

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ эффективности мероприятий по очистке призабойной зоны пласта
на Самотлорском месторождении.

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук Н.Д. Булчаев
подпись, дата

Выпускник _____ Д.К. Карпович
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Дипломная работа состоит из 72 страниц, 41 рисунок, 14 таблиц, 41 источник литературы.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, СОЛЯНО-КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, КАРБОНАТНОСТЬ, ПОРИСТОСТЬ, АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОПЗ.

Объектом исследования являются объекты разработки Самотлорского.

Целью дипломной работы является повышение эффективности разработки объектов Самотлорского месторождения проведением кислотных обработок призабойной зоны скважин.

Анализ результатов применения ОПЗ проводился по объектам, что позволило рекомендовать объемы и эффективность кислотных ОПЗ по всем пластам Самотлорского месторождения по анализируемому участку.

Основные задачи:

- 1) Определение технологической эффективности кислотных ОПЗ выполненных по объектам Самотлорского месторождения.
- 2) Анализ причин неуспешности кислотных ОПЗ по скважинам эксплуатационных объектов Самотлорского месторождения.
- 3) Рекомендации по подбору скважин-кандидатов под кислотные ОПЗ по объектам Самотлорского месторождения.

Опытным путем доказано, что чем больше концентрация карбонатов и ниже проницаемость, тем выше эффективность солянокислотных обработок.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Геологическая характеристика месторождения.....	5
1.1 Географическое расположение.....	5
1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	6
1.3 Характеристика продуктивных пластов.....	9
1.4 Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов.....	13
2 Технологическая часть.....	17
2.1 Анализ показателей разработки Самотлорского месторождения...	17
2.2 Анализ показателей работы фонда скважин Самотлорского месторождения	21
3 Специальная часть.....	29
3.1 Определение технологической эффективности мероприятий по ОПЗ скважин выполненных по объектам Самотлорского месторождения.....	29
3.2 Определение темпов падения основных показателей ОПЗ скважин по объектам разработки Самотлорского месторождения за период 2013 по 01.01.2016 года.....	33
3.4 Планируемые объемы и ожидаемая эффективность ОПЗ скважин по анализируемому участку.....	55
4 Безопасность и экологичность	57
4.1 Анализ потенциальных опасностей при проведении работ.....	57
4.2. Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения работ.....	58
4.3 Санитарные требования на основных объектах	59
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	62
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	63
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях..	65
4.7 Экологичность проекта.....	65
5 Заключение.....	68
Список сокращений.....	69
Список использованных источников.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная промышленность. Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин. Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований как в процессе их строительства, так и в эксплуатации.

С учетом многообразия геолого-геофизических и технологических условий разработки месторождения призабойная зона объекта в течение всего периода работы скважины подвергается различным физико-химическим, биологическим и другим изменениям, влияющим на проницаемость призабойной зоны пласта. Снижение проницаемости призабойной зоны объекта происходит в процессе бурения, ремонта и эксплуатации скважин.

Это приводит к самоотключению части нефтенасыщенных объектов и консервации активных геологических запасов, что негативно сказывается на продуктивности скважин и конечной нефтеотдаче. В этом случае применяются различные виды обработки призабойной зоны объекта (ОПЗ).

Наиболее эффективным и часто применяемым методом обработки призабойной зоны скважин являются кислотные обработки. В некоторых случаях, кислотная обработка может не дать ожидаемого эффекта из-за протекания нежелательных реакций с выпадением осадка (например, реакция глиноуксидной кислоты с карбонатами). Таким образом, технология ОПЗ должна подбираться с учетом минералогического состава пород.

На Самотлорском месторождении в 2015 году было проведено 235 скважинных операций по кислотной обработке призабойной зоны (ОПЗ).

Целью дипломной работы является повышение эффективности разработки объектов Самотлорского месторождения проведением кислотных обработок призабойной зоны скважин в зоне деятельности ЦДО «СНГ».

Анализ результатов применения ОПЗ проводился по объектам, что позволило рекомендовать объемы и эффективность кислотных ОПЗ по всем пластам Самотлорского месторождения по анализируемому участку.

Основные задачи:

- 1) Определение технологической эффективности кислотных ОПЗ выполненных по объектам Самотлорского месторождения.
- 2) Анализ причин неуспешности кислотных ОПЗ по скважинам эксплуатационных объектов Самотлорского месторождения.
- 3) Рекомендации по подбору скважин-кандидатов под кислотные ОПЗ по объектам Самотлорского месторождения.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Географическое расположение

Самотлорское нефтегазовое месторождение округлой формы площадью 3000 км² находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 километрах к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 километрах от г. Нижневартовска. На рисунке 1 приведена обзорная карта месторождений Нижневартовского района.

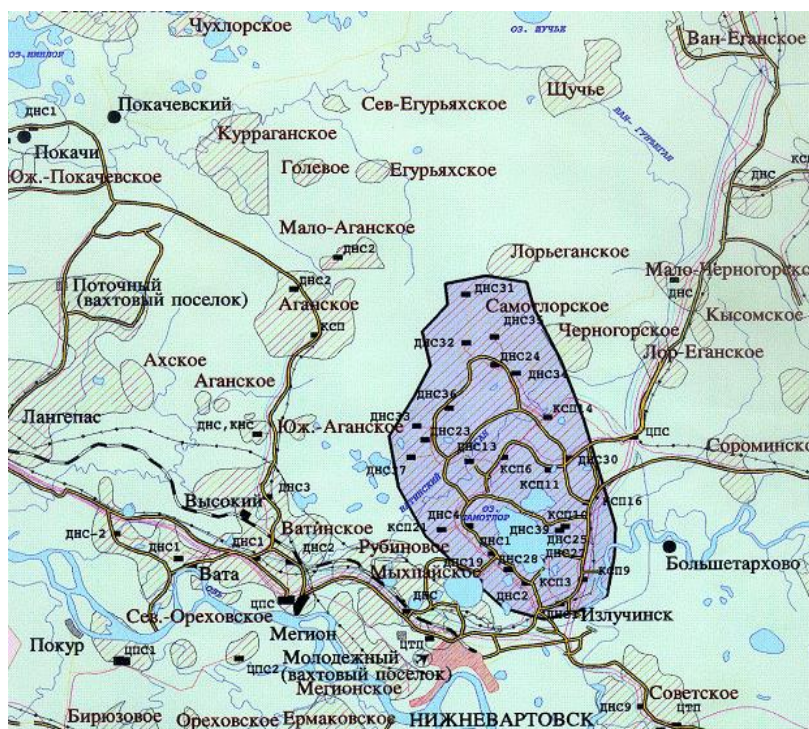


Рисунок 1 - Обзорная карта месторождений Нижневартовского района

Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, Ватинского Егана и правых притоков реки Обь. Рельеф слабо пересеченный. Абсолютные отметки поверхности изменяются от плюс 45 до плюс 75 метров. Заболоченная на 80% площадь представлена четвертичными аномальными и озерно-суглинистыми песчаниками мощностью до 20 метров, грунтами с прослойками и линзами мелкозернистых песков, торфа. На глубине от 200 до 350 метров распространены многолетние мерзлые горные породы с температурой от 0°С до 0,5°С, их общее влияние на бурение и эксплуатацию незначительно.

Климат территории континентальный с коротким прохладным летом и

продолжительной холодной зимой. Среднегодовую годовую температуру воздуха составляет -3°C . Наиболее холодным месяцем года является февраль (-25°C). Самым теплым – июль ($+20^{\circ}\text{C}$). Абсолютный минимум температур -50°C , абсолютный максимум $+47^{\circ}\text{C}$. Ледостав на реках начинается в конце октября и ледоход в конце мая.

Населенные пункты непосредственно на месторождении отсутствуют. Ближайшие населенные пункты — г. Нижневартовск, г. Мегион, п. Покур, п. Вата и другие – расположены на берегу реки Обь в 35 и более километрах от рассматриваемого месторождения. Коренное население этого района – русские, ханты и манси.

В Нижневартовске имеется крупный аэропорт, порт речного пароходства и станция железной дороги. В настоящее время население Нижневартовского района составляет около 400 тысяч человек.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

В геологическом строении Нижневартовского свода, где расположено Самотлорское месторождение принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайназойских терригенных отложений, платформенного чехла.

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей (2740-2870 метров) осадочных пород мезо-кайназойского возраста от юрских до четвертичных включительно, несогласно залегающих на размытой поверхности отложений складчатого палеозойского фундамента.

Палеозойский фундамент представлен сильно метаморфизированными глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами.

На Самотлорском месторождении в разработке находятся одиннадцать объектов - АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₈, БВ₁₀, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁.

В разрезе месторождения выделяются пять основных продуктивных горизонтов: БВ₁₀, БВ₈, АВ₄₋₅, АВ₂₋₃, АВ₁ к которым приурочены нефтяные и нефтегазовые залежи промышленного значения. Отложения продуктивных горизонтов представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глин. Приурочены они к нижнему отделу меловой системы общей толщиной 1330 метров.

Средняя глубина залежей нефти (до ВНК) продуктивных горизонтов АВ₄₋₅, АВ₂₋₃, АВ₁ составляет 1750 метров, горизонтов БВ₁₀, БВ₈, соответственно 2220 и 2130 метров.

Залежи газа установлены в горизонтах АВ₄₋₅, АВ₂₋₃ и АВ₁ и сеноманском ярусе.

Коллекторские свойства пород Самотлорского месторождения определяются по данным ГИС и лабораторными методами по керну. Они характеризуются параметрами, приведенными в таблице 1

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Самотлорском месторождении представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы-коллекторы III класса ($K_{пр}=100-500$ мД).

Лучшие коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду.

Таблица 1.1 - Коллекторские свойства пород

Пласт	Гранулометрический состав пород д.е.	Пористость д.е., m	Проницаемость Дарси	Коэффициент продуктивности K, т/сут МПА	Нефтесыщенность д.е. S _n
AB ₁	0,002-0,632	0,27	0,190	7,8	0,640
AB ₂₋₃	0,004-0,665	0,27	0,515	10,7	0,269
AB ₄₋₅	0,017-0,574	0,27	0,869	24,4	0,258
BB ₈	0,030-0,565	0,23	0,506	15	0,358
BB ₁₀	0,034-0,524	0,21	0,165	4,3	0,251

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю₁₋₂, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18-35 % и для преобладающих пород изменяется от 26,8 % (пласт BB₈ Мегионское месторождение) до 35,3 % (пласт AB₁). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50 %.

В пластах Ю₁₋₂ породы содержат 50,4 % кварца, 18,3 % полевых шпатов и 31,4 % обломков.

В пластах AB₁ развит цемент порового типа, для большинства пород характерно содержание каолинистового, гидрослюдистого и хлоритового цемента в равных количествах. Встречаются литологические разности с преобладанием гидрослюдистого цемента, среднее значение которого колеблется от 3,8 до 6,9 %.

Пласты Ю₁₋₂ имеют в основном поровый цемент гидрослюдисто-каолинистового состава с подчиненным содержанием хлоритового цемента. В пластах ЮВ₁₋₂ в сравнении с пластами AB₁ и BB₈ отмечается повышенное содержание карбонатного материала, представленного сидеритом.

Это объясняется тем, что пласт AB₁ менее уплотнен, но содержит большее количество глинистого цемента (для преобладающих пород 4,6%). Пласт BB₈ более уплотнен, но менее глинистый (для преобладающих пород количество цемента 1,5- 3,5 %). Также пласты различаются структурой цемента: пласт AB₁ имеет преимущественно поровый тип цемента, BB₈ – пленочный.

На рисунке 2 и рисунке 3 представлен сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода и геологический профиль горизонтов Самотлорского месторождения

соответственно.

Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной толщей (до 3000 м) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.



Рисунок 2 - Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода

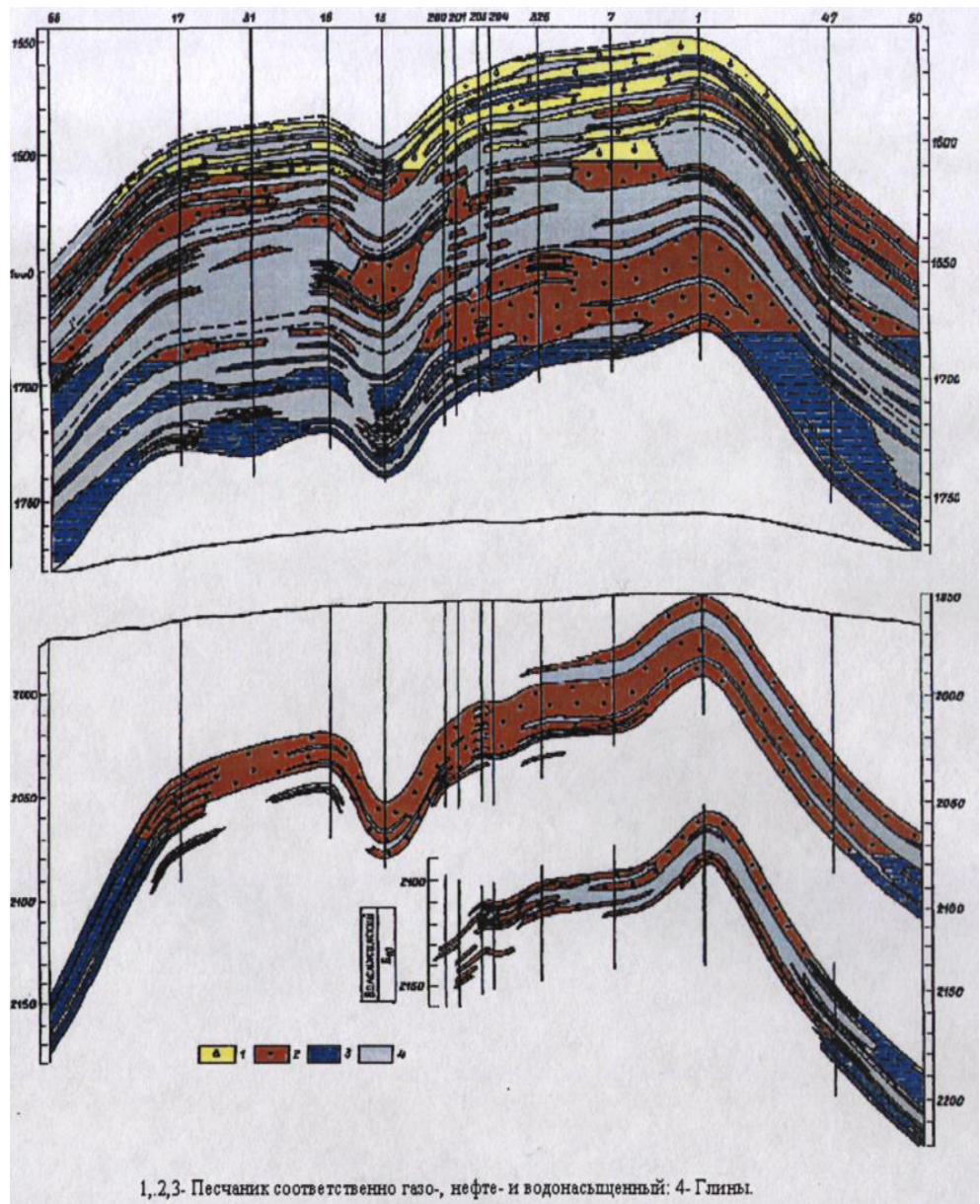


Рисунок 3 - Геологический профиль горизонтов Самотлорского месторождения

1.3 Характеристика продуктивных пластов

Промышленные залежи нефти установлены в пластах: АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆, АВ₇, АВ₈, БВ₀, БВ₁, БВ₂, БВ₇, БВ₈⁰, БВ₈¹⁻³, БВ₁₀, БВ₁₉₋₂₂, ЮВ₁₋₂.

Пласт АВ₁¹⁻². В основном, пласт АВ₁¹⁻² представлен сильно глинистыми, тонкопереслаивающимися с глинами песчано-алевролитовыми «рябчиковыми» породами с $\alpha_{\text{пс}} \geq 0.35-0.6$.

На западе и юго-западе месторождения нефтенасыщенные толщины

«рябчика» изменяются в среднем в пределах 5–10 м, к северу в районе разведочных скважин 78, 67, 77 толщины увеличиваются до 10–20 м. Увеличение нефтенасыщенных толщин отмечается в районе скважин 34, 26.

ВНК по пласту принят на а. о. –1675,0 – 1698,0 м: на западном склоне структуры –1675,0 –1680,0 м; на восточном отмечается погружение до отметок – 1698 м.

Газовая шапка, выделяющаяся в сводовой части структуры, имеет обширный контур газоносности. Отметка ГНК – 1611м. Размер газовой шапки 34*24 км, высота 90 м. Нефтяная часть имеет размеры 65*40 км, высоту 80 м. Тип залежи пластовосводовой.

Пласт АВ₁³. В пласте АВ₁³ выделяются три литологических типа:

- глинистые песчаники типа «рябчик» с характеристикой $\alpha_{пс}=0.35-0.6$;
- тонкое чередование песчано–глинистых пород –прослой с $\alpha_{пс}>0.6$, толщиной менее 4 м;
- монолитные песчаники–прослой с $\alpha_{пс}>0.6$ и толщиной свыше 4 м.

Монолитные и тонкослоистые песчаники представлены слабоглинистыми коллекторами.

В сводовой части структуры пласт АВ₁³ содержит обширную газовую шапку. ГНК залежи отбивается на отметке –1611м. Залежь пласта АВ₁³ в пределах контура нефтеносности имеет размеры 56*38 км, высоту 140 м..

Пласт АВ₂₋₃. Продуктивный горизонт АВ₂₋₃ отделяется от нижезалегающего АВ₄₋₅ пачкой аргиллитов различной мощности. Однако, граница между пластами АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅ чаще всего условная, так как участками происходит как бы слияние песчаных пластов того и другого горизонтов в мощную монолитную толщу, которая на небольшом расстоянии может замещаться аргиллитами. Поэтому эффективные нефтенасыщенные толщины горизонтов АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅ изменяются в широких пределах (от 1 до 34 м).

ВНК отбивается на а. о. –1680– 1693 м, наклон ВНК с запада на восток. В северной части отметка ВНК составляет 1685 м.

В сводовой части залежи выделяется газовая шапка. ГНК отбивается на отметках –1610– 1611м. Размеры газовой шапки залежи составляют 14,5*9,5 км, высота –41 м, средняя газонасыщенная толщина 7,5 м.

Размеры нефтяной части 52*32 км, высота – 80 м, средняя нефтенасыщенная толщина – 9,3 м. Залежь по типу является пластово-сводовой.

Пласт АВ₄₋₅. Залежь продуктивного пласта АВ₄₋₅ в разрезе Самотлорского месторождения установлена на собственно Самотлорском, Мартовском и Белозерном поднятиях. Пласт представлен, в основном, монолитными песчаниками. Максимальная нефтенасыщенная толщина на Белозерном поднятии достигает 28 м, а на Самотлорском–54 м.

