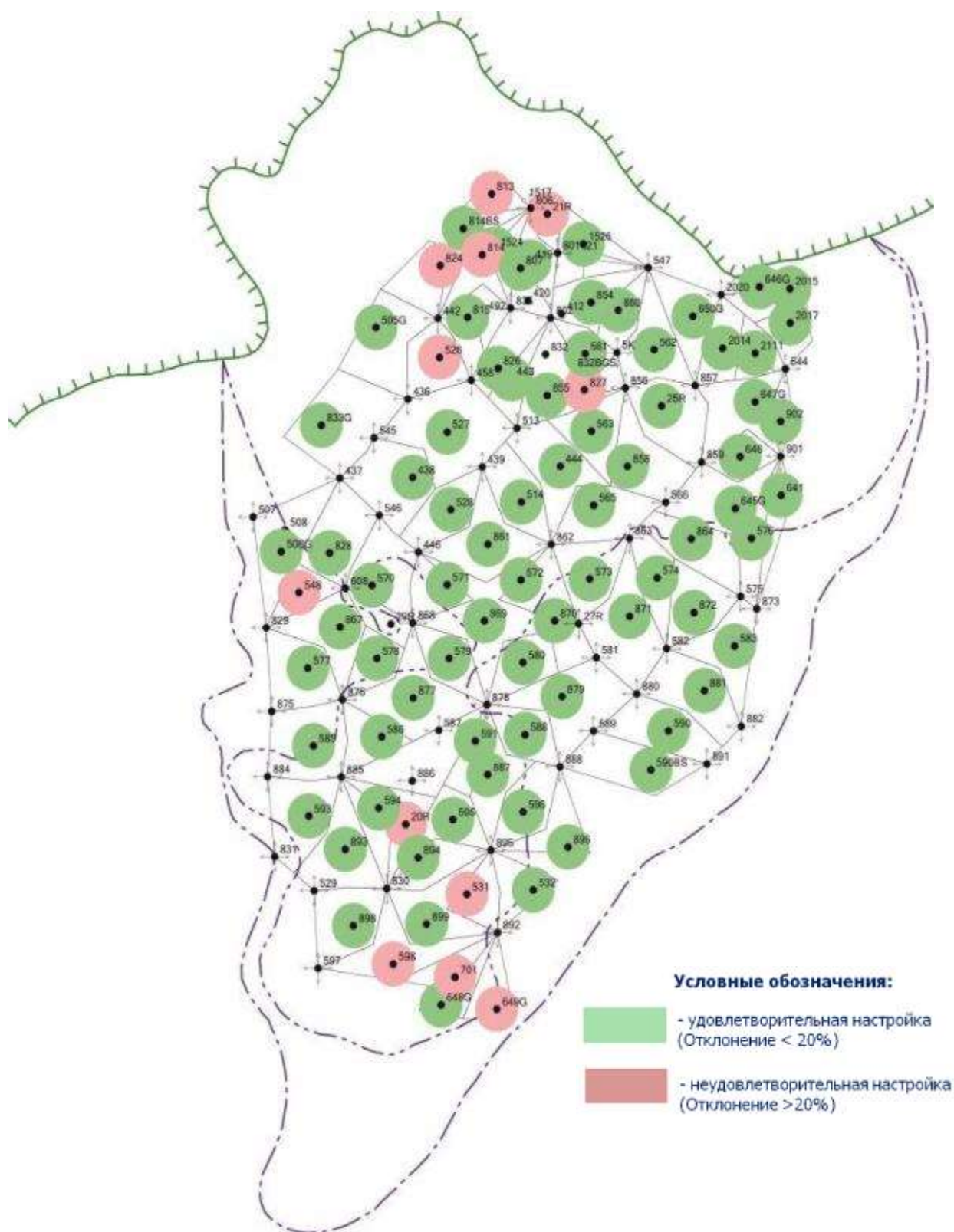


Рисунок 28 – Карта качества адаптации прокси-модели по состоянию на 01.01.2019 г.

По остальным скважинам, восстановление истории которых соответственно установленным критериям не представляется возможным, оптимальные режимы в первом приближении задаются на последующем этапе визуального анализа.

3.4 Обоснование объема закачки.

Для оценки наиболее эффективного объема закачки в ПО «АТЛАС» проведены многовариантные расчеты оптимизационной задачи, обосновывающие оптимальные режимы закачки нагнетательных скважин с учетом экономической эффективности (рис. 29).

Рассматривались варианты расчетов оптимизационной задачи с различными ограничениями суточной закачки воды, как в сторону увеличения закачки, так и в сторону снижения. В свою очередь для каждого варианта решения оптимизационной задачи рассчитывалась экономическая эффективность.

На основе результатов расчетов построен график (рис. 29) зависимости суммарной суточной закачки воды и потенциальной суточной добычи нефти, а так же NPV. Из результатов анализа полученного графика следует вывод: как снижение, так и увеличение суточной закачки воды не приведет к положительному эффекту. По результатам расчетов оптимальной закачкой является $10\,000\text{ м}^3/\text{сут.}$