ГНК отбивается на а. о. –1612,0– 1615,0 м. Для залежи горизонта АВ₄₋₅ характерна обширная водонефтяная зона, обусловленная большой толщиной горизонта и пологим его залеганием.

Размеры газовой шапки составляют 3,5* 1,5 км, высота – 9 м, средняя газонасыщенная толщина – 2,7 м. Размеры нефтяной части – 28*2 1 км, высота – 70 м, нефтенасыщенная толщина – 18,3 м. Залежь по типу является пластово-сводовой, практически массивной.

Пласт БВ₈. В горизонте БВ₈ сосредоточена самая крупная залежь на Самотлорской площади, являющаяся основным эксплуатационным объектом Самотлорского месторождения. В практике разведочных работ и подсчета запасов горизонт БВ₈ разделен на четыре пласта БВ₈⁰, БВ₈¹, БВ₈², БВ₈³. Непосредственно на Самотлорском месторождении уверенно выделяется лишь БВ₈⁰, пласты БВ₈¹ и БВ₈² практически "сливаются" в единый монолитный пласт, а БВ₈³ присутствует в песчаной фации как самостоятельный пласт на ограниченной площади и обычно или замещен, или "сливается" с коллекторами пластов БВ₈¹⁻². Поэтому выделено два подсчетных объекта БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³.

ВНК отбивается на отметке -2075 м. В северной (район скв. №8812) и восточной частях залежи происходит некоторое понижение ВНК до отметки - 2080 м. Залежь пластово-сводовая; размеры залежи - 43*27 км, ее высота 155 м, нефтенасыщенная толщина 4,3 м.

Залежи в пласте БВ₈¹⁻³ установлены на собственно Самотлорской и Западно-Черногорской площадях. ВНК отбивается на отметках –2071–2081 м. Размеры залежи 39*26 км, высота –150 м, нефтенасыщенная толщина –17,3 м.

Пласт БВ₁₀. Продуктивный горизонт БВ₁₀ характеризуется значительной литологической изменчивостью по разрезу и по площади.

Отметки ВНК на 44 м, эффективная нефтенасыщенная толщина –7,9 м. Тип залежи –пластово крыльях структуры опускаются до –2190–2195 м, к своду поднимаются до –2150–2145 м и даже выше. Размеры залежи составляют 40*2 1 км, высота -1 -сводовый с литологическим экраном.

Пласты ЮВ₁¹⁻² и ЮВ₁¹. Промышленные запасы нефти пласта ЮВ₁¹⁻² установлены:

На Самотлорской залежи ВНК принят на отметках –2316м (север) и –2310 м (юг), в среднем на отметке –2313 м. Размеры залежи 6,0*3,0 км, высота -66м, средняя нефтенасыщенная толщина –13,5 м, тип залежи пластово-сводовый.

На Новогодней площади ВНК принят по результатам опробования скважин на северо-западе на а. о. –2451 м, на юго-западе на а. о. –2441 м. Залежь нефтяная, пластово-сводовая. Размеры залежи 3,4*2,4 км, высота –55 м, средняя нефтенасыщенная толщина –12,2 м.

На Мартовской площади установлены 4 залежи нефти: ВНК по залежам приняты соответственно на а. о. –2445 м; 2429 м; –2320 – 2323 м; –2388 м.

На Леванской площади выделены 4 залежи нефти: ВНК по залежам принят, соответственно: –2482 м, –2466 м, – 2471м, –2467м.

На Солнечной площади установлены две залежи: Водонефтяной контакт отбивается на а.о. –2476 м и 2490 м.

На Вильентовской площади выделена залежь нефти ВНК отбивается на а. о. –2476 м. Залежь имеет размеры 3.2* 1.5 км, высота – 8 м.

На Белозерной площади установлено две залежи: ВНК принят на а.о. – 2322 м и –2369 м, соответственно.

На Северо-Белозерной площади выявлено 4 залежи нефти: в районе скв. 9110,7243,61194,7039.

Залежь в районе скважины 9110 имеет наклон ВНК с севера на юг и проводится на а.о. -2399 м -2404 м. Размеры 1,4*3,5 км, высота – 28 м. В районе скважины 7243 ВНК принят на отметке–2352 м. Размеры залежи 1,1*0,75 км, высота – 7 м.

На залежи, вскрытой скважинами 7039 и 14245, ВНК принят на отметке – 2345 м. Размеры залежи 1,4*0,7 км, высота – 11 м.

Все залежи пластовые, сводовые.

Таблица 2 - Геолого-физические параметры продуктивных отложений месторождения

Показатели	Пласты					
	АВ ₁ ¹	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈	БВ ₁₀
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готерив-барремского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Площадь нефтеносности, км ²	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	542,75
Тип залежи	Пластовосводовый					Пластовосводовый литологическим экраном
Нефтенасыщ-енная толщина пласта, м	Терригенный					
	8,5; 4,3	4,9; 1,9	9,3	18,3	17,3	7,9
Пористость, %	23,7	23,1 – 27,7	26,7	27,2	22,9	21,4
Проницаемость, мкм ²	0,196	0,077 – 0,40	0,169 – 0,42	0,509 – 1,42	0,309 – 0,38	0,034 – 0,103
Нефтенасыщ-енность, доли ед.	0,52	0,5 – 0,66	0,64	0,71	0,7	0,56
Коэффициент продуктивности, 10 ⁻¹ м ³ (сут.МПа)	–	8,92	12,47	3,19	21,56	3,03
Начальное пластовое давление, МПа	16,8	17,6/16,8	17,6/16,8	17,6/17,0	21,1/20,47	21,7/21,42
Пластовая температура, С	8	58,6	57,2	58,4	71,3	74,6

1.4 Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов

Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки представлено на рисунке 4 (в группу «остальные» отнесены мелкие объекты разработки, вносящие небольшой вклад в общие запасы месторождения – АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁).

Самым крупным на месторождении является объект БВ₈, на долю которого приходится 35 % начальных извлекаемых запасов месторождения в пределах деятельности ЦДО «СНГ».

Два эксплуатационных объекта группы пластов АВ (АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅) содержат 15% и 23 % соответственно суммарных НИЗ месторождения. Объект АВ_{1¹⁻²} содержит 9 % суммарных НИЗ. На долю каждого из остальных объектов разработки приходится менее 10 % начальных извлекаемых запасов. НИЗ – 1 829 886,0 тыс. т.

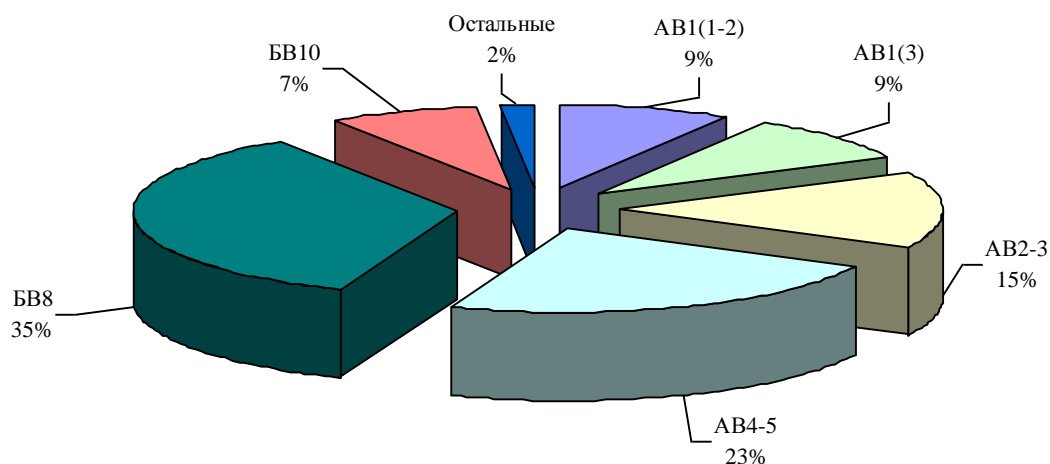


Рисунок 4 - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам разработки приведено на рисунке 5.

Наибольшие остаточные запасы сосредоточены на объекте АВ_{1¹⁻²} – 33 % от общих остаточных запасов месторождения, и в повышении эффективности разработки этого объекта в дальнейшем в значительной степени будут зависеть технологические показатели по месторождению в целом. От 12 до 16 % приходится на пласты группы АВ (АВ_{1³}, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅) и объект БВ₈. ОИЗ – 433 640, 0 тыс. т.

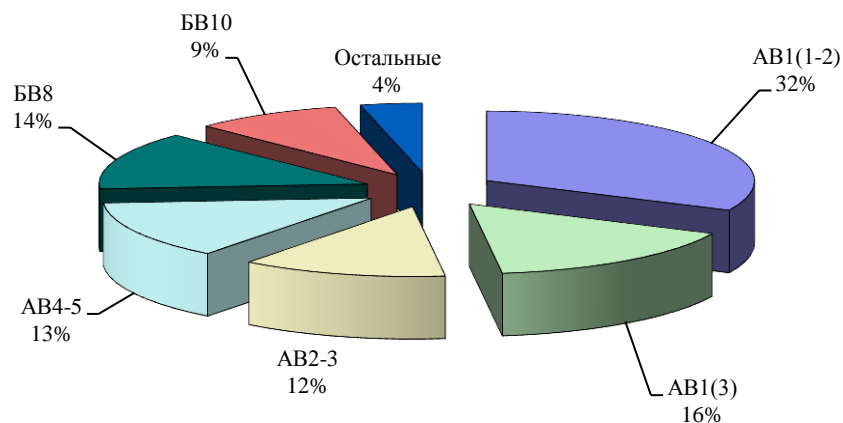


Рисунок 5 - Распределение остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

Состав нефтей, пластовых вод и газов по залежам, пласта, основные физические свойства пластовых флюидов (плотность, объемный коэффициент, газовые факторы, давление насыщения и др.) представлены в таблицах 3 – 5.

По групповому составу нефти относятся к смешанному типу с преобладанием метановых (40 – 50 %) и примерно равным количеством нафтеновых и ароматических углеводородов. По товарным свойствам они относятся к классу высокосернистых, подклассам малосмолистых (ЮВ₁ – БВ₁₀) и смолистых (остальные горизонты).

По содержанию парафина нефти всех горизонтов, за исключением АВ₄₋₅ относятся к типу высокопарафинистых, нефти горизонта АВ₄₋₅ умеренно парафинистые. Пластовые нефти горизонтов БВ₈ и БВ₁₀ характеризуются сравнительно низким давлением насыщения, которое меньше первоначального пластового в два раза.

Газонасыщенность пластовых нефтей по глубинным пробам составляет 104 – 107 м³/м³. Вязкость их в пластовых условиях практически равна 1,7 мПа·с.

Пластовые воды продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения относятся к хлоркальциевому типу с высоким содержанием ионов кальция и относительно низким содержанием гидрокарбонатов.

Для целей поддержания пластового давления на месторождении используют поверхностные воды, что привело к формированию нестабильных вод. В результате чего на подземном и наземном оборудовании и в системах подготовки нефти наблюдается отложение карбонатных солей.

Таблица 3 - Физико-химические свойства пластовой нефти и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	АВ ₁	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₇	БВ ₈ ⁰	БВ ₈ ¹⁻²	БВ ₈ ³	БВ ₁₀ ⁰	БВ ₁₀ ¹⁻²	ЮВ ₁
Плотность при 20°C, кг/м ³	853	842	854	853	884	872	842	846	842	842	842	855
Вязкость при 20°C, МПа·с	8,3	5,6	7,5	7,5	18,2	10,3	5,3	5,8	5,6	4,6	4,6	7,3
Газовый фактор, м ³ /т	68,2	64,4	81,9	68,7	55,8	-	70,5	70,5	70,5	71,2	71,2	69,8
Давление насыщения, МПа	10,3	8,4	10,7	11,6	13,3	-	10,1	10,3	10,6	10,4	10,2	10,4
Содержание, %:												
Серы	1,4	1	1,2	1,1	1,3	-	1,2	1	1	1	1	0,9
Смол	5,5	4,8	5,3	6	6,8	3,8	4,9	5,3	5,3	4,4	4,4	6,7
Асфальтенов	1	1,7	1,7	2	2,8	1,7	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5	1,9
Парафина	-	-	3,8	4	1,9	2,7	4,6	3,6	3,6	3,5	3,5	3,1
Начало кипения, °С	65	57	63	52	75	86	55	55	55	52	52	84
Фракционный состав, %, до °С:100	6	5,5	6	7,5	3,5	1	7	7	7	7	7	2
200	28	29,5	28	28,5	21,5	25	31	30,5	30,5	31,5	31,5	28
300	50	50,5	49,5	50	43,5	45	54	52	52	54	54	52

Таблица 4 - Свойства и компонентный состав газа

Наименование	АВ ₁	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈ ⁰	БВ ₈ ¹⁻²	БВ ₈ ³	БВ ₁₀	ЮВ ₁
Относительная плотность	0,84	0,93	0,87	0,86	0,756	0,94	0,93	0,92	0,91	0,89
Молекулярная масса	20	22	20,6	20,6	18,2	22	22	22	21,9	21,3
Диоксида углерода	0,14	0,17	0,18	0,19	1,28	0,28	0,36	0,3	0,31	0,62
Азота	1,01	1,25	1,06	0,88	0,23	1,22	1,66	1,4	1,61	2,31
Метана	85,8	82,9	83,8	84,6	93,4	77,8	77,1	78,5	78,7	80,1
Этана	3,4	4,19	3,69	3,67	1,24	5,7	6,67	5,64	6,17	5,69
Пропана	5,03	6,14	6,22	5,81	1,46	9,37	8,77	8,5	7,75	6,53

Таблица 5 - Свойства и состав воды по пластам

Параметр	АВ ₁	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₇	БВ ₈	БВ ₁₀	ЮВ ₁
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	1004	1008	1009	1009	1018	1004	997
Общая минерализация, г/л	19,3	25,0	25,6	22,9	27,4	29	26,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	0,51	0,51	0,51	0,52	0,44	0,43	0,4
Газосодержание, м ³ /т	2,22	2,12	2,14	2,1	2,43	2,44	2,43

Основные выводы:

Следует отметить слабую изученность пластовых флюидов по месторождению в целом. Выбранные при подсчете запасов параметры недостаточно полно обоснованы материалами изучения продукции скважин соседних месторождений Нижневартовского района.

С целью повышения надежности прогнозируемых технико-экономических показателей разработки необходимо предусмотреть первоочередной комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению отбора, исследования глубинных проб и повышения достоверности исходных параметров продукции скважин.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Анализ показателей разработки Самотлорского месторождения

На 01.01.2016 г. в пределах анализируемого участка в эксплуатации находятся одиннадцать объектов разработки – АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₈, БВ₁₀, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁. Разрабатываемые объекты находятся на разных стадиях разработки

Объект АВ₁¹⁻². Система разработки обращенная семиточечная с расстоянием между скважинами от 400 до 600м.

Объект АВ₁³. Система разработки рядная с тремя и пятью эксплуатационными рядами с переходом на блочно- замкнутую.

Объект АВ₂₋₃. Система разработки рядная с тремя и пятью рядами эксплуатационных скважин, которая в процессе эксплуатации трансформирована в блоковую. Для отсечения газовой шапки организовано барьерное заводнение на подгазовую зону в виде двух кольцевых рядов нагнетательных скважин: внутреннего и внешнего. Для интенсификации системы заводнения в низкопродуктивных зонах предусмотрены очаговые скважины.

Объект АВ₄₋₅. Система разработки рядная с тремя и пятью эксплуатационными рядами с переходом на блочно- замкнутую.

Объект АВ₆₋₈. Объект АВ₆₋₈. относится к разряду малых, зависимых объектов. На объекте не существует чёткой упорядоченной системы расположения скважин. Пополнение фонда скважин осуществляется исключительно за счёт переводов с других объектов. Систему воздействия на пласты объекта можно охарактеризовать как очагово-избирательную.

Объект БВ₀₋₄. Объект относится к разряду малых, зависимых объектов. Разработка ведётся на естественном упруговодонапорном режиме, без поддержания пластового давления.

Объект БВ₇. Объект относится к разряду малых, зависимых объектов. Разработка осуществляется одной добывающей скважиной

Объект БВ₈. Система разработки объекта блоковая трех– и пятирядная, в зонах низкой продуктивности БВ₈⁰ и БВ₈³ – площадная семиточечная, усиленная очагово-избирательным заводнением.

Объект БВ₁₀. Система разработки блоковая с тремя и пятью эксплуатационными рядами, трансформировавшаяся в дальнейшем в однорядную систему, усиленную очаговыми скважинами. В зоне пласта БВ₁₀⁰ реализована площадная семиточечная система.

Объект БВ₁₆₋₂₂. Система разработки блоковая трехрядная.

Объект ЮВ₁. Система разработки – блоковая трехрядная с элементами семиточечной, приконтурное заводнение с переходом на очагово-избирательную. На отдельных залежах предусмотрен естественный режим.

С начала разработки по Самотлорскому месторождению на 01.01.2016 г. добыто 1396 млн. т нефти, что составляет 76,3 % от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,402. Накопленная добыча жидкости составила 6123 млн. т. жидкости, накопленная закачка – 7112 млн. м³. На рисунке 6 показана динамика показателей разработки анализируемого участка.

Максимальные годовые отборы нефти были достигнуты в 1979-1981 гг. – 85 – 86 млн.т./год при обводненности продукции 21 – 36 %, продолжительность разработки на стадии максимальных отборов нефти, когда добыча нефти не отличалась от максимальной более чем на 10 %, составила шесть лет. На конец 1981 года накопленная добыча нефти составила 67 млн.т. или 50 % от накопленной добычи за всю историю разработки. Максимальные годовые отборы жидкости – на уровне 280 - 291 млн. т - получены в 1988-1990 гг. К этому же периоду относятся и максимальные годовые объемы закачки воды – порядка 355 млн. м³.

В дальнейшем в динамике фактических технологических показателей до 1993 г. наблюдалось прогрессирующее снижение годовых отборов нефти при резком росте обводненности продукции. Темпы падения годовой добычи нефти ежегодно увеличивались и в 1992 г. достигли максимальной величины за всю историю – 28,6 % в год, при этом обводненность возросла до 92,3 %.

Начиная с 1993 г. можно говорить о стабилизации добычи, и даже некотором ее росте начиная с 2001 года, что связано с активным разбуриванием Усть-Вахской и Мыхпайской площадей, проведением геолого-технологических мероприятий, работой по выводу скважин из бездействующего фонда. Обводненность в этот период сначала снизилась с 94,7 % до 92,2 % (2005 г.), в последующие года выросла до 94,1 % на 01.01.2016 г.

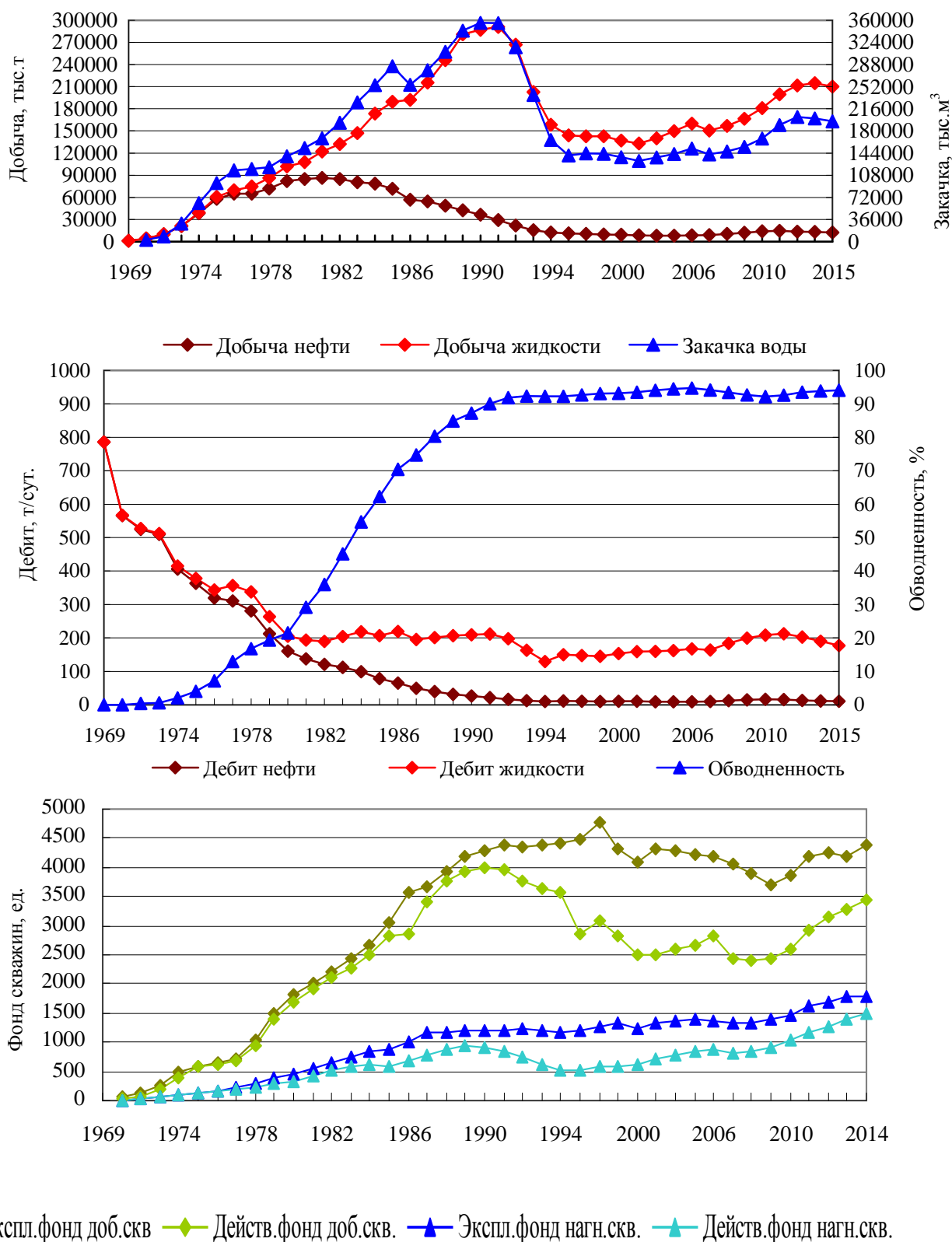


Рисунок 6 - Динамика показателей разработки анализируемого участка

Наибольшее количество новых скважин введено на ЮВ₁ (19 скважин), годовая добыча нефти по ним составила 84,2 тыс. т (37,9 % от всей добычи по новым скважинам). Максимальные дебиты нефти получены из новых скважин пластов АВ₄₋₅ – 41,0 т/сут; и ЮВ₁ – 32,0 т/сут.

На месторождении принимаются активные меры по выводу скважин из неработающего фонда. Часть скважин используется в эксплуатации на том же объекте разработки, на котором велась эксплуатация, после проведения ремонтных работ и геолого-технологических мероприятий. Скважины, выполнившие свое проектное назначение на основном объекте разработки, а также скважины, которые не могут эксплуатироваться на данном объекте в связи с техническим состоянием, используются на других объектах. При этом кроме повышения эффективности использования пробуренного фонда, частично решаются задачи по оптимизации плотности сетки скважин и повышению интенсивности отбора из низко продуктивной части возвратного пласта, т.е. вовлечению в разработку слабодренлируемых запасов нефти. Всего за счет возвратных скважин добыто 1076,4 тыс. т нефти (9 % от годовой добычи), средний дебит нефти составил 11,9 т/сут, жидкости – 77,6 т/сут, обводненность – 84,7 %. Наибольшая добыча получена из возвратных скважин АВ₁¹⁻² – 3783 тыс. т (35 % от всей добычи по возвратным скважинам). Средний дебит возвратных скважин по нефти за 2015 год составил 11,9 т/сут, по жидкости – 35,8 т/сут, средняя обводненность равна 72,7 %.

Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки представлено на рисунке 7 (в группу «остальные» отнесены мелкие объекты разработки, вносящие небольшой вклад в общие запасы месторождения – АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁). Самым крупным на месторождении является объект БВ₈, на долю которого приходится 35 % начальных извлекаемых запасов месторождения в пределах деятельности.

Два эксплуатационных объекта группы пластов АВ (АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅) содержат 15% и 23 % соответственно суммарных НИЗ месторождения. Объект АВ₁¹⁻² содержит 9 % суммарных НИЗ. На долю каждого из остальных объектов разработки приходится менее 10 % начальных извлекаемых запасов. Начальные извлекаемые запасы – 1 829 886,0 тыс. т.

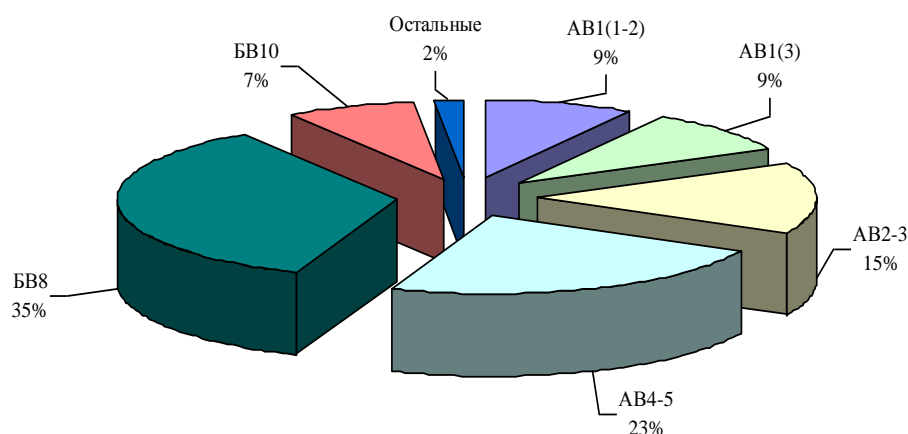


Рисунок 7 - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

В 2015 г. наряду с объектом БВ₈ (3,6 млн. т годовой добычи – 29 %) значительную роль в отборах продолжает играть объект АВ₁¹⁻², который за счет интенсивного бурения, перевода скважин с нижележащих объектов и проведения ГРП, в прошедшем году отобрал 21 % годовой добычи нефти – 2,7 млн. т (при накопленном отборе 1,4 %). При этом на АВ₁¹⁻² отмечена наименьшая обводненность по сравнению с другими основными объектами разработки (77 %). Текущая обводненность по всем крупным объектам достаточно высокая, независимо от текущего коэффициента нефтеизвлечения и степени выработки запасов, наибольшая обводненность (>90 %) отмечена на объектах АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈. Среди небольших объектов разработки обводненность выше 90 % имеют объекты АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, и БВ₇.

Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам разработки приведено на рисунке 8.

В 2015 году закачено 195 млн. м³ при отборе жидкости 210 млн. т, средняя приемистость нагнетательных скважин составила 385 м³/сут. Текущая компенсация – 91,3 % (в предыдущем году – 91,5 %), накопленная компенсация – 106,6 %. Остаточные извлекаемые запасы – 433 640, 0 тыс. т.

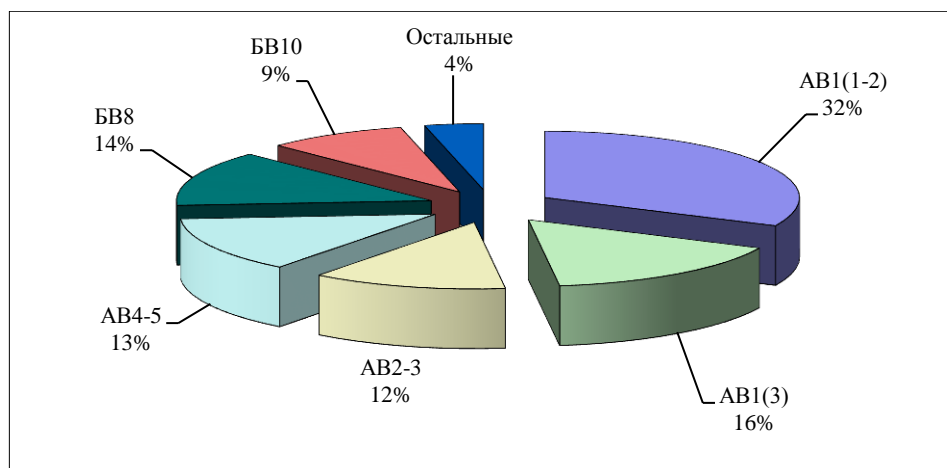


Рисунок 8 - Распределение остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

2.2 Анализ показателей работы фонда скважин Самотлорского месторождения

По состоянию на 01.01.2016 г. общий фонд Самотлорского месторождения в пределах анализируемого участка составляет 8038 скважин: в добывающем фонде числится 5706 скважин, в нагнетательном фонде – 2245 скважин, в фонде газовых скважин - 28 скважин, водозаборный фонд – 33 скважины, поглощающий фонд – 26 скважин. Характеристика фонда приведена на рисунках 8-10, по объектам разработки - в таблице 6.

Таблица 6- Характеристика фонда скважин анализируемого участка

	Характеристика фонда скважин	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₈	БВ ₀₋₄	БВ ₇ ¹
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	1338	1137	1749	1161	39	25	1
	Эксплуатационный фонд	1184	908	1320	819	29	22	1
	в т.ч. действующие	1072	676	940	538	20	20	1
	из них фонтанные	13	6	10	5	0	0	0
	ЭЦН	859	544	777	428	18	17	1
	ШГН	159	105	91	24	1	1	0
	Стр	39	12	0	0	0	0	0
	Газлифт	2	9	62	81	1	2	0
	в бездействии	112	232	380	281	9	2	0
	В консервации	42	35	103	56	1	0	0
Наблюдательные	7	3	22	19	2	1	0	
Пьезометрические	62	69	86	75	2	1	0	
Ликвидированные и в ожидании ликвидации	43	122	218	192	5	1	0	
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд	338	552	715	484	12	0	1
	Эксплуатационный фонд	320	457	566	375	11	0	0
	в т.ч. действующие	291	352	434	300	10	0	0
	в бездействии	29	105	132	75	1	0	0
	в освоении	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	2	1	0	0	0
Пьезометрические	5	8	8	3	0	0	0	
Ликвидированные и в ожидании ликвидации	13	87	139	105	1	0	1	
Фонд газовых скважин	Общий фонд	23	27	3				
	Эксплуатационный фонд	0	0	0				
	в т.ч. действующие	0	0	0				
	в бездействии	0	0	0				
	в освоении	0	0	0				
Наблюдательные	0	0	0					
Ликвидированные	23	27	3					
Фонд поглощающих скважин	Общий фонд							
	Эксплуатационный фонд							
	в т.ч. действующие							
	в бездействии							
в освоении								
Ликвидированные								
Фонд водозаборных скважин	Общий фонд				3	2	3	
	Эксплуатационный фонд				2	1	3	
	в т.ч. действующие				2	1	3	
	в бездействии				0	0	0	
	в освоении				0	0	0	
В консервации				1	1	0		
Ликвидированные				0	0	0		

Продолжение таблицы 6

	Характеристика фонда скважин	БВ₈	БВ₁₀	БВ₁₆₋₂₂	ЮВ₁	Прочие	Всего
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	901	383	6	88	51	5706
	Эксплуатационный фонд	685	295	6	69	2	4391
	в т.ч. действующие	555	239	6	51	0	3450
	из них фонтанные	0	1	0	0	0	33
	ЭЦН	507	227	3	50	0	2780
	ШГН	22	5	2	1	0	295
	Стр	0	1	0	0	0	48
	Газлифт	26	5	1	0	0	158
	в бездействии	130	56	0	18	2	941
	В консервации	22	5	0	2	0	244
Наблюдательные	1	0	0	2	0	43	
Пьезометрические	25	4	0	1	0	275	
Ликвидированные и в ожидании ликвидации	168	79	0	14	49	753	
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд	476	214	1	46	7	2245
	Эксплуатационный фонд	355	163	1	46	0	1797
	в т.ч. действующие	317	134	1	41	0	1479
	в бездействии	38	29	0	5	0	318
	в освоении	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	0	0	3
Пьезометрические	5	0	0	0	0	22	
Ликвидированные и в ожидании ликвидации	116	51	0	0	7	423	
Фонд газовых скважин	Общий фонд						28
	Эксплуатационный фонд						0
	в т.ч. действующие						0
	в бездействии						0
в освоении						0	
Наблюдательные						0	
Ликвидированные						28	
Фонд поглощающих скважин	Общий фонд	3				23	26
	Эксплуатационный фонд	3				0	3
	в т.ч. действующие	3				0	3
	в бездействии	0				0	0
	в освоении	0				0	0
Ликвидированные	0				23	23	
Фонд водозаборных скважин	Общий фонд					26	33
	Эксплуатационный фонд					0	5
	в т.ч. действующие					0	5
	в бездействии					0	0
	в освоении					0	0
В консервации					0	2	
Ликвидированные					26	26	

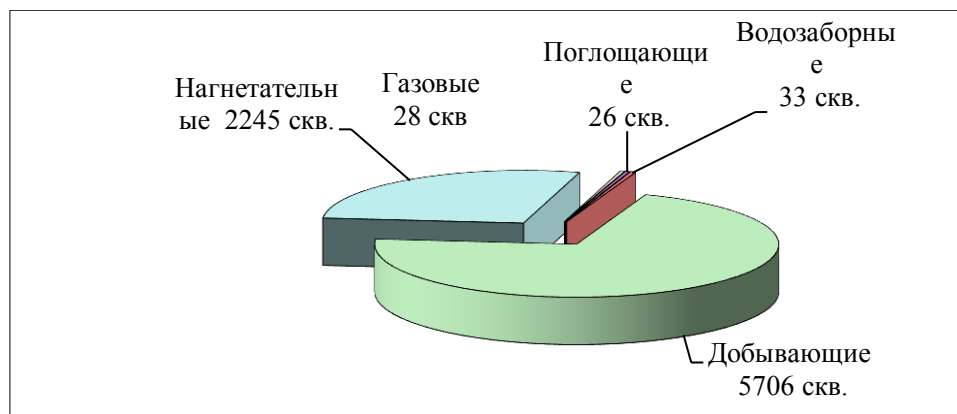


Рисунок 8 - Характеристика пробуренного фонда скважин анализируемого участка

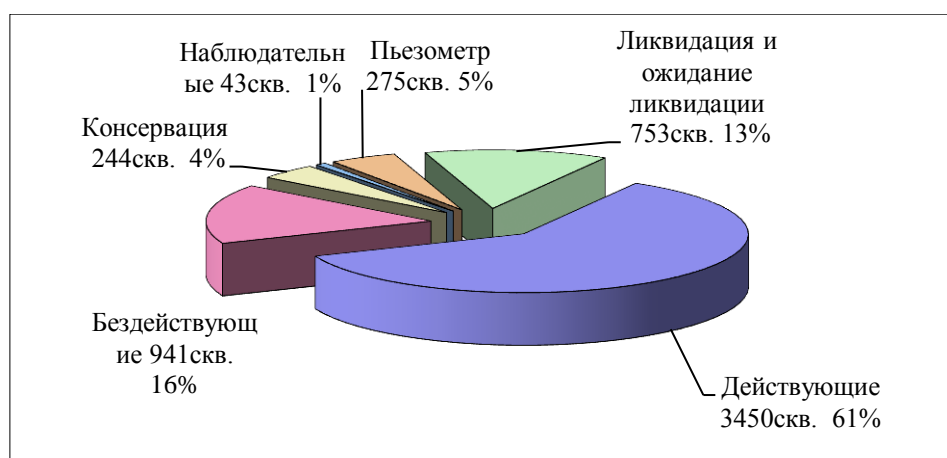


Рисунок 9 - Распределение добывающего фонда анализируемого участка по категориям

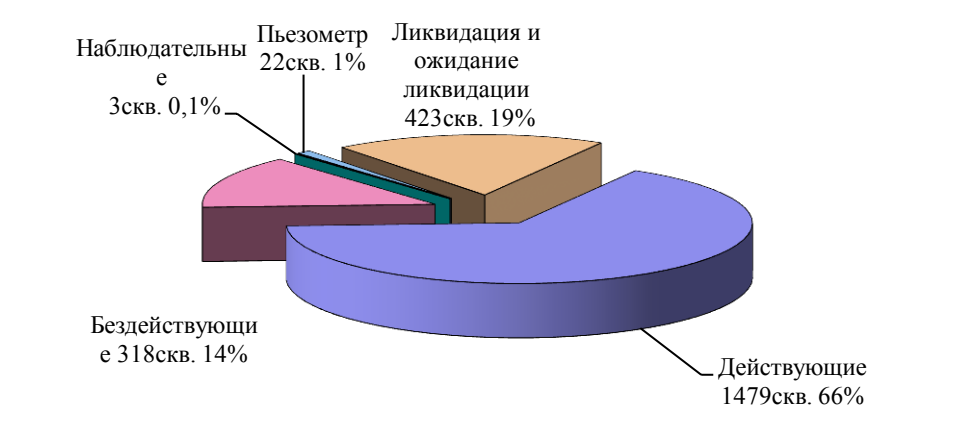


Рисунок 10 - Распределение нагнетательного фонда анализируемого участка по категориям

Действующий добывающий фонд на 01.01.2016 г. составляет 3450 скважин (60 % от общего фонда и 79 % от эксплуатационного). Коэффициент использования добывающих скважин за 2015 г. - 0,74 (0,72 в 2014 г.).

Всего под закачку в 2014 г. введено 99 скважин и на 2015 г. действующий фонд нагнетательных скважин составил 1479 единиц (66 % от общего фонда и 82 % от эксплуатационного). На рисунке 11 приведено распределение действующего добывающего и нагнетательного фонда скважин по объектам разработки.

Как видно, максимальный действующий фонд добывающих скважин принадлежит объекту АВ₁¹⁻² – 1072 скважин, далее объекту АВ₂₋₃ – 940 скважин, по объектам АВ₁³, АВ₄₋₅ и БВ₈ действующий фонд превышает 500 единиц, по объекту БВ₁₀ – 239 единиц. Остальные объекты характеризуются небольшим фондом – до 60 скважин.