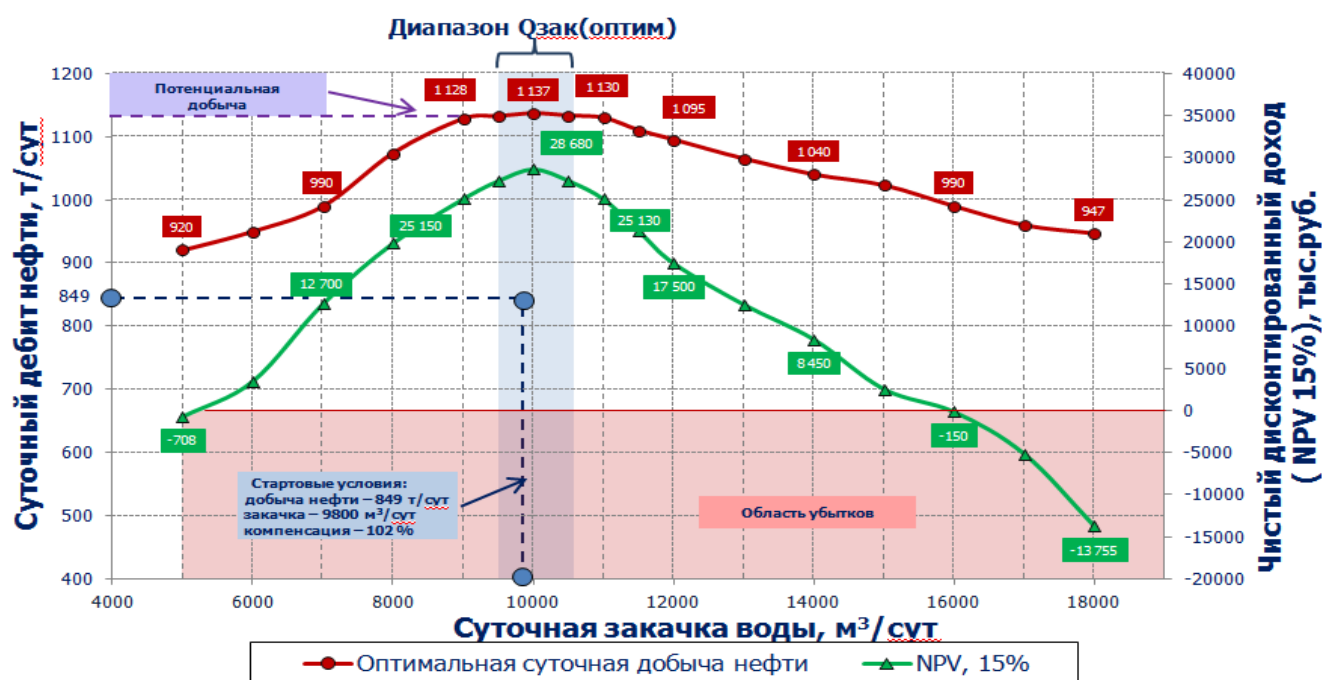


Рисунок 29 – Результаты расчетов оптимального режима закачки

Определение оптимальных режимов нагнетательных скважин

Для решения оптимизационной задачи необходимо учитывать следующие ограничения для нагнетательных скважин:

- приемистость нагнетательной скважины не должна превышать максимально допустимую (определяется для каждой скважины по истории разработки и материалам ГДИ);
- суммарная закачка по участку работ после оптимизации не должна существенно превышать фактическую (перераспределение закачки).

В качестве целевой функции (функции, которую необходимо максимизировать) выбирается сумма функциональных зависимостей дебита нефти добывающих скважин от приемистости влияющих нагнетательных скважин по всему месторождению.

Целевая функция исследуется на экстремум методом градиентного спуска. Для поиска потенциального глобального максимума решение оптимизационной задачи выполняется многократно, при каждом запуске максимизация функции начинается со случайно распределенных значений

приемистости. Количество запусков необходимых расчетов зависит от количества нагнетательных скважин, участвующих в оптимизации – из расчёта 50 запусков на одну нагнетательную скважину.

Решением оптимизационной задачи является такое распределение приемистости нагнетательных скважин, при котором добыча нефти в целом по месторождению достигает максимума.

В качестве возможных решений выбирается коридор наиболее устойчивых решений максимальной суточной добычи нефти по месторождению. График результатов многократных расчетов представлен на рисунке 30. На рисунках 31 и 32 представлены карты оптимальных режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.

По результатам решения оптимизационной задачи суммарный дебит нефти может достичь 1 099 т/сут при текущем показателе 803 т/сут (+27%) (табл. 8).

Таблица 8 – Результаты решения оптимизационной задачи

Блок	Показатели	Ед. изм.	Факт	Оптимум	Δ , %
1	Суммарный дебит нефти	т/сут	803	1 099	+26.9
	Суммарный дебит жидкости	т/сут	10510	11 177	+6.0
	Суммарная приемистость	т/сут	9400	10 200	+7.8