Максимальный действующий фонд нагнетательных скважин принадлежит объекту АВ₂₋₃ и составляет 434 единиц. Действующий фонд нагнетательных скважин объектов АВ₁³, АВ₄₋₅, БВ₈ близок друг к другу и составляет от 300- до 352 единиц, действующий фонд объекта АВ₁¹⁻² составил 291 скважину, объекта БВ₁₀ – 134 скважин, объекта ЮВ₁ – 41 скважину.

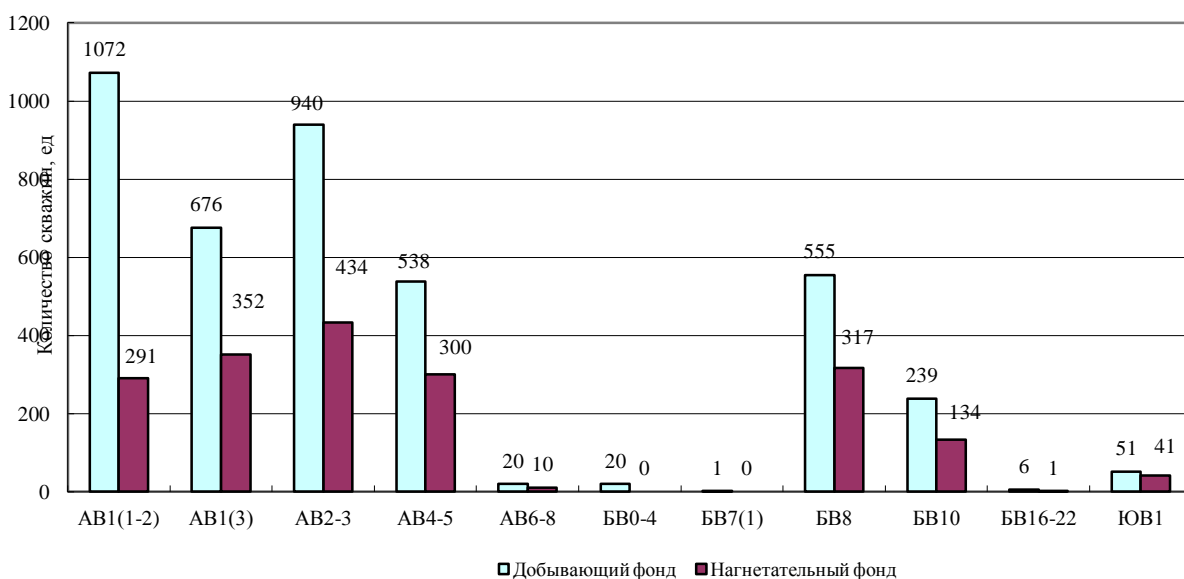


Рисунок 11 - Распределение действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин на 2014 г. по объектам разработки анализируемого участка

В поглощающем фонде находится 26 скважин, три из них находятся в действующем фонде и 23 скважины ликвидировано.

Все скважины месторождения эксплуатируются с содержанием воды в продукции, средняя обводненность за 2015 г. равна 94,1 %.

Распределение действующего фонда скважин по объектам и обводненности на 2015 г. (таблице 7) качественно повторяет распределение пластов по добыче воды и обводненности. Наибольшее количество

добывающих скважин, имеющих обводненность более 98 %, эксплуатируются на объектах БВ₈ (172 скважины), АВ₄₋₅ (147 скважин) и АВ₂₋₃ (130 скважин). Что касается низкообводненных скважин (обводненность менее 20 %), то наибольшим количеством характеризуются объекты АВ_{1¹⁻²} (62 скважины) и БВ₈ (23 скважины).

Таблица 7 - Распределение действующего фонда скважин анализируемого участка по обводненности

Объект	Обводненность, %							Всего скважин
	0-10	10-20	20-50	50-70	70-90	90-98	98-100	
АВ _{1¹⁻²}	23	39	149	217	390	227	27	1072
АВ _{1³}	3	7	44	74	211	266	71	676
АВ ₂₋₃	13	2	51	87	259	398	130	940
АВ ₄₋₅	8	2	28	34	86	233	147	538
АВ ₆₋₈	0	0	1	3	7	6	3	20
БВ ₀₋₄	0	0	1	2	2	10	5	20
БВ ₇	0	0	0	0	0	1	0	1
БВ ₈	13	10	53	30	60	217	172	555
БВ ₁₀	1	3	16	25	66	107	21	239
БВ ₁₆₋₂₂	0	0	1	2	2	1	0	6
ЮВ ₁	2	9	15	7	8	10	0	51

Средний дебит нефти за 2015 год составил 10,5 т/сут, жидкости – 177,1 т/сут. П почти треть скважин (1296 скважин – 37 %) является низкопродуктивной – дебит нефти составляет менее 5 т/сут, более половины действующего фонда эксплуатируется с дебитами от 5 до 20 т/сут – 1757 скважин (51 %). Доля высокопроизводительных скважин (дебит нефти более 50 т/сут) составляет 1 % - 36 скважин.

Высокодебитными (дебит по жидкости более 100 т/сут) являются 34 % действующего фонда (1170 скважин), более половины (208 скважин – 60 %) эксплуатируются с дебитами в диапазоне от 10 до 10 т/сут, доля низкодебитных скважин (дебит ниже 10 т/сут) составляет 6 % (196 скважин).

Больше трети скважин (35 % действующего фонда – 1220 единиц) работает с обводненностью выше 90 %, 14 % (474 скважины) работают обводненностью более 98 %. С обводненностью ниже 50 % эксплуатируется 447 скважин (13 %).

Таблица 8- Распределение действующего фонда скважи анализируемого участка по обводненности ,по дебитам нефти

Объект	Дебит нефти, т/сут						Всего скважин
	0-5	5-10	10-20	20-50	50-100	>100	
АВ ₁ ¹⁻²	537	307	170	55	3	0	1072
АВ ₁ ³	480	129	48	19	0	0	676
АВ ₂₋₃	555	238	106	38	3	0	940
АВ ₄₋₅	254	130	89	60	5	0	538
АВ ₆₋₈	10	7	1	2	0	0	20
БВ ₀₋₄	9	6	4	1	0	0	20
БВ ₇ ¹	1	0	0	0	0	0	1
БВ ₈	109	148	169	115	12	2	555
БВ ₁₀	73	66	59	34	7	0	239
БВ ₁₆₋₂₂	3	1	2	0	0	0	6
ЮВ ₁	4	11	12	21	1	2	51

В настоящее время практически весь фонд эксплуатируется механизированным способом, фонтанным способом эксплуатируется всего 34 скважины (1% фонда). Распределение действующего фонда по применяемому оборудованию представлено на рисунке 12.

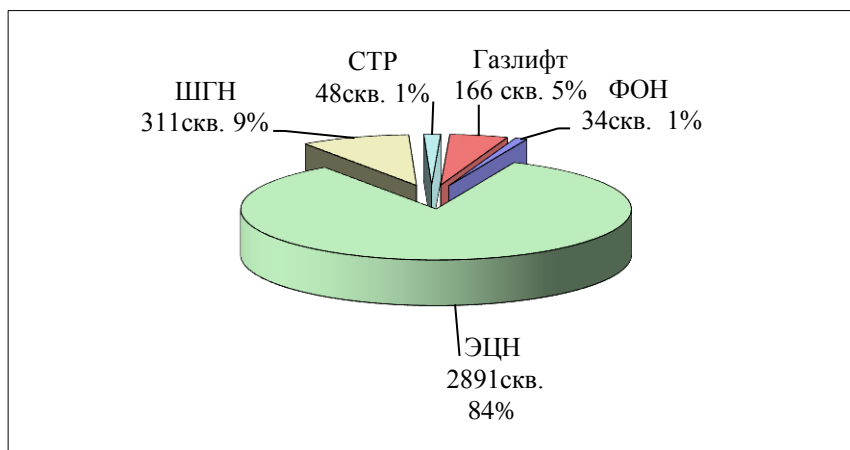


Рисунок 12- Распределение действующего фонда анализируемого участка

Основные выводы:

- В 2015 г. на Самотлорском месторождении в пределах анализируемого участка наблюдается снижение годовых отборов нефти на фоне увеличения действующего фонда скважин и росте обводненности. Снижение добычи нефти по сравнению с 2014 годом, связанное с обводнением скважин и истощением запасов, составило 764 тыс. т (- 6 %).
- С начала разработки из продуктивных пластов отобрано 1396 млн. т нефти,

что составляет 76,3 % от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,402.

- За 2015 год добыто 12,5 млн. т нефти, 210 млн. т жидкости. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 0,7 %, от текущих извлекаемых запасов – 2,5 %.

- Средний дебит скважин по нефти за 2015 год составил 10,5 т/сут, по жидкости – 177,1 т/сут, средняя обводненность равна 94,1 %.

- Накопленная закачка - 7111 млн. м³ при накопленном отборе жидкости 6123 млн. т. В 2014 г. закачано 195 млн. м³, средняя приемистость нагнетательных скважин - 385,3 м³/сут.

- Действующий добывающий фонд вырос с 3295 скважин в 2014 г. до 3450 скважин. Действующий нагнетательный фонд вырос с 1386 до 1479 единиц.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Определение технологической эффективности мероприятий по ОПЗ скважин выполненных по объектам Самотлорского месторождения

Всего по анализируемому участку в 2015 году было проведено 235 скважино-операций по кислотной обработке призабойной зоны (рисунок 13), из которых 56 операций проводились сразу на двух объектах, и пять операций сразу на трех объектах разработки.

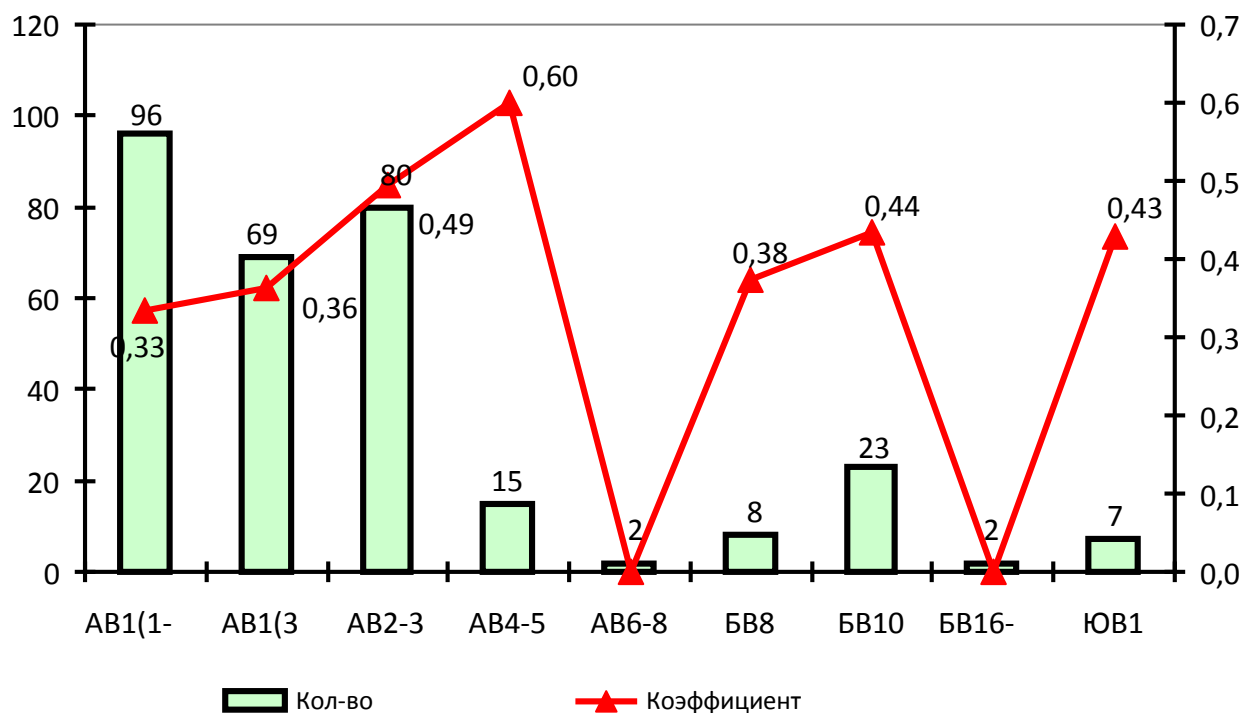


Рисунок 13 - Распределение количества операций ОПЗ и коэффициента успешности по объектам разработки анализируемого участка

Согласно критериям экономической эффективности мероприятия, кислотная обработка призабойной зоны скважины оценивалась успешной, если ее проведение приводило к дополнительной добыче нефти в 700 т.

На рисунке 14 представлено распределение дополнительной добычи нефти (тыс. т), полученной в результате проведения ГТМ в 2015 году по объектам разработки.

Проведение данного комплекса мероприятий позволило дополнительно добыть 100 тыс. тонн нефти, наибольший вклад в дополнительную добычу нефти внесли объекты АВ₂₋₃ и АВ₁¹⁻², на которые приходится более половины дополнительной добычи – 29,6 тыс. т и 28,1 тыс. т соответственно или 57,7 % от общей дополнительной добычи.

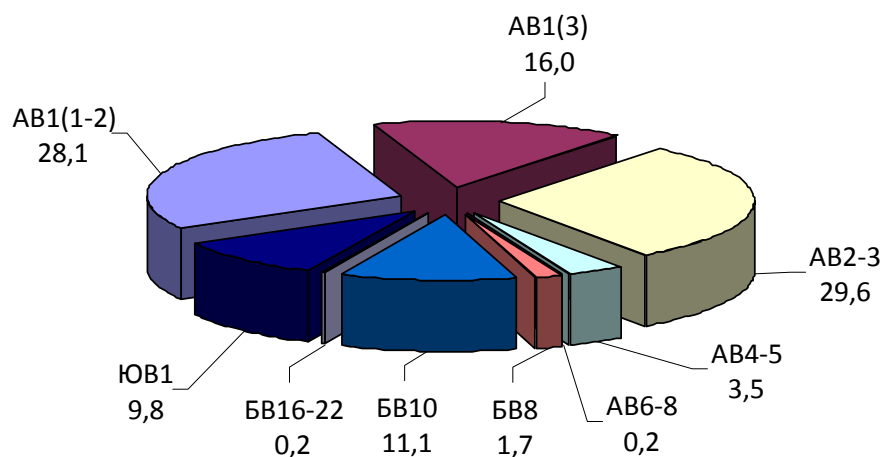


Рисунок 14 - Распределение дополнительной добычи нефти (тыс.т) по объектам разработки анализируемого участка

На рисунке 15 представлено распределение удельной дополнительной добычи нефти (тыс.т/скв) по объектам разработки. Согласно полученным результатам наибольшие значения удельной дополнительной добычи нефти на одну скважину – 1393,3 и 481,6 т/скв., получены в результате проведения ОПЗ на объектах ЮВ₁ и BV₁₀ соответственно. В среднем по всем объектам разработки удельная дополнительная добыча составила 425,5 т нефти на одну скважино-операцию.

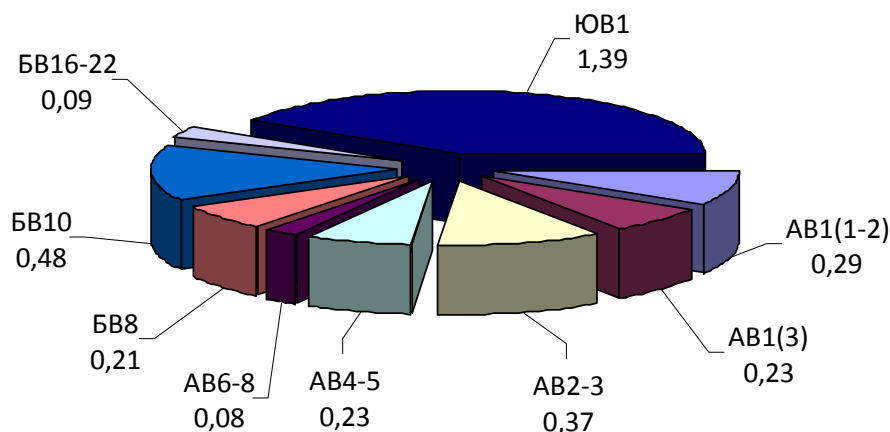


Рисунок 15 - Распределение удельной дополнительной добычи нефти (тыс.т) по объектам разработки анализируемого участка

Как показано на рисунке 16 продолжительность эффекта по объектам разработки после проведения ГТМ варьируется от 3,6 (объект BV₁₆₋₂₂) до 8,6 месяцев (объект AV₆₋₈), и в среднем составляет 5,3 месяца. Среднегодовой прирост дебита нефти по объектам изменяется от 0,29 т/сут. (объект AV₆₋₈) до 7,1 т/сут. (объект ЮВ₁) и в среднем составляет 2,6 т/сут.

В таблице 9 представлены сводные показатели эффективности применения ОПЗ для ЦДО СНГ по объектам разработки.

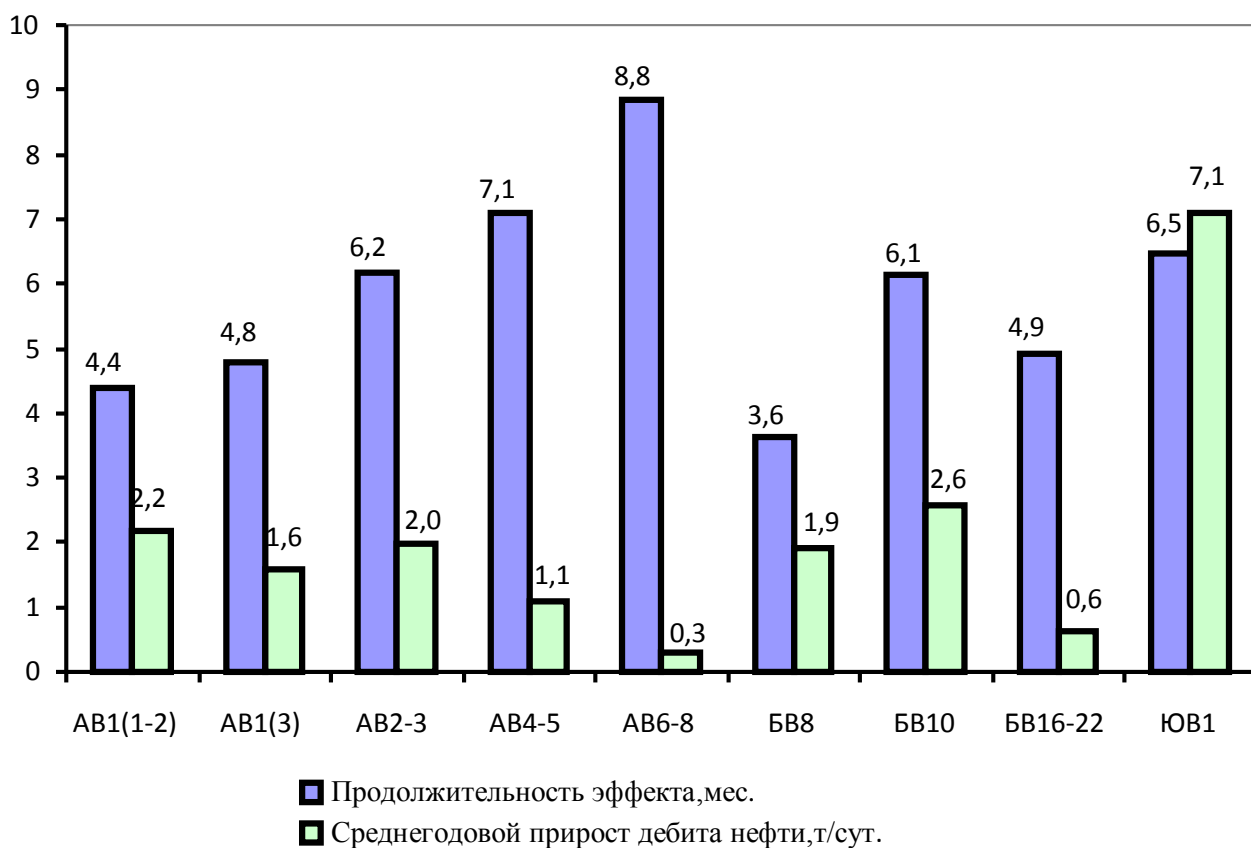


Рисунок 16 - Продолжительность эффекта и среднегодовой прирост дебита нефти (т/сут.) по объектам разработки анализируемого участка

Таблица 9 - Параметры проведения ОПЗ по скважинам объектов разработки анализируемого участка

Объект	Кол-во	Среднегод. прирост нефти т/сут	Доп. добыча нефти тыс. т	Удельн. доп. добыча нефти, тыс. т/скв.	Коэффициент успешности, %
АВ ₁ ¹⁻²	96	2,9	28,1	292,4	0,33
АВ ₁ ³	69	1,59	16,0	231,3	0,36
АВ ₂₋₃	79	1,98	29,6	375,5	0,49
АВ ₄₋₅	15	1,08	3,5	231,8	0,6
АВ ₆₋₈	2	0,29	0,16	79,1	0,0
БВ ₈	8	1,93	1,7	211,8	0,38
БВ ₁₀	23	2,58	11,1	481,6	0,44
БВ ₁₆₋₂₂	2	0,61	0,2	91,5	0,0
ЮВ ₁	7	7,08	9,8	1393,3	0,43
ИТОГО	235	2,6	100,2	425,5	0,4

Объект АВ₁¹⁻²

На объекте АВ₁¹⁻² было проведено 96 скважино-операций по ОПЗ. Из них 33 обработки проводились совместно на двух объектах (АВ₁¹⁻², АВ₁³) и четыре совместно на трех объектах (АВ₁¹⁻², АВ₁³ и АВ₂₋₃). Дополнительная добыча нефти от проведения ОПЗ на скважинах объекта АВ₁¹⁻² составила 28,1 тыс. тонн, удельная дополнительная добыча нефти составила 292,4 тонны на одну скважино-операцию. Среднегодовой прирост дебита нефти в результате проведения данных мероприятий составил 2,19 т/сут. Коэффициент успешности мероприятия составил 0,33. Средняя продолжительность эффекта – 4,4 месяца.

Объект АВ₁³

На объекте АВ₁³ было проведено 69 обработок призабойной зоны. Из них 32 мероприятия были проведены совместно с объектом АВ₁¹⁻², 13 обработок совместно с объектом АВ₂₋₃. Кроме того, пять операций ОПЗ проводились одновременно на трех объектах: четыре обработки совместно с АВ₁¹⁻² и АВ₂₋₃, и одна операция совместно с АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅.

Дополнительная добыча нефти составила 16 тыс. т, удельная дополнительная добыча нефти составила 231,3 тонны на одну скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта – 4,8 месяца. Коэффициент успешности мероприятия составил 0,36. Среднегодовой прирост дебита нефти в результате проведения данных мероприятий составил 1,6 т/сут.

Объект АВ₂₋₃

На объекте АВ₂₋₃³ было проведено 79 обработок призабойной зоны. Из них одна операция проводилась совместно с объектами АВ₁³ и АВ₄₋₅. Кроме того, четыре операции было проведено совместно с двумя объектами АВ₁¹⁻² и АВ₁³, четыре операции совместно с объектом АВ₄₋₅ и 13 операций с объектом АВ₁³.

Дополнительная добыча в целом составила 29,6 тысяч тонн, а удельная добыча 375 тонн на одну скважино-операцию. Среднегодовой прирост дебита нефти в результате проведения данного мероприятия составил 2 т/сут. Коэффициент успешности проведения мероприятий составил 0,49. Средняя продолжительность эффекта составляет 6,2 месяца.

Объект АВ₄₋₅

Всего на объекте АВ₄₋₅ было проведено 15 обработок призабойной зоны. Из них девять операций проводилось совместно с объектом АВ₂₋₃ и одна операция совместно с объектом АВ₆₋₈. Кроме того, одна операция была проведена совместно с объектами АВ₁³ и АВ₂₋₃.

Дополнительная добыча составила 3,5 тысячи тонн, а удельная дополнительная добыча 231,8 тонн с одной скважино-операции. Среднегодовой прирост дебита нефти в результате проведения данного мероприятия составил 1,1 т/сут. Средний коэффициент успешности мероприятий составил 0,6. Средняя продолжительность эффекта составляет 7,1 месяца.

Объект АВ₆₋₈

На объекте АВ₆₋₈ было проведено 2 обработки призабойной зоны, одна из которых проводилась совместно с объектом АВ₄₋₅. Дополнительная добыча нефти составила 0,16 тысячи тонн, а удельная дополнительная добыча 79,1 тонн с одной скважины. Среднегодовой прирост дебита нефти в результате проведения данного мероприятия составил 0,29 т/сут. Оба мероприятия признаны неуспешными. Средняя продолжительность эффекта составляет 8,8 месяца.

Объект БВ₈

Всего на объекте БВ₈ было проведено восемь обработок призабойной зоны. Из них одна операция была проведена на пласте БВ₈⁰ и четыре операции на пласте БВ₈¹⁻³. Кроме этого, три операции было проведено одновременно на двух пластах БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³.

В целом по объекту дополнительная добыча составила 1,7 тысячи тонн, со средней удельной дополнительной добычей 211,75 тонн на одну скважину.

Среднегодовой прирост дебита нефти по объекту БВ₈ составляет 1,9 т/сут. Коэффициент успешности в целом по объекту БВ₈ составил 0,37. Средняя продолжительность эффекта – 3,6 месяца.

Объект БВ₁₀

На объекте БВ₁₀ было проведено 23 обработки призабойной зоны. Одна из операций проводилась совместно пластом БВ₁₉. Дополнительная добыча нефти по данным мероприятиям составила 11,1 тыс. т, удельная добыча нефти – 481,6 т/скв. Среднегодовой прирост дебита нефти – 2,6 т/сут. Коэффициент успешности равен 0,43. Средняя продолжительность эффекта – 6,1 месяца.

Объект БВ₁₆₋₁₂

На объекте БВ₁₆₋₁₂ было проведено две обработки призабойной зоны. Одна из ОПЗ проводилась одновременно на два пласта БВ₁₉ и БВ₂₀. Кроме этого, одна из ОПЗ была проведена совместно с объектом БВ₁₀. Удельная добыча нефти составила 91,5 тонн на одну скважину.

Общая дополнительная добыча нефти по двум мероприятиям составила 183 тыс. тонн. Среднегодовой прирост дебита нефти – 0,61 т/сут. Обе обработки призабойной зоны пласта, проведенные на объекте БВ₁₆₋₂₂, признаны неуспешными.

Объект ЮВ₁

На объекте ЮВ₁ было проведено семь обработок призабойной зоны. Ни одна из операций не проводилась совместно с другими объектами.

Дополнительная добыча нефти по данным мероприятиям составила 9,7 тыс. т, удельная доп. добыча нефти – 1393,3 т/скв. Среднегодовой прирост дебита нефти – 7,1 т/сут. Коэффициент успешности равен 0,43. Средняя продолжительность эффекта составила 6,5 месяцев.

3.2. Определение темпов падения основных показателей ОПЗ скважин по объектам разработки Самотлорского месторождения за период 2013 по 01.01.2016 года

В данной части работы использовались показатели по проведенным в период с 2013 по 2015 годы геолого-технологическим мероприятиям по каждому виду ГТМ и объекту разработки в отдельности.

Основной проблемой при определении темпов падения ГТМ является тот факт, что на скважинах после проведения анализируемого вида ГТМ проводилось множество других ГТМ, которые оказывают влияние на поведение дебитов нефти, жидкости и обводненности, тем самым искажая эффект от проведения анализируемого вида ГТМ.

Для более корректной оценки темпов падения ГТМ необходимо разделить эффект от проведения анализируемого ГТМ и эффект от влияния ГТМ проводимых в отчетный период времени после анализируемого вида ГТМ. В связи с этим в данной работе темпы падения основных технологических показателей определялись для двух групп скважин.

К первой относятся скважины, на которых после проведения анализируемого вида ГТМ не проводилось никаких последующих геолого-технологических мероприятий.

Ко второй группе относятся скважины, на которых после проведения анализируемого вида ГТМ проводилось последующие геолого-технологических мероприятия.

Для осредненной оценки темпов падения основных технологических показателей работы скважин, после проведения ГТМ динамика их работы приводится к одной дате. Данная процедура позволяет распознавать общие тенденции изменения основных технологических показателей в «общем ключе».

По приведенным данным рассчитываются интегрированные среднемесячные показатели дебита нефти и жидкости как отношение суммарной добычи нефти по всем скважинам за месяц к количеству дней добычи всех скважин.

Темп падения дебитов нефти и жидкости рассчитывается по следующей формуле:

$$K_i = \frac{q^i_{\text{базовый}} - q^i}{q^i_{\text{базовый}}} \times 100, \% \quad (1)$$

где: K_i – изменение дебита нефти на i -й месяц после проведения ГТМ в процентах

$q^i_{\text{базовый}}$ – базовый фактический или экспоненциальный дебит нефти на i -й месяц после проведения ГТМ

q^i – фактический или экспоненциальный дебит нефти на i -й месяц после проведения ГТМ.

Объект АВ₁¹⁻²

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте АВ₁¹⁻² было проведено 204 мероприятия ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте АВ₁¹⁻² представлена на рисунке 3.5–3.7.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₁¹⁻² из 31 скважины, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, 31 скважина отработала один год, 29 скважин отработали два года, 28 скважин отработали три года.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте АВ₁¹⁻², темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 36,6% и 36,4%, через два года – соответственно 20,1 % и 14,2%. Через три года темпы падения дебита нефти составляют 10,9%, темпы роста дебита жидкости составляют 19,5%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ.

На объекте АВ₁¹⁻² из 71 скважины, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, 63 скважины отработали один год, 58 скважин отработало два года, и только шесть скважин отработали три года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте АВ₁¹⁻² без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 44,7% и 21,3%, через два года - соответственно 15% и 5,5%, через три года - соответственно 20% и 4,7%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₁¹⁻² из 102 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 97 скважин отработало один год, семь скважин отработали два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте АВ₁¹⁻² без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 27% и 5,6%. Через два года после проведения мероприятий ОПЗ без влияния последующих ГТМ темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 22,9% и 4,5%.

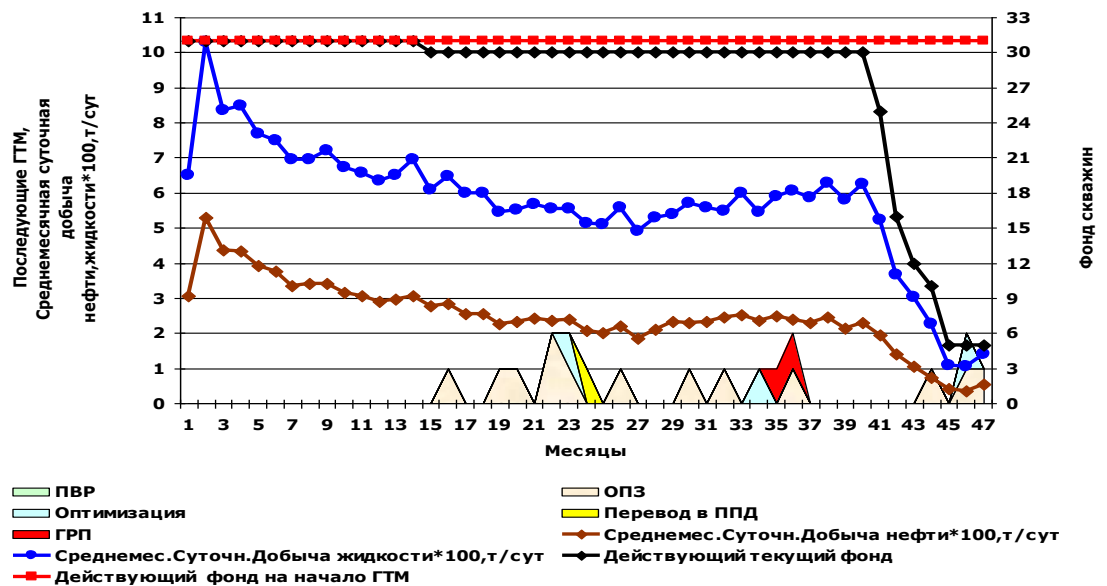


Рисунок 17 - Объект АВ₁¹⁻². Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2012 году по анализируемому участку

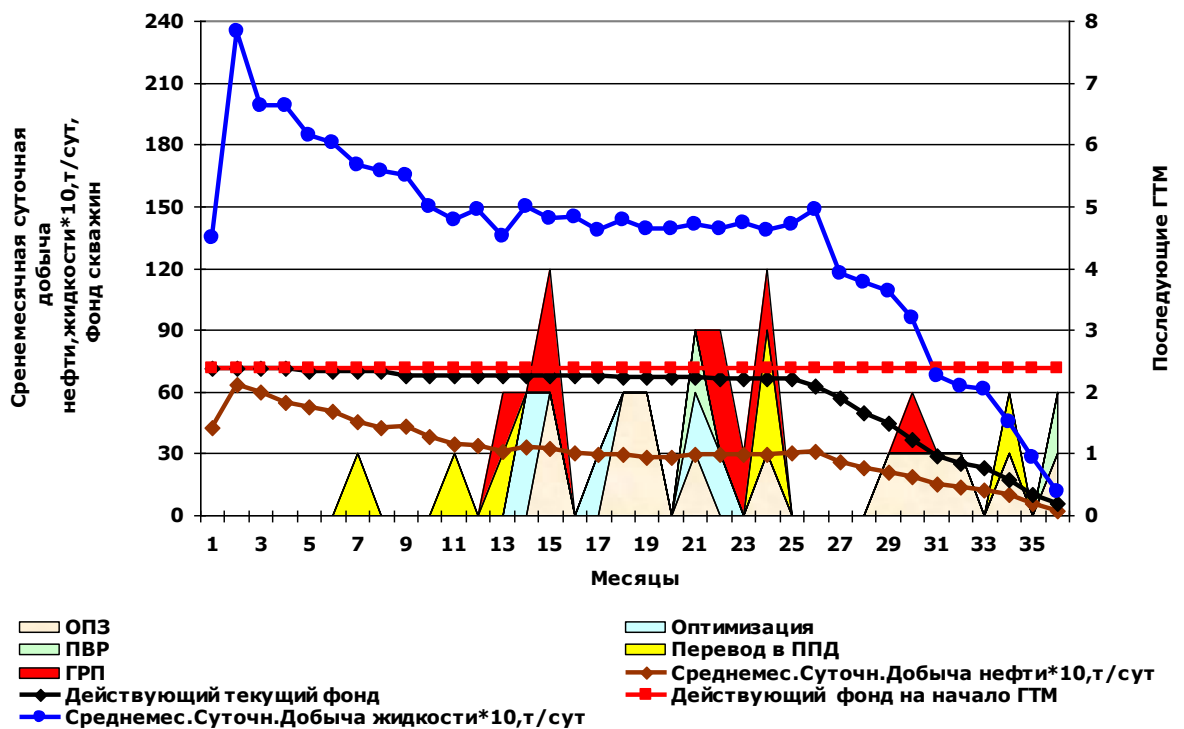


Рисунок 17 - Объект АВ₁¹⁻². Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

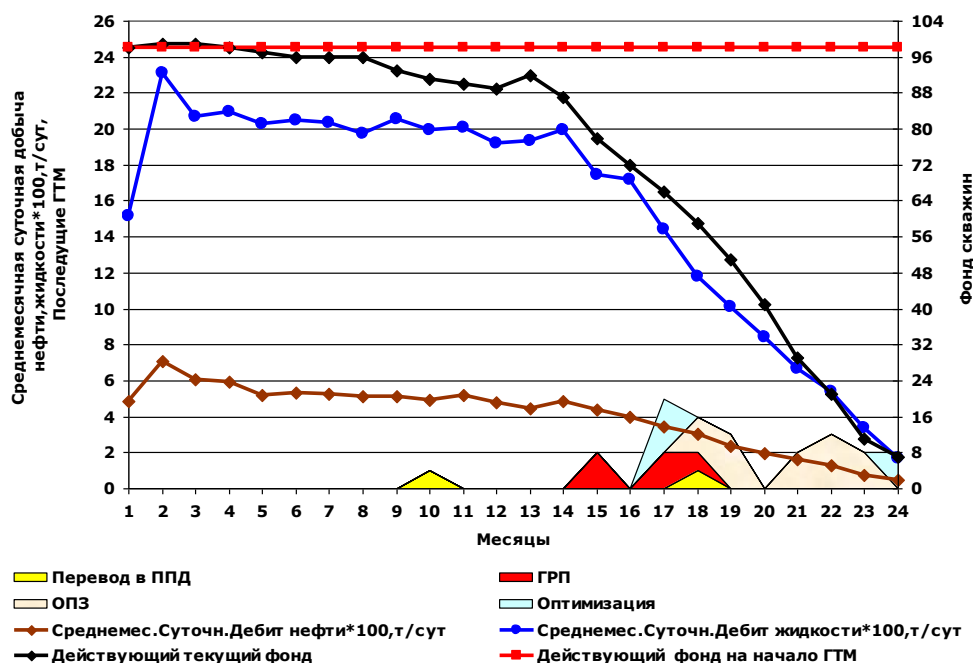


Рисунок 19 - Объект АВ₁¹⁻². Динамика среднесуточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку.

Объект АВ₁³

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте АВ₁³ было проведено 166 мероприятий ОПЗ. Динамика среднесуточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте АВ₁³ в период с 2012 по 2014 гг. представлена на рисунке 20–22.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₁³ из 16 скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, 15 скважин отработали два года, 14 скважин отработали три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте АВ₁³, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 40,5% и 28,5%. Через два года темпы падения дебита нефти составляют 3,2%, темпы роста дебита жидкости составляют 13,3%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₁³ из 53 скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, 45 скважин отработало два года, и только шесть скважин отработали три года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте АВ₁³ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 41,9% и 16,1%, через два года - соответственно 13,5% и 7%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₁³ из 97 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 90 скважин отработало один год, 10 скважин отработали два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте АВ₁³ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 40,1% и 16,8%. Через два года после проведения мероприятий ОПЗ без влияния последующих ГТМ темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 30,7% и 10,3%.