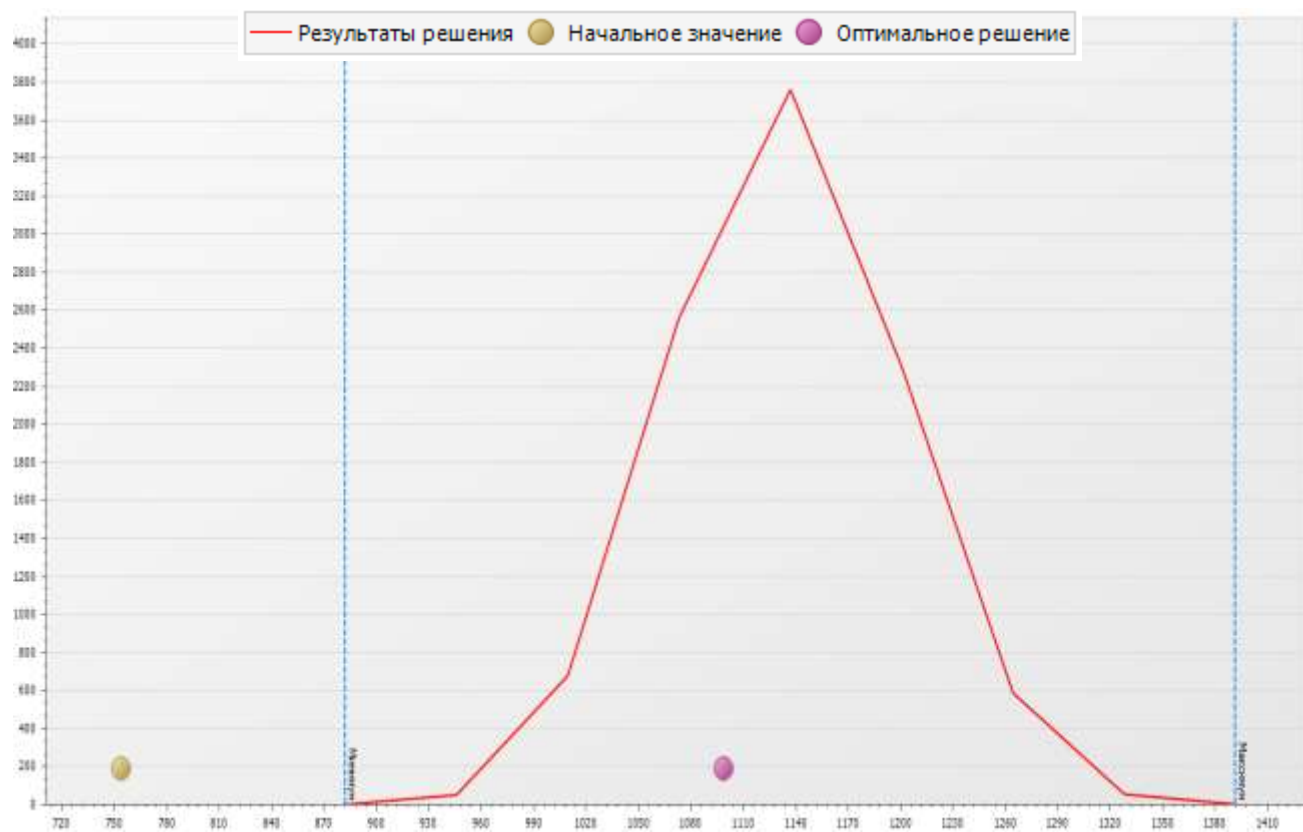


Рисунок 30 – Результаты многократных расчетов

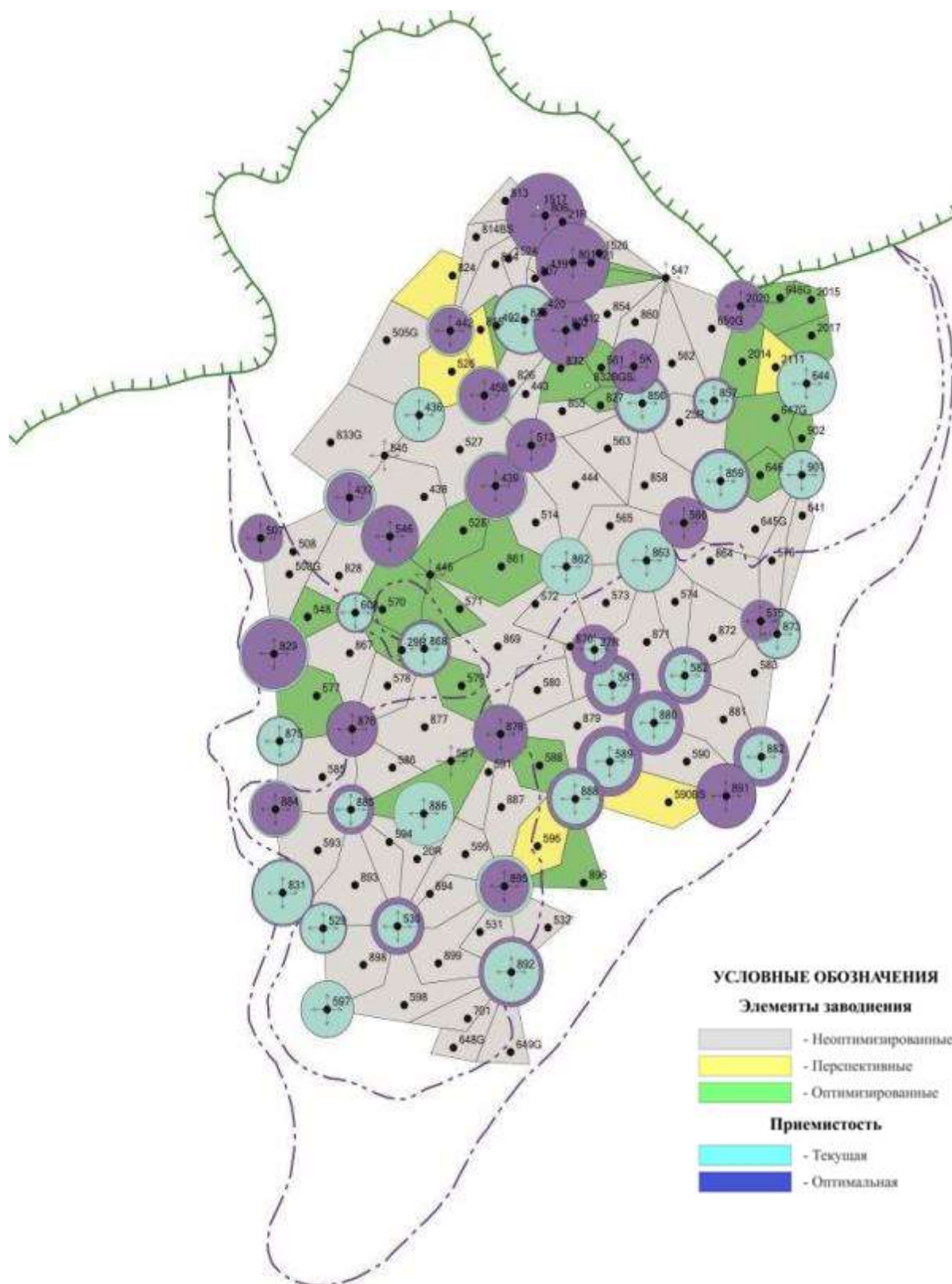


Рисунок 31 – Карта оптимальных режимов работы нагнетательных скважин

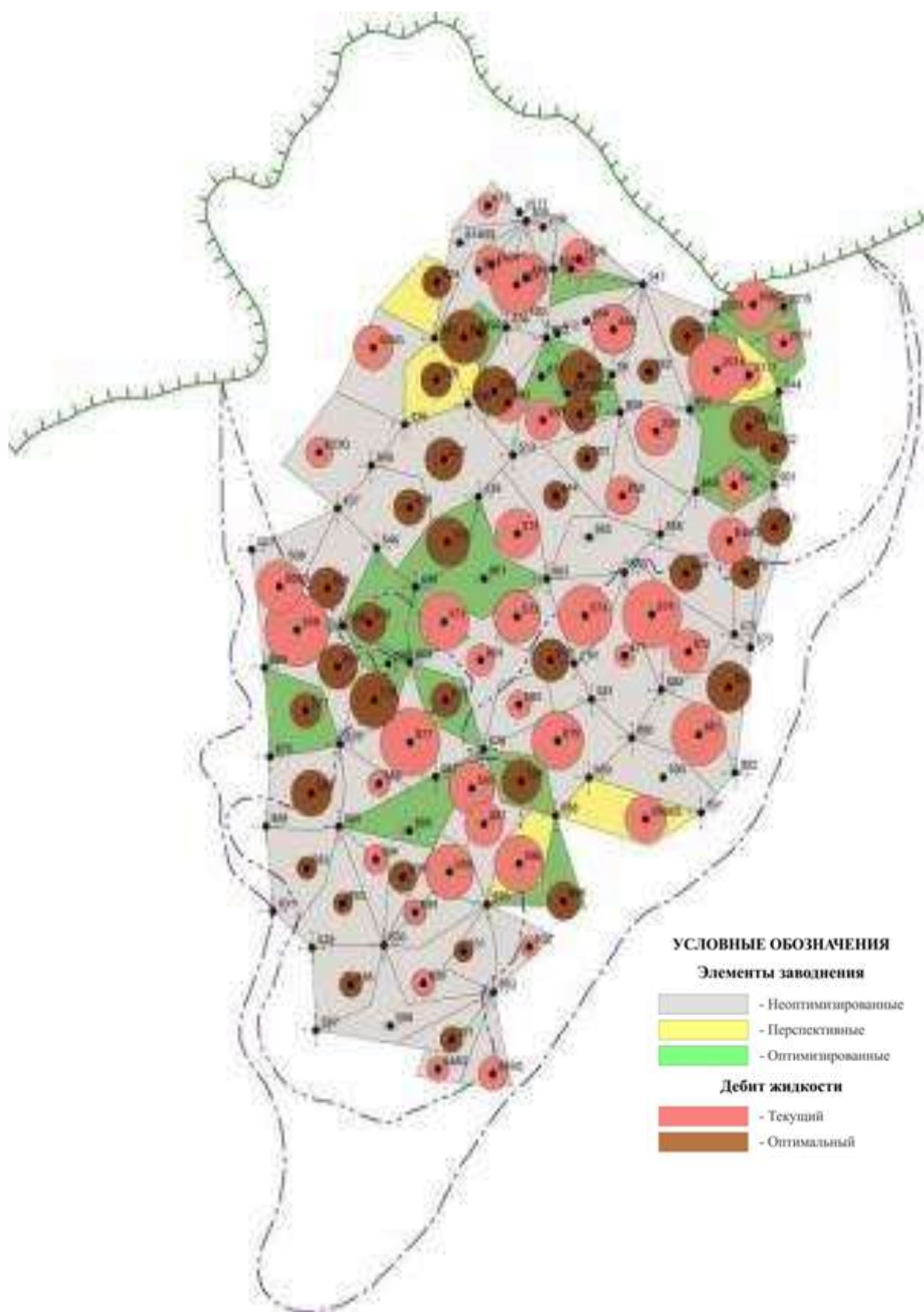


Рисунок 32 – Карта оптимальных режимов работы добывающих скважин

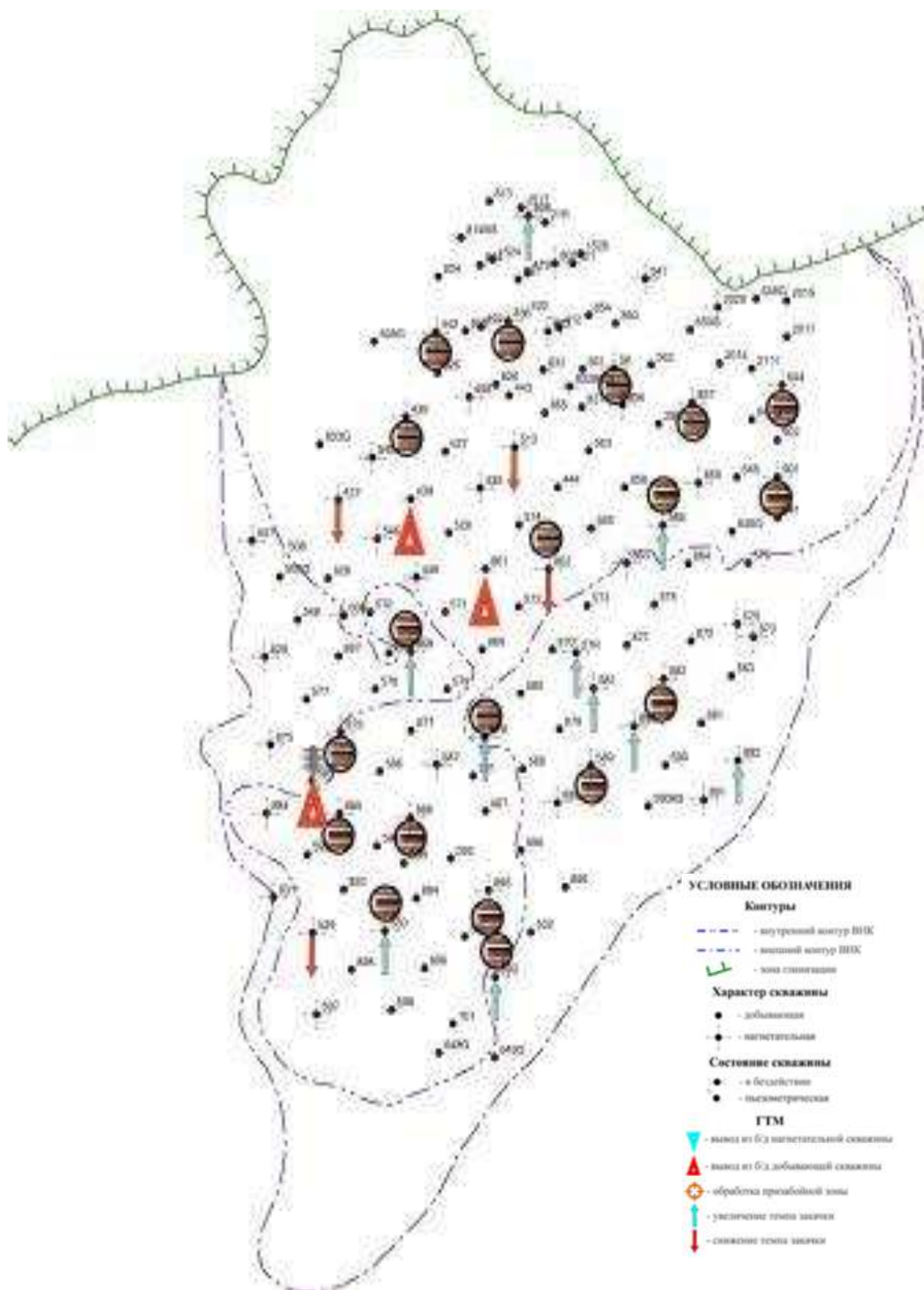


Рисунок 33 – Планируемые мероприятия на 2019 год

3.5 Рекомендуемая программа реализации работ на 2019 год

Программу мероприятий, направленных на достижение оптимальных показателей эксплуатации скважин, можно подразделить на три типа: мероприятия на добывающем и нагнетательном фонде, мероприятия по реинжинирингу поверхностного обустройства.

Мероприятия на нагнетательном фонде предусматривают:

- изменение давления закачки для достижения оптимальной приемистости;
- выравнивание профиля приемистости;
- вывод нагнетательных скважин из бездействия.

Мероприятия по обеспечению оптимальной приемистости (увеличение и снижение закачки) запланированы в 14 скважинах.

Снижение приемистости необходимо в 4 нагнетательных скважинах ($-437 \text{ м}^3/\text{сут}$). Сокращение закачки планируется достигнуть путем снижения давления нагнетания, либо установки штуцера.

Мероприятия по увеличению приемистости предполагаются в 10 скважинах ($+965 \text{ м}^3/\text{сут}$). Увеличение закачки планируется достигнуть путем увеличения давления нагнетания, либо установкой штуцера.

В целях поддержания базовой добычи нефти, как и в 2018 году, запланировано проведение работ по выравниванию профиля приемистости в 20 скважинах. Программа работ по проведению выравнивания профиля приемистости составлялась исходя из фактической эффективности мероприятий в 2018 году.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Майданюку Александру Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости работ на проведение на основании основных статей затрат на извлечение нефти и дополнительно добытой нефти от проведения работ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты эффективности работ, расчет технико-экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности реализации проекта «Нейросетевого управления...»

Перечень графического материала

Эффективность работ по управлению заводом

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницина Зоя Васильевна	к.т.н.		30.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Майданюк Александр Сергеевич		30.03.2019

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Оценка экономической эффективности работ, выполненных в 2018 году, проводилась в соответствии с удельными нормативными экономическими показателями, предоставленными ООО «ХМАО-Нефть» - таблица 9.

Принятая при расчетах цена реализации нефти на внутреннем рынке составила 17 045.2 руб./т.н., НДС – 6 531.7 руб./т.н.

Таблица 9 – Исходные показатели для экономических расчетов

Показатели	Ед.изм.	Значение
Год начала расчета	год	2017
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб/т.н	17 045.2
Цена реализации нефти на внешнем рынке	\$/т.н.	354.1
Доля реализации нефти на экспорт	%	50
Эксплуатационные затраты (без налогов и амортизации) – всего		
Расходы на подготовку и освоение производства	тыс.руб./доб+наг н.скв.	10.1
Расходы по добыче нефти и газа, сбор газа попутного		
Электроэнергия по извлечению нефти	уд. 1 т.жидк.	63.1
Оплата труда и ЕСН	уд. 1 доб. скв.	53.1
Ремонт скважин:		
– Подземный ремонт скважин	уд. 1 доб. скв.	29.9
– Капитальный ремонт скважин, в т.ч.	тыс.руб./шт.	913.7
Прочие расходы	уд. 1 доб. скв.	
Расходы по искусственному воздействию на пласт		
Энергия	уд. 1 т.зак.	17.71
ОПЗ	тыс.руб./опер.	1 200.0

Оптимизация	тыс.руб./опер	400.0
ВПП	тыс.руб./опер	1 208.0
Перевод в ППД	тыс.руб./опер	2 500.0
Показатели	Ед.изм.	Значение
<i>Расходы по транспортировке нефтесодержащей жидкости и газа</i>		
Энергия	уд. 1 т.жидк.	0.5
Прочие расходы	уд. 1 доб. скв.	352.3
<i>Расходы по технологической подготовке нефти</i>		
Энергия	уд. 1 т.нефти	201.6
<i>Расходы по транспортировке нефти и газа</i>		
Общепроизводственные расходы	уд. 1 доб. скв.	112.59
Прочие производственные расходы	уд. 1 доб. скв.	47.7
Внепроизводственные расходы	уд. 1 т.нефти	372.7

Технико-экономическая эффективность работ

Реализация программы мероприятий по Управлению заводнением в 2018 году обеспечила стабилизацию суточной добычи нефти, в первую очередь, за счет снижения доли попутно-добываемой воды, прироста извлекаемых запасов и сокращения непроизводительной закачки (рисунок 34-35).

Препятствующими факторами при реализации программы мероприятий по Управлению заводнением в 2018 году являются низкий уровень устойчивости элементов заводнения, технологические инверсии (порывы водоводов высокого давления, остановка БКНС, остановки нагнетательных и добывающих скважин), а также высокий период реагирования по выводу нагнетательных скважин на оптимальные режимы работы.