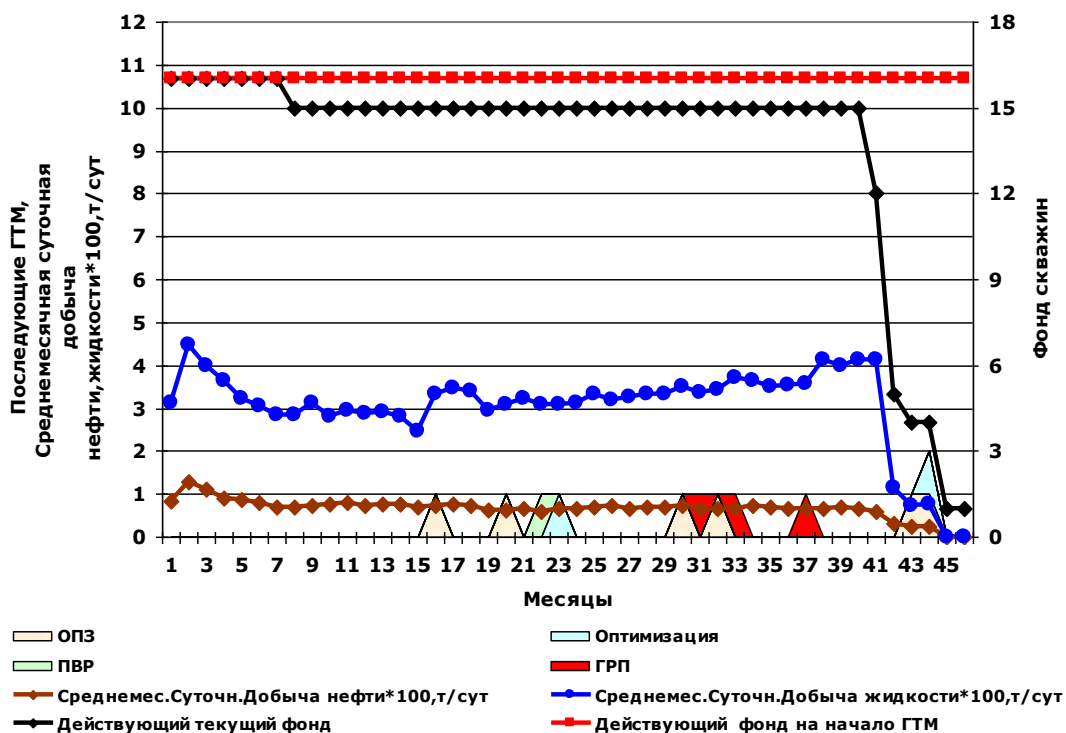


Рисунок 20 - Объект АВ₁³. Динамика среднегомесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку.

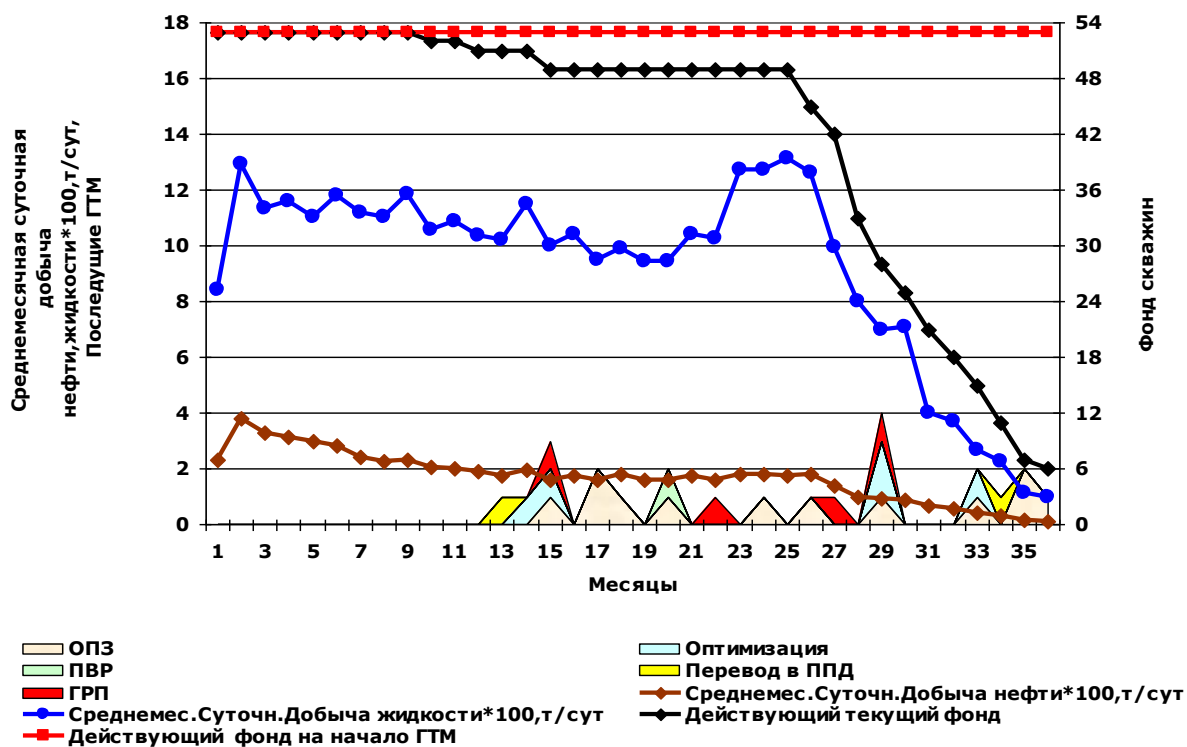


Рисунок 21 - Объект АВ₁³. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

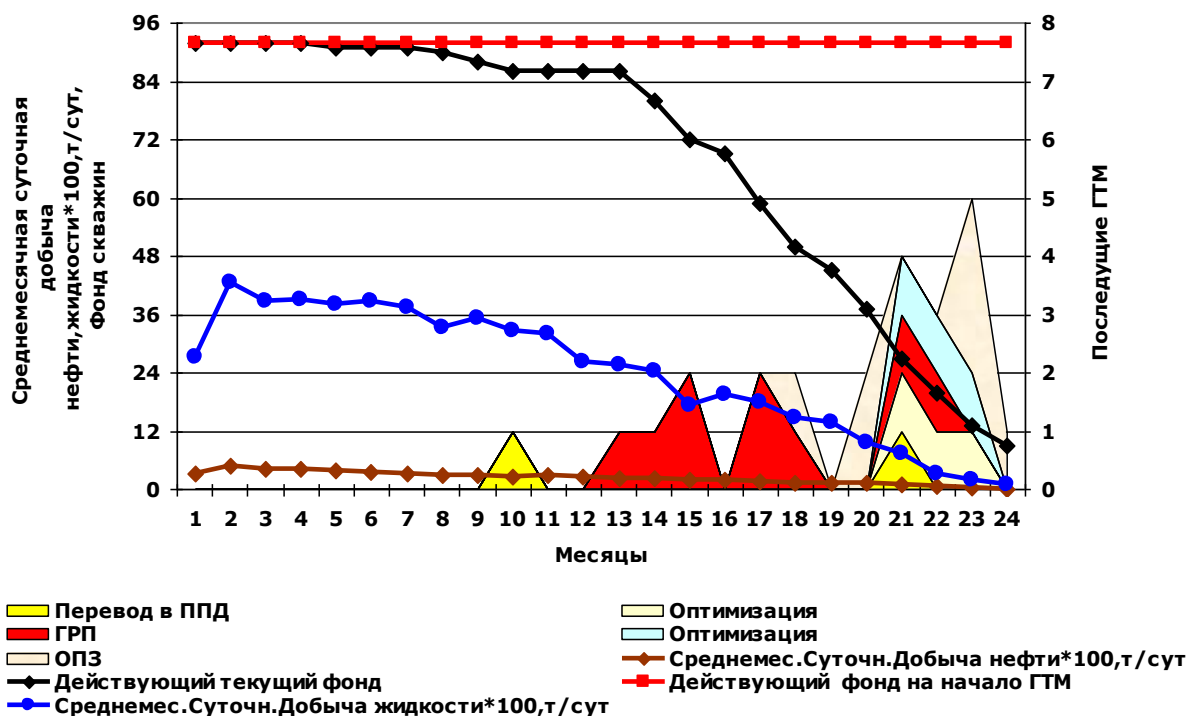


Рисунок 22 - Объект АВ₁³. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку

Объект АВ₂₋₃

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте АВ₂₋₃ было проведено 201 мероприятие ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте АВ₂₋₃ в период с 2013 по 2015 гг. представлена на рисунок 23–25.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₂₋₃ из 26 скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, 25 скважин отработали один год, 23 скважины отработали два года, 22 скважины отработали три года, и лишь одна скважина отработала четыре года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте АВ₂₋₃, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 34% и 26,5%. Через два года – соответственно - 16,6% и 8%, через три года – соответственно 32,9% и 6,6%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₂₋₃ из 68 скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, 62 скважины отработало один год, и только 55 скважин отработали два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте АВ₂₋₃ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 27% и 0%, через два года - соответственно 23,2% и 1,8%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₂₋₃ из 107 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 102 скважины отработало один год, 10 скважин отработали два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте АВ₂₋₃ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 36,4% и 18,6%. Через два года после проведения мероприятий ОПЗ без влияния последующих ГТМ темпы падения дебита нефти за год составляют 47,8%, темпы роста дебита жидкости за год составляют 8,1%.

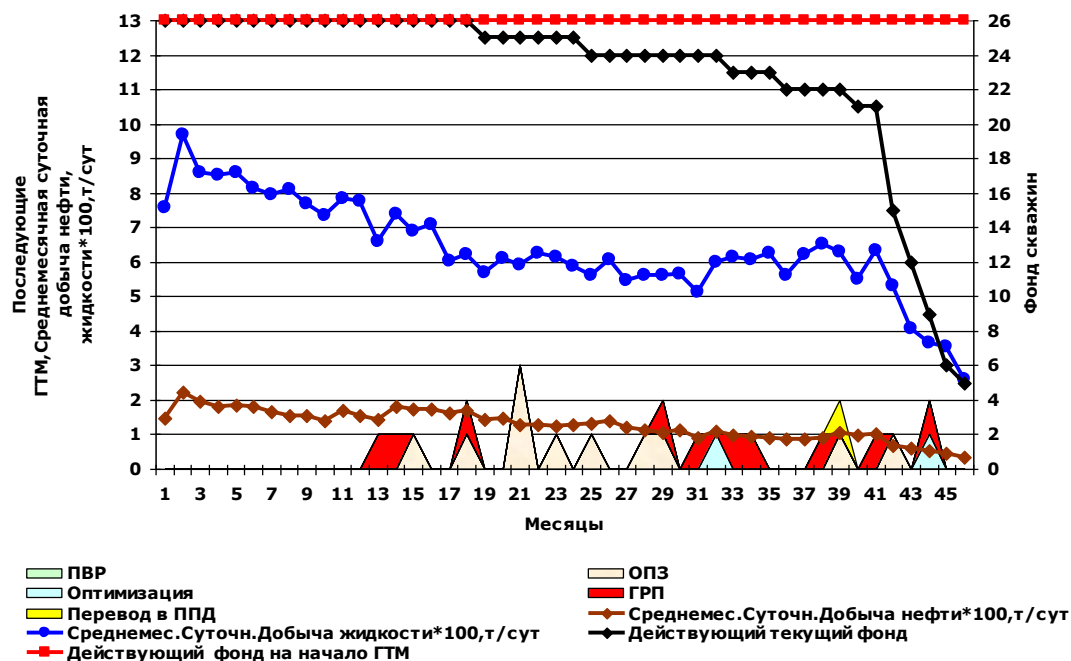


Рисунок 23 - Объект АВ₂₋₃. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

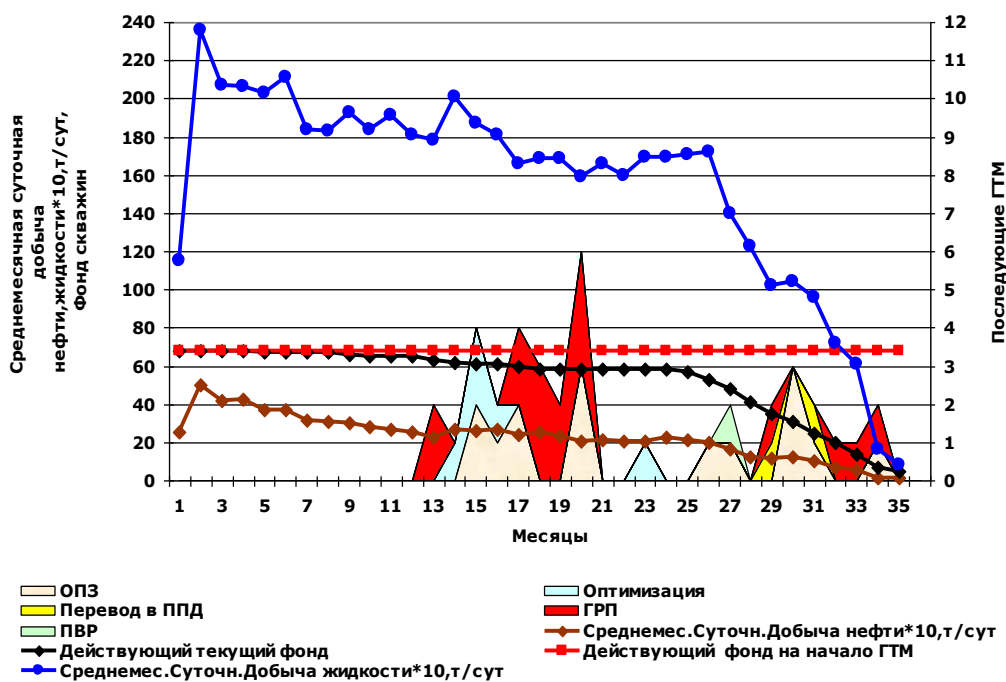


Рисунок 24 - Объект АВ₂₋₃. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

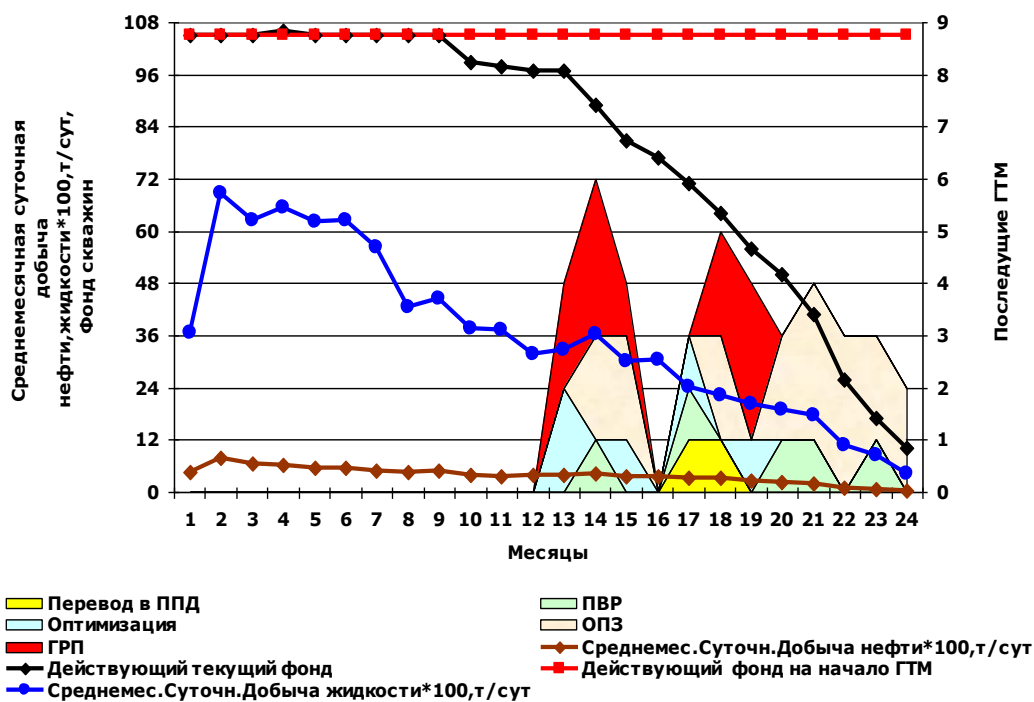


Рисунок 25 - Объект АВ₂₋₃. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году панализируемому участку

Объект АВ₄₋₅

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте АВ₄₋₅ было проведено 66 мероприятий ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте АВ₄₋₅ в период с 2012 по 2014 гг. представлена на рисунке 26-28.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₄₋₅ из четырех скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, две скважины отработали один год, четыре скважины отработали три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте АВ₄₋₅, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 63,1% и 40,9%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ₄₋₅ из 19 скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, одна скважина отработала два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте АВ₄₋₅ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 48,5% и 20%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в

2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте АВ_{4.5} из 43 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 36 скважин отработало один год.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте АВ_{4.5} без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 22,4% и 5,2%.