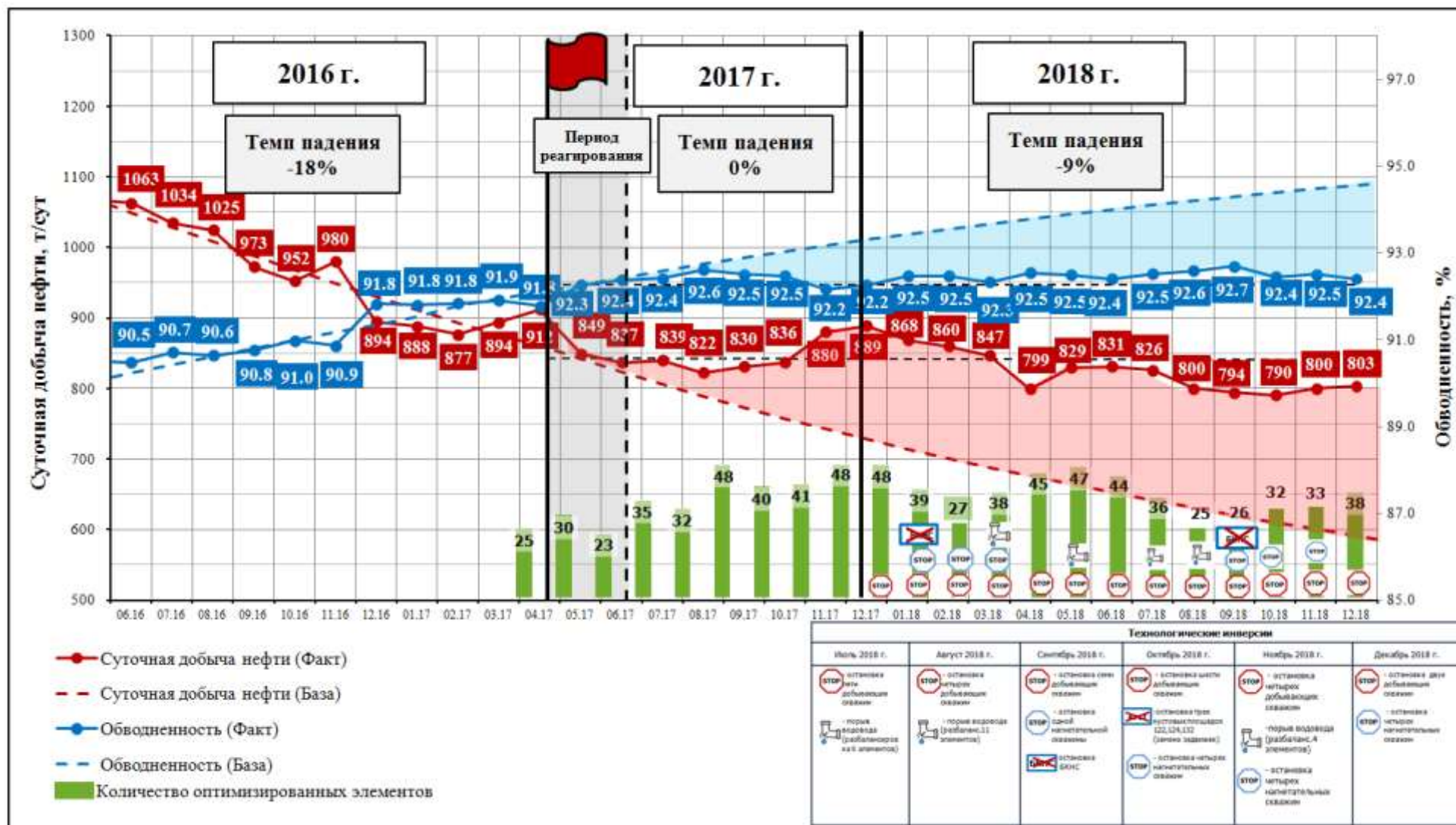


Рисунок 34 – Эффективность работ по Управлению заводнением

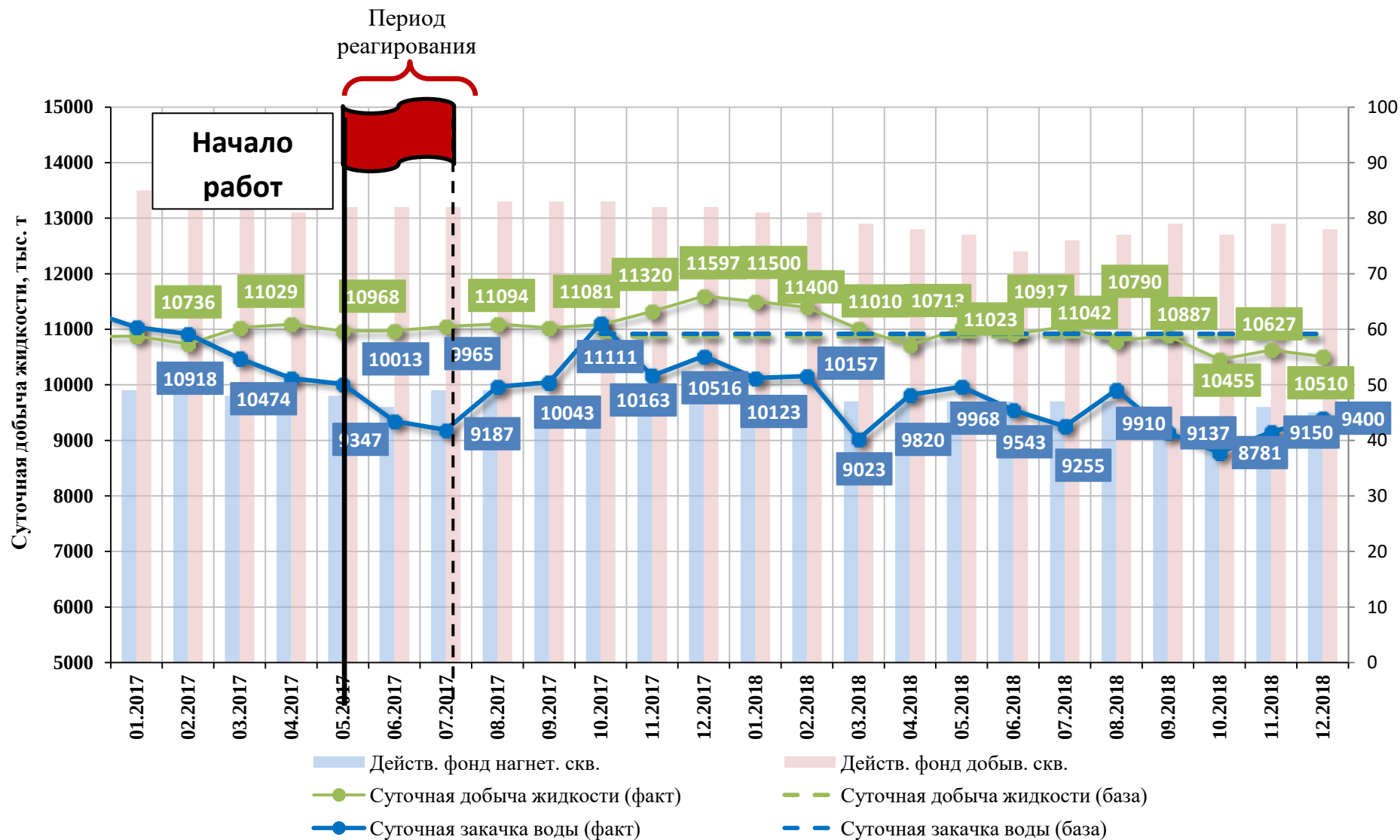


Рисунок 35 – Динамика суточной добычи жидкости и суточной закачки

Таблица 10 – Техничко-экономическая эффективность работ

Показатель	Ед. изм	I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал			Всего за 2018 год		
		База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %
Суточная добыча нефти	т/сут	701	858	+22.4	664	820	+23.5	631	807	+27.8	601	798	+32.8	703	832	+18.3
Суточная добыча воды	т/сут	10084	10431	+3.4	10208	10064	-1.4	10241	10094	-1.4	10326	9702	-6.0	10113	10115	0.0
Суточная добыча жидкости	т/сут	10785	11289	+4.7	10872	10884	+0.1	10872	10900	+0.3	10927	10500	-3.9	10816	10947	+0.8
Обводненность	%	93.5	92.4	-1.2	93.9	92.5	-1.4	94.2	92.6	-1.6	94.5	92.4	-2.1	93.5	92.4	-1.1
Суточная закачка воды	м³/сут	10918	9723	-10.9	10729	9776	-8.9	10729	9434	-12.1	10918	9110	-16.6	10918	9879	-9.5
Добыча нефит	тыс.т.	21.0	25.7	+22.4	19.9	24.6	+23.5	18.9	24.2	+27.8	18.0	23.9	+32.8	21.1	25.0	+18.3
Добыча жидкости	тыс.т.	323.6	338.7	+4.7	326.2	326.5	+0.1	326.2	327.0	+0.3	327.8	315.0	-3.9	324.5	328.4	+0.8
Закачка воды	тыс.т.	327.5	291.7	-10.9	321.9	293.3	-8.9	321.9	283.0	-12.1	327.5	273.3	-16.6	327.5	296.4	-9.5
Себестоимость	руб./т	10320	9829	-4.8	10404	9955	-4.3	10484	9923	-5.3	10566	9912	-6.2	10444	9930	-4.9
Изменение NPV прирост	млн.руб	86.3			98.1			111.1			120.2			415.7		

Прирост добычи нефти составил 62.5 тыс.т (+26.4%). Динамика обводненности стабильна на уровне 92.4%, суточная добыча жидкости в течение 2018 г. оставалась на одном уровне. Стабилизация динамики обводнения и суточной добычи нефти в течение 2018 г. позволила снизить операционную себестоимость до 9 930 руб./т.н (базовая – 10 444 руб./т.н).