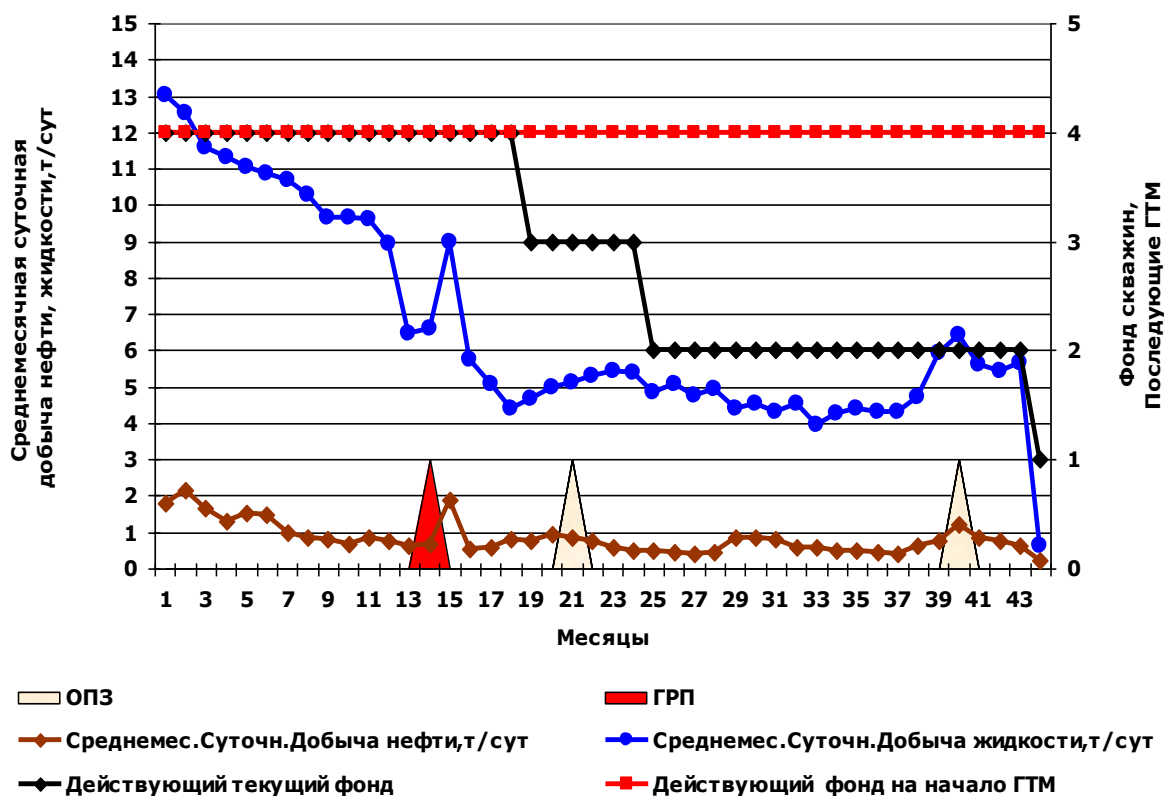


Рисунок 26-Объект АВ_{4.5}. Динамика среднесуточной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

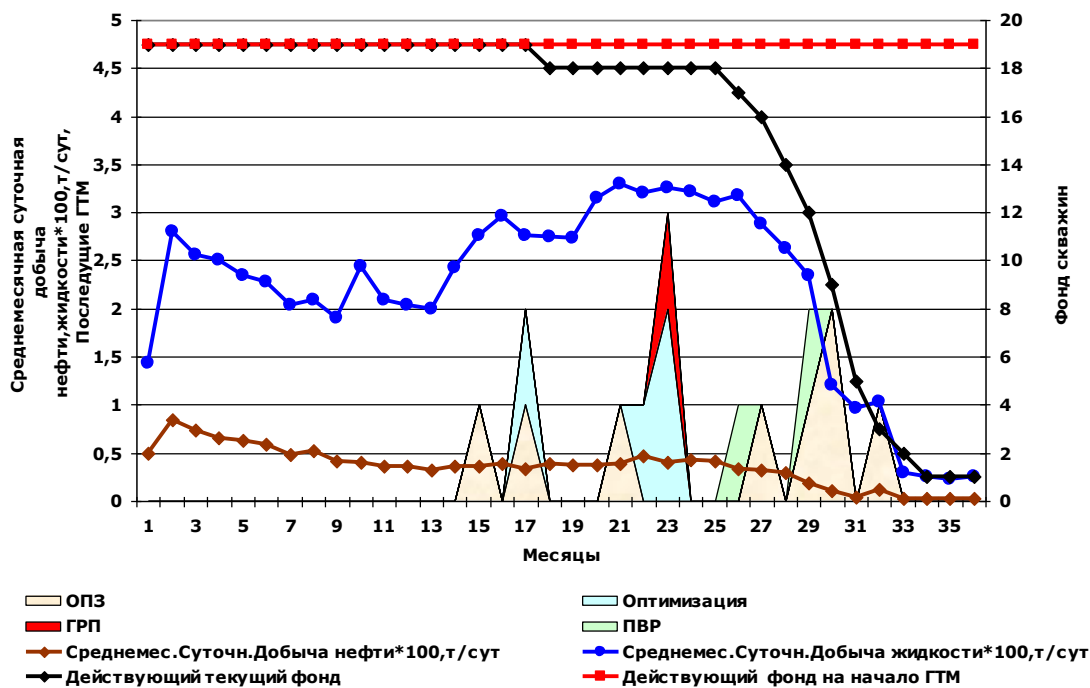


Рисунок 27-Объект АВ_{4.5}. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

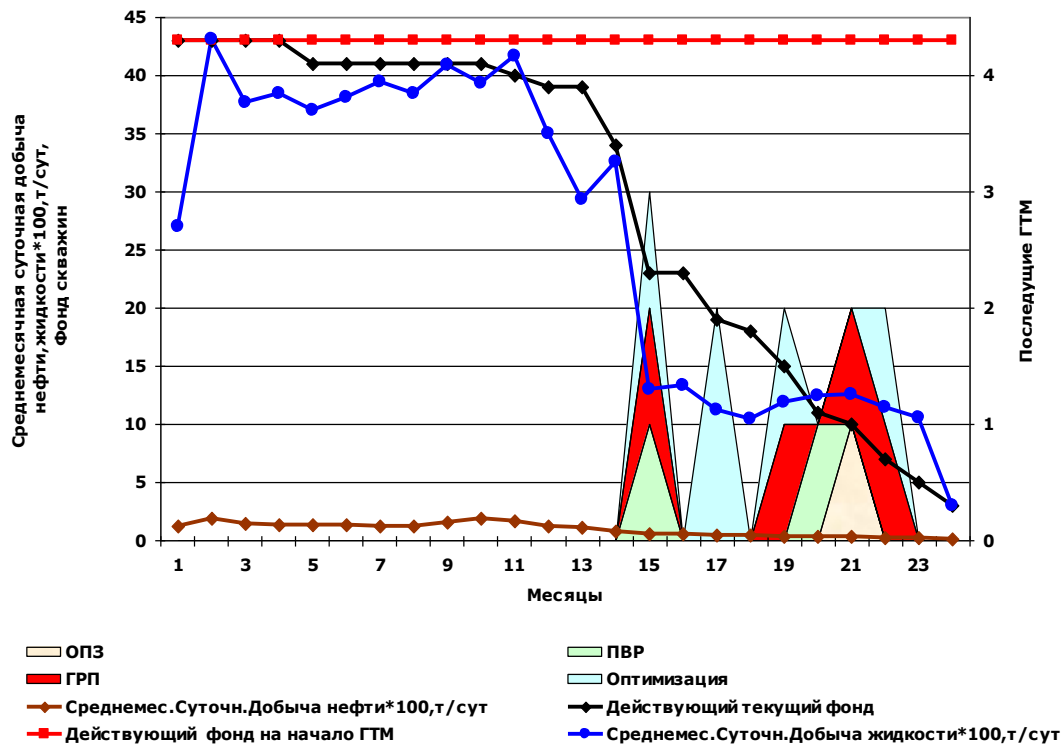


Рисунок 28-Объект АВ_{4.5}. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку

Пласт БВ₈⁰

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на пласте БВ₈⁰ было проведено 23 мероприятия ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на пласте БВ₈⁰ в период с 2012 по 2041 гг. представлена на рисунке 29-31.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈⁰ из двух скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, все скважины отработали три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на пласте БВ₈⁰, темпы роста дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 72,2% и 49,8%. Через два года темпы роста дебита нефти и жидкости составляют соответственно 51,3% и 32,7%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈⁰ из трех скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ только одна скважина отработала два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на пласте БВ₈⁰ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти через год составляют 42,2%, темпы роста дебита жидкости составляют 30,9%. Через два года темпы падения дебита нефти составляют 52,1%, темпы роста дебита жидкости составляют 1%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2015 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈⁰ из 18 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, все скважины отработали один год.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на пласте БВ₈⁰ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости за год составляют соответственно 37,3% и 0,7%.

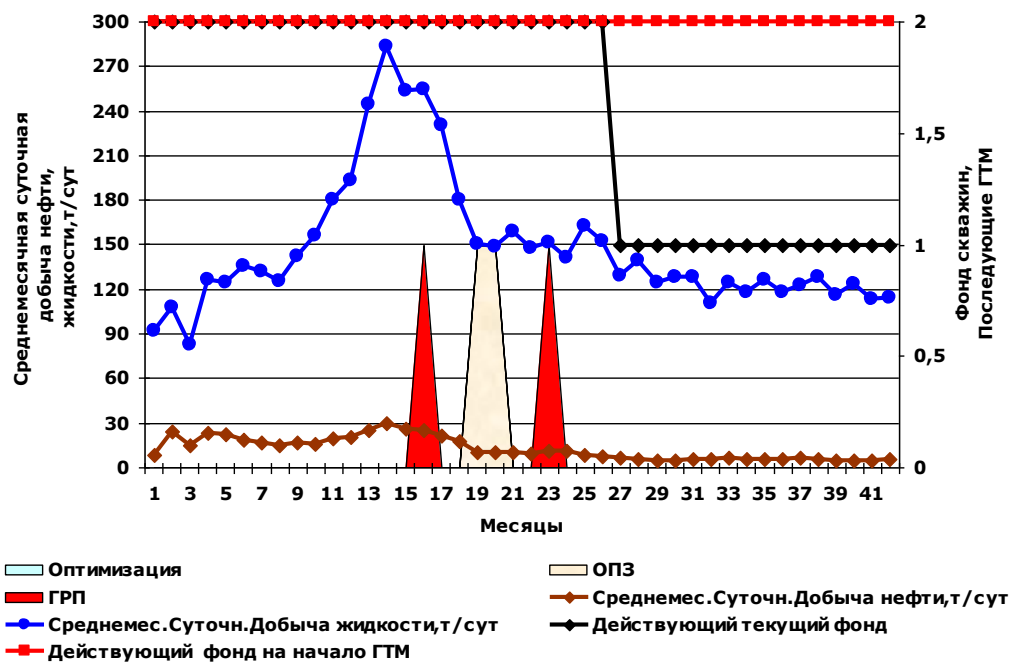


Рисунок 29 - Пласт БВ₈⁰. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

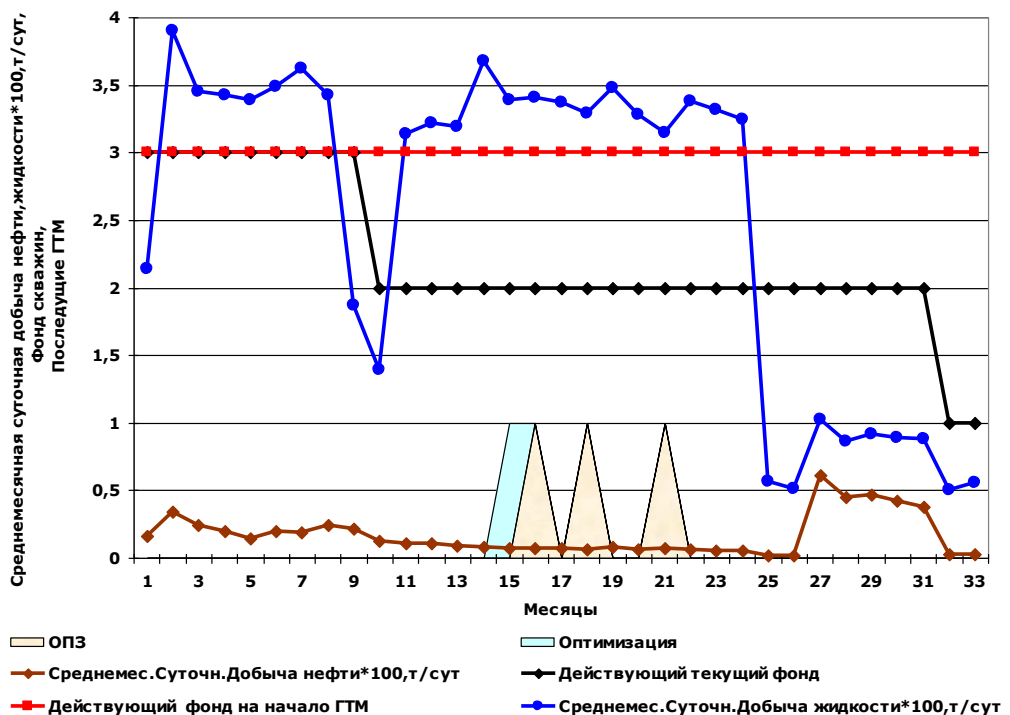


Рисунок 30 - Пласт БВ₈⁰. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

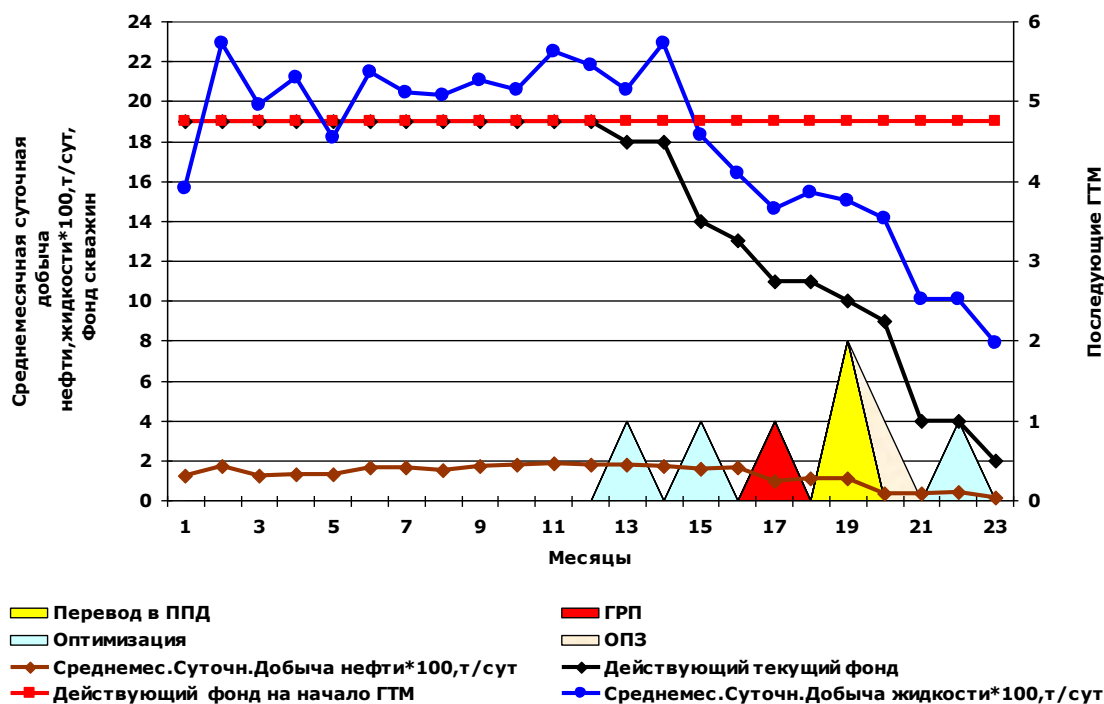


Рисунок 31 - Пласт БВ₈⁰. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку

Пласт БВ₈¹⁻³

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на пласте БВ₈¹⁻³ было проведено 40 мероприятий ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на пласте БВ₈¹⁻³ в период с 2013 по 2016 гг. представлена на рисунке 32 - 34.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈¹⁻³ из шести скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, четыре скважины отработали три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на пласте БВ₈¹⁻³, темпы роста дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 15,2% и 8,3%. Через два года темпы роста дебита нефти и жидкости составляют соответственно 13,6% и 4,9%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈¹⁻³ из восьми скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ только семь скважин отработали два года и более.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на пласте БВ₈¹⁻³ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 47,3% и 28,3%. Через два года темпы падения дебита нефти составляют 33,6%, темпы роста дебита жидкости составляют 2,9%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в

2015 году без влияния последующих ГТМ

На пласте БВ₈¹⁻³ из 26 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 22 скважины отработали один год, две скважины отработали два года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на пласте БВ₈¹⁻³ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти за год составляют 36,8%, темпы роста дебита жидкости составляют 3,7% за год.