Таким образом, технико-экономическая эффективность работ характеризуются следующими показателями:

- | | |
|-------------------------------|----------------|
| – суточная добыча нефти | + 18.3%; |
| – операционная себестоимость | – 4.9%; |
| – дополнительная добыча нефти | 62.5 тыс.т; |
| – прирост NPV | 415.7 млн.руб; |

Основные показатели технико-экономической эффективности работ представлены в таблице 10.

4.2 Сопоставление расчетных и фактических технико-экономических показателей эффективности управления заводнением

Сопоставление расчетных и фактических показателей эксплуатации скважин выполнено с помощью инструментов ПК «Атлас – Управление заводнением». Для каждой добывающей скважины определен характер изменения дебита нефти (минимальное отклонение – 10%), выявлены доминирующие факторы и установлены причины отклонений.

Добыча нефти в период с января по декабрь 2018 г. составила 299.4 тыс.т, расчетная добыча несколько выше 307.6 тыс.т (-2.7 %). Структура расхождений следующая:

- недостижение добычи нефти -30.4 тыс.т (10% от расчетной добычи);
- превышение добычи +21.7 тыс.т (7% от расчетной добычи).

Причины не достижения расчетной добычи нефти, тыс. т



Рисунок 36– Причины недостижения расчетной добычи нефти

Основные потери (**11.0** тыс.т) обусловлены ростом обводненности в элементах заводнения с неоптимизированной закачкой, что является следствием частичного выполнения программы работ на нагнетательных скважинах. Согласно графику работ количество оптимизированных элементов к декабрю 2018 года должно составлять 56 % от общего числа элементов. По факту только 26 % от общего числа. Невыполнение программы по оптимизации режимов связано с двумя факторами:

- при попытке выполнения рекомендуемых мероприятий оптимальные режимы работ нагнетательных скважин в элементах заводнения не были обеспечены;
- технические ограничения для выполнения программы работ:
 - неисправность наземного оборудования (неисправность ДРС, порывы в трубопроводах, остановки БКНС из-за технических неисправностей);
 - перераспределение закачки на кустах из-за смены режима одной или двух скважин на этом кусту;

Несмотря на фактическое выполнение программы по регулировке

режимов, только 19% реализуемых мероприятий оказались успешными и позволили достичь рекомендуемого темпа закачки в пласт. Низкая успешность работ по управлению заводнением обусловлена, в первую очередь, ограничениями в системе регулирования давления и объемов закачки на кустовых площадках. Повышение эффективности технологии управления заводнением возможно при выполнении рекомендаций по реинжинирингу поверхностного обустройства.

Потери **5.3** тыс.т. нефти обусловлены условными потерями из-за отложенного эффекта в оптимизированных элементах заводнения.

Внеплановые кратковременные остановки скважин №№2017, 871, 419, 828, 879, 877, 855, 572, 586, 594, 578, 650G, 896, 2015, 585, 815, 833G, 583, 826, 893, 548, 824, 562, 595, 20R, 858, 641, 649G, 2111, 2015, 526, 648G, 591, 647G составили суммарные потери в количестве **4.2** тыс.тонн. Причины остановок скважин связаны с техническими причинами – высокая наработка насосов, а также планово-предупредительные ремонты.

Потери **4.0** тыс.т. нефти обусловлены потерями, связанными с разбалансировкой закачки в оптимизированных элементах и последующим ростом обводненности продукции скважин. Причиной нарушения оптимальных режимов послужили местные порывы водоводов, перераспределение закачки на кустах.

Потери **2.3** тыс.т. нефти обусловлены потерями, связанными с малыми процентами успешного выполнения запланированных программ работ. Причина низкого выполнения связана с ограниченными возможностями регулировки поверхностного обустройства. Все кусты находятся на начальном III уровне регулируемости.

Причины превышения расчетной добычи нефти, тыс.т



Рисунок 37 – Причины превышения расчетной добычи нефти

Прирост добычи нефти (**17.2** тыс. т) обусловлен снижением темпов обводнения в тех элементах, в которых достигнута оптимальная закачка и оправданный в этих условиях форсированный режим отбора жидкости.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Майданюку Александру Сергеевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования – создание цифровой прокси-модели объекта БС8 Западно-Малобалыкского месторождения нефти с дальнейшим приведением нагнетательных скважин к необходимым режимам работы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: • обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; • монтаж, демонтаж оборудования; • обеспечение санитарного порядка на территории объектов; • работа оборудованием, работающим под высоким давлением; • работа в темное время суток. Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по оптимальному заводнению на гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		30.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Майданюк Александр Сергеевич		30.03.2019

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения, которое расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в лесных массивах до начала июня. Работы по оптимизации закачки ведутся круглогодично.

В последние годы в России наметилось развитие практики корпоративного управления в области социальной ответственности. Постепенно увеличивается число российских компаний, внедряющих в свою деятельность принципы с стандарты корпоративной социальной ответственности.

Существует несколько основных направлений реализации социальной ответственности: ответственные практики в отношении персонала, охрана окружающей среды, участие в жизни местных сообществ и их развитие.

Для организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, особую важность имеют первые два из перечисленных

направлений реализации социальной ответственности. Это связано с тем, что эксплуатация таких объектов отличается повышенным уровнем аварийности и травматизма, а так же дополнительной экологической нагрузкой на окружающую среду. Поэтому одной из главных задач в области социальной ответственности является снижение негативного воздействия вредных и опасных производственных факторов на человека, как в условиях производства, так и в экологически неблагоприятных районах проживания населения.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [12] (таблица 11).

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работаоборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Оборудование

время суток.	рабочей зоны.		производственно е. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003- 91 ССБТ; Оборудование производственно е. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.
--------------	------------------	--	--

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов при работе на кустовой площадке и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным

прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 12).

Таблица 12 – 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

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [13]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши.

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [14] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [15]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных

заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [16].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [17].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных

механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [19] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [18].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.2. Экологическая безопасность

Закачка в пласт технической воды сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ

данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение гидросферы.

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке при выполнении работ по оптимизации закачки на устье нагнетательных скважин:

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

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

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.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по реализации проекта проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [20]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного

проживания.

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

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

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Выводы.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Заключение

Реализация программы мероприятий по Управлению заводнением в 2018 году позволила достичь среднегодовой суточной добычи нефти в **832** т/сут (база –**703** т/сут), в первую очередь, за счет снижения объема попутно-добываемой воды и сокращения непроизводительной закачки.

Интегральные показатели технико-экономической эффективности работ характеризуются следующими показателями:

- | | |
|-------------------------------|----------------------|
| – суточная добыча нефти | + 18.3%; |
| – операционная себестоимость | – 4.9%; |
| – дополнительная добыча нефти | 62.5 тыс.т; |
| – прирост NPV | 415.7 млн.руб |

Анализ отклонения фактических показателей эффективности работ по управлению заводнением от расчетных за 2018 г. показал, что основные потери добычи нефти обусловлены разбалансировкой системы ППД происходящей по причине различных технологических инверсий (порывы водоводов, остановка нагнетательных скважин). А также низкой успешности работ по выводу скважин на оптимальные режимы работы скважин. Уровень оптимизированности снизился с 52% (январь 2018 г.) до 32% (декабрь 2018 г.). В сложившихся условиях основной акцент в управлении заводнением переносится на восстановление режимов работы нагнетательных скважин для обеспечения оптимальных режимов работы.

Помимо текущих осложнений на объекте БС₈ имеется ряд факторов, сдерживающих увеличение эффективности работ:

- низкий (третий) уровень регулируемости элементов поверхностного обустройства, характеризующийся минимальной степенью гибкости, что ограничивает до 60% возможности по оптимизации элементов заводнения. Эффект в дополнительной добыче нефти от управления заводнением в этом случае не превысит 10% в годовом исчислении.

Для повышения степени регулируемости режимов работы нагнетательных скважин предлагаются мероприятия по реинжинирингу системы поверхностного обустройства: установка кустовых дожимных насосов, частотно-регулируемых приводов ЭЦН, кустовых расходомеров и устьевых манометров с системой телеметрии. Повышение уровня регулируемости поверхностного обустройства позволит привести

количество оптимизированных в соответствии с расчетными значениями. Выполнение рекомендаций позволит в краткосрочной перспективе дополнительно добыть 12.5 тыс.т.

- снижение пластового давления в зонах максимальной концентрации запасов нефти и отставание в организации системы ППД.

Выделено 13 участков разработки, являющиеся зонами стягивания остаточных запасов нефти, проведено их ранжирование по трем характеристикам: плотность остаточных запасов, коэффициент выработки и снижение пластового давления в зонах отбора. В целях формирования устойчивых зон, создания и реализации потенциала для увеличения отборов жидкости на первоочередных участках разработки сформирована программа работ по переводу скважин в ППД. Выполнение рекомендаций позволит в краткосрочной перспективе дополнительно добыть 22 тыс.т.

- Низкий процент успешности выполнения программы работ по нагнетательному фонду скважин.

Переход к управлению режимами нагнетательных скважин в режим суточной диагностики (on-line режим управления) позволил сократить время реагирования на изменение режима работы нагнетательной скважины в среднем с 12 дней (работа в декадном режиме) до 3-4 дней. Однако ввиду недостаточно высокой успешности подходов к нагнетательным скважинам (~18%) время вывода скважин на оптимальный режим практически не изменилось и составляет в среднем 9 суток на конец 2018 года. Для уменьшения время вывода скважины на оптимальный режим работы предлагается перейти на дистанционно управляемые задвижки регулирования приемистости. Переход на такую систему управления позволит повысить оптимизированность элементов заводнения и как следствие увеличить суточную добычу нефти.

Список литературы

1. Когаловский М. Р. и др. Глоссарий по информационному обществу / Под общ. ред. Ю.Е. Хохлова. — М.: Институт развития информационного общества, 2009. — 160 с.
2. А.А. Потрясов, М.Р. Мазитов, С.С. Никифоров, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, А.А. Ключков, А.И. Комягин – Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования (Нефть Газ Новации, декабрь 2014 г.).
3. Российская Федерация Л.С. Бриллиант, И.А. Смирнов, А.И. Комягин, А.В. Потрясов, М.Ф. Печеркин, А.В. Барышников – Способ оперативного управления заводнением пластов (Патент №2565313, зарегистрирован 16.09.2015 г.).
4. Мак-Каллок У. С., Питтс В. Логическое исчисление идей, относящихся к нервной активности // Автоматы / Под ред. К. Э. Шеннона и Дж. Маккарти. — М.: Изд-во иностр. лит., 1956. — С. 363—384. (Перевод английской статьи 1943 г.)
5. Мандрик И.Э., Гузеев В.В., Сыртланов В.Р., Громов М.А., Захарян А.З. – Нейроинформационные подходы к прогнозированию эффективности гидравлического разрыва пласта (Нефтяное Хозяйство, июнь 2009 г.).
6. Паклин Н.Б., Мухамадиев Р.С. – Использование обучающихся алгоритмов для интерпретации данных ГИС (Бурение и нефть, май 2005 г.);
7. Бабкин И.В. – Определение минерального состава глин по данным комплекса ГИС методом нейронных сетей (Геофизика, январь 2012 г.).
8. С.В. Кононов, Я.С. Коровин, М.Г. Ткаченко – Оперативная диагностика состояния нефтепромыслового оборудования на основе

технологий интеллектуальной обработки данных (Нефтяное Хозяйство, сентябрь 2012 г.);

9. Я.С. Коровин, М.В. Хисамутдинов, М.Г. Ткаченко – Прогнозирование состояния нефтепромысловых объектов с применением технологий эволюционных алгоритмов и искусственных нейронных сетей (Нефтяное Хозяйство, декабрь 2013 г.).

10. Хайкин С. – Нейронные сети. Полный курс. – М.: Изд-во «Вильямс», 2006. – 1104 с.

11. Козлова Д.В. – «Умная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть (Forbes, октябрь 2017 г.).

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

13. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.

14. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

15. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

16. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

17. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

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

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