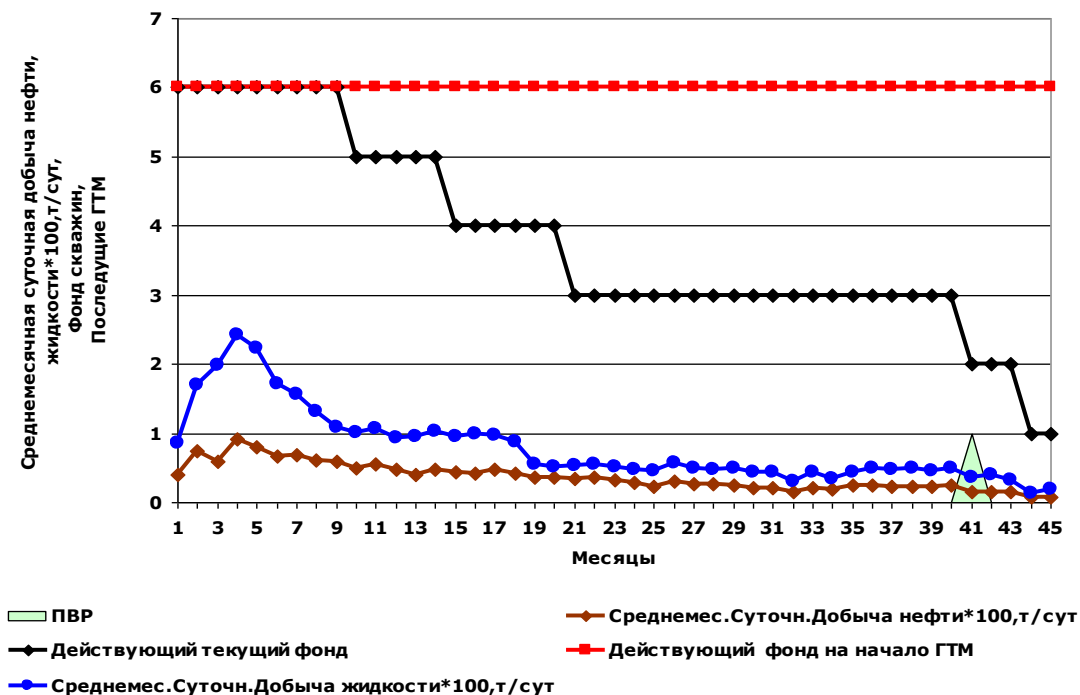


Рисунок 32 - Пласт БВ₈¹⁻³. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

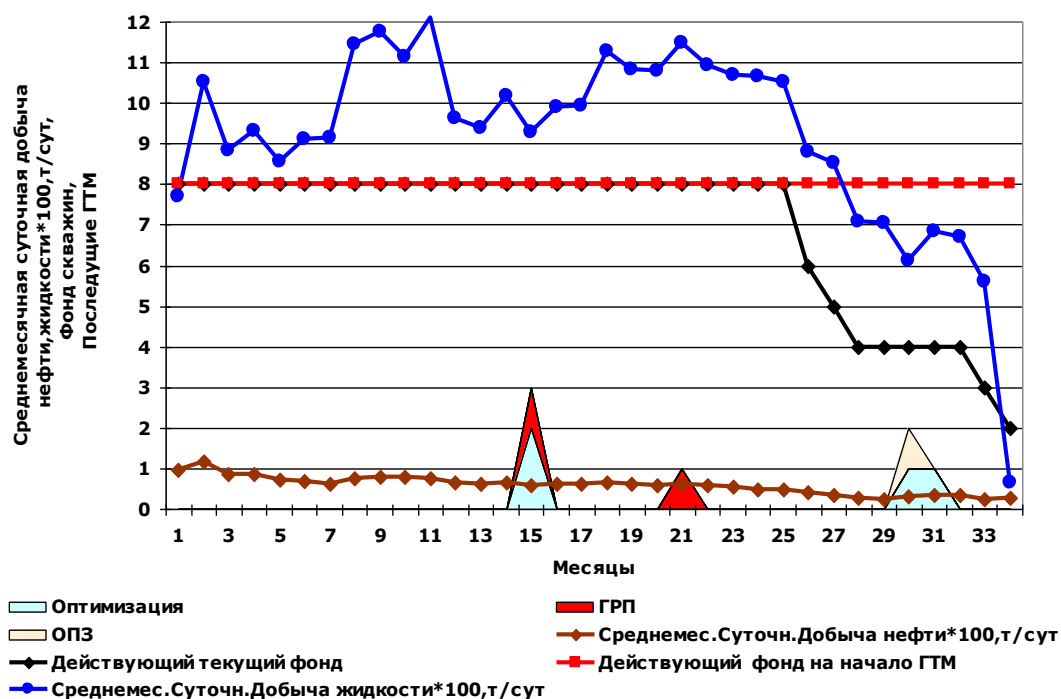


Рисунок 33 - Пласт БВ₈¹⁻³. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

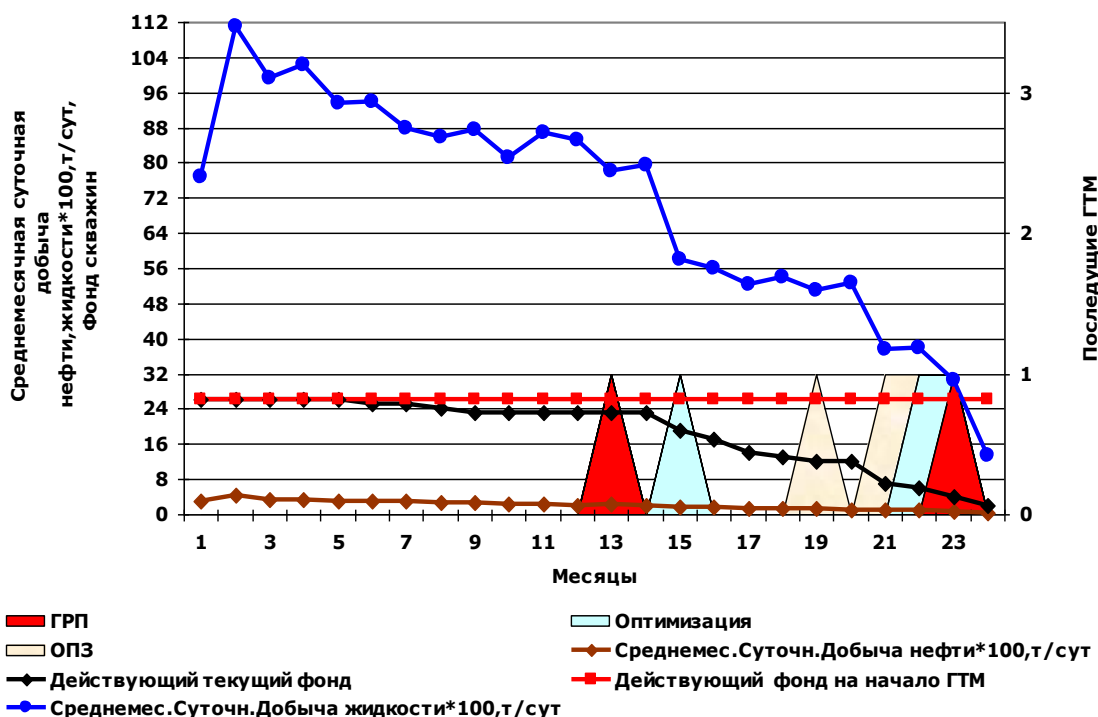


Рисунок 34 - Пласт БВ₈¹⁻³. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку

Объект БВ₁₀

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте БВ₁₀ было проведено 57 мероприятий ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте БВ₁₀ в период с 2013 по 2015 гг. представлена на рисунке 35 - 37.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте БВ₁₀ из 10 скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, девять скважин отработали два года, восемь скважин отработали три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте БВ₁₀, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 22,2% и 10,9%, через два года - соответственно 38,8% и 11,8%, через три года - соответственно 21% и 15,5%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На объекте БВ₁₀ из 21 скважины, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, 19 скважин отработали один год, 17 скважин отработало два года, и две скважины отработало три года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте БВ₁₀ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 43,8% и 23,6%, через два года - соответственно 23,4% и 6,3%, через три года - соответственно 46,5% и 44%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте БВ₁₀ из 26 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 24 скважины отработало один год.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте БВ₁₀ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти за год составляют 24,3%, темпы роста дебита жидкости за год составляют 11,8%.

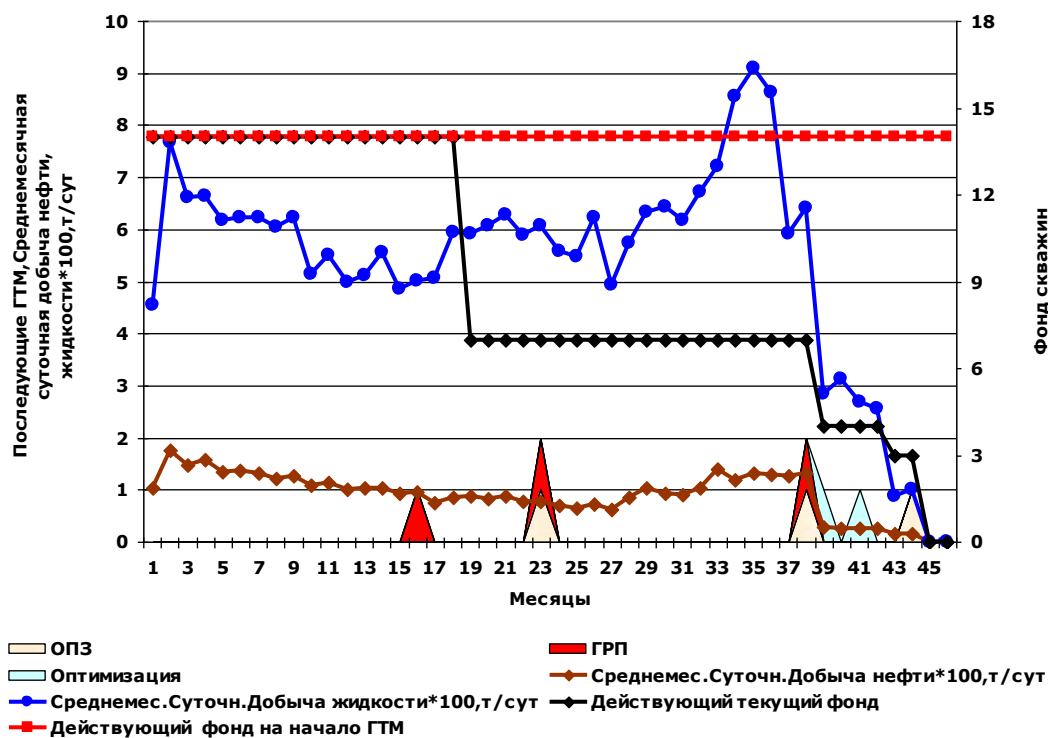


Рисунок 36 - Объект БВ₁₀. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году

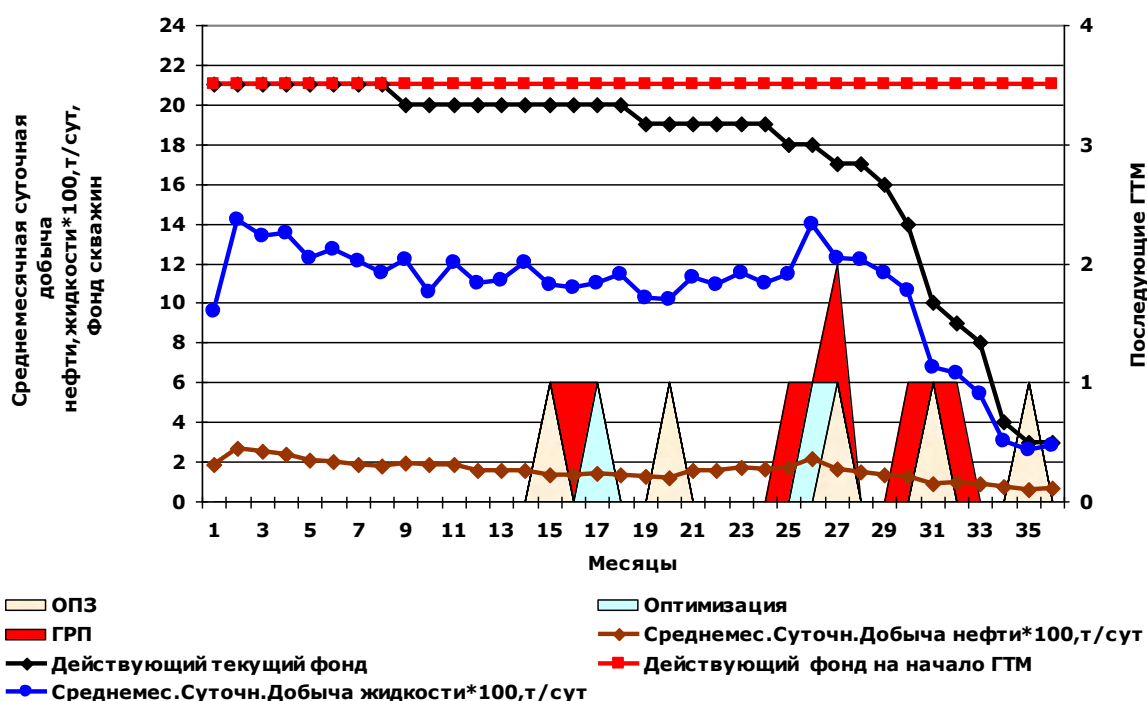


Рисунок 37 - Объект БВ₁₀. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

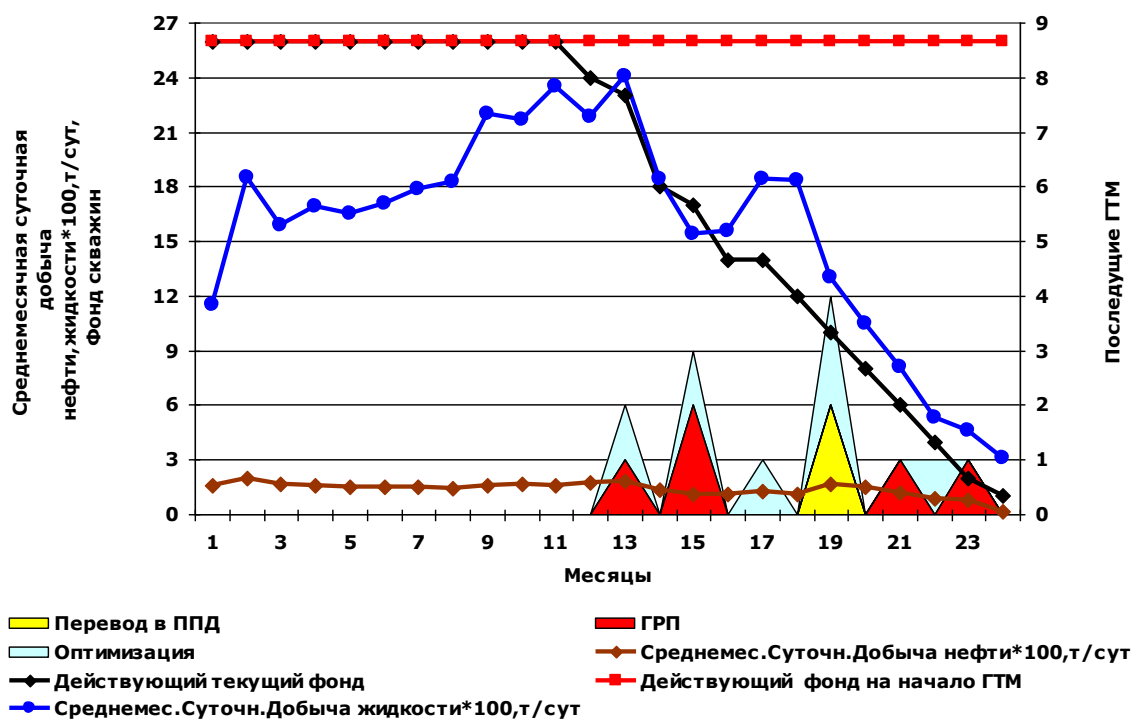


Рисунок 38 - Объект БВ₁₀. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку.

Объект ЮВ₁

Всего в период с 2013 по 2015 год включительно на объекте ЮВ₁ было проведено 18 мероприятий ОПЗ. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных на объекте ЮВ₁ в период с 2013 по 2015 гг. представлена на рисунке 39 - 41.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ

На объекте ЮВ₁ из двух скважин, на которых в 2013 году проводились ОПЗ, одна скважина отработала два года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2013 году без влияния последующих ГТМ на объекте ЮВ₁, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 40,8% и 0,9%, через два года темпы падения дебита нефти составляют 0,9%, темпы роста дебита жидкости составляют 30,5%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в 2014 году без влияния последующих ГТМ

На объекте ЮВ₁ из шести скважин, на которых в 2014 году проводились ОПЗ, две скважины отработали два года.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2014 году на объекте ЮВ₁ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти и жидкости через год составляют соответственно 63,3% и 55,3%.

Темпы падения дебита нефти и жидкости после ОПЗ, проведенных в

2015 году без влияния последующих ГТМ

На объекте ЮВ₁ из 10 скважин, на которых в 2015 году проводились ОПЗ, 9 скважин отработало один год.

Для мероприятий ОПЗ, проведенных в 2015 году на объекте ЮВ₁ без влияния последующих ГТМ, темпы падения дебита нефти за год составляют 49,9%, темпы роста дебита жидкости за год составляют 25%.

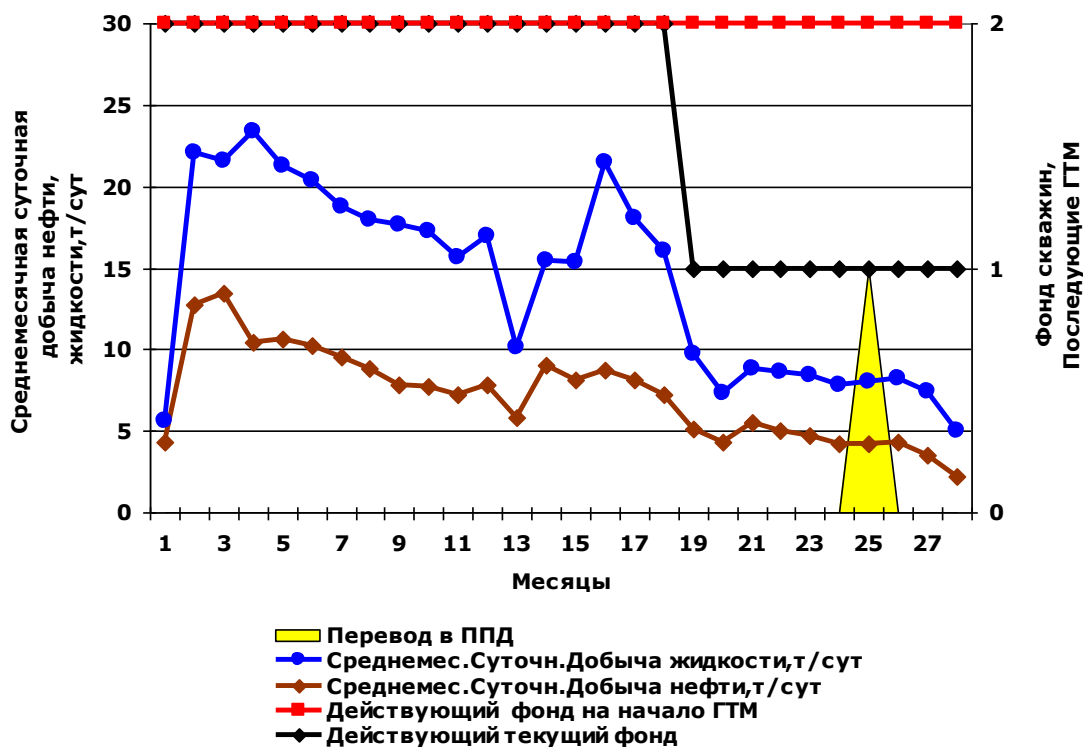


Рисунок 39 - Объект ЮВ₁. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2013 году по анализируемому участку

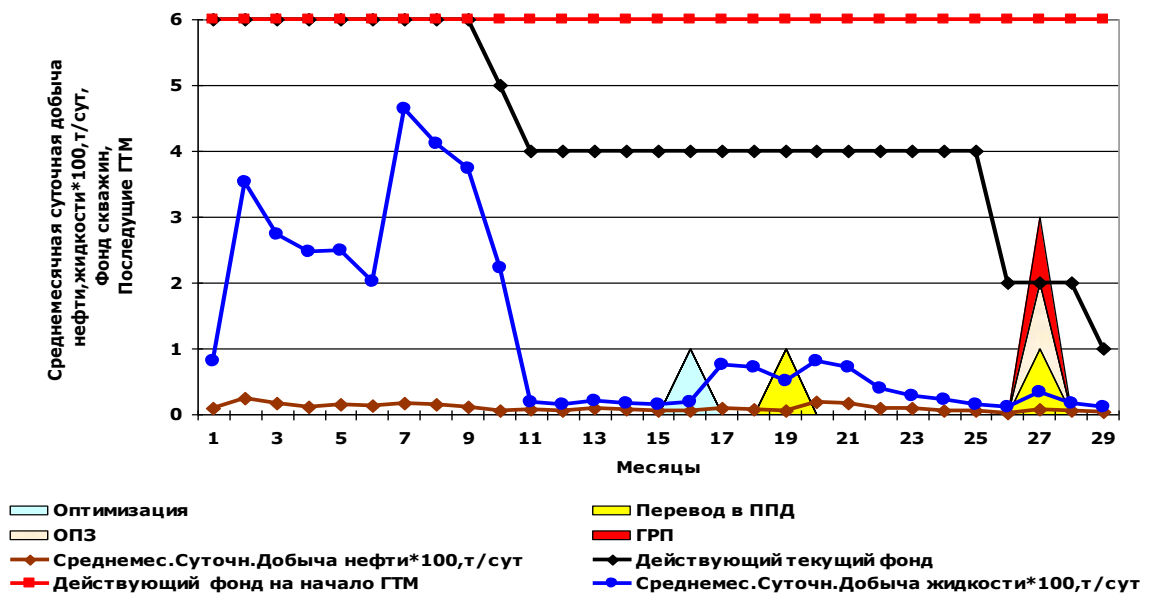


Рисунок 40 - Объект ЮВ₁. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2014 году по анализируемому участку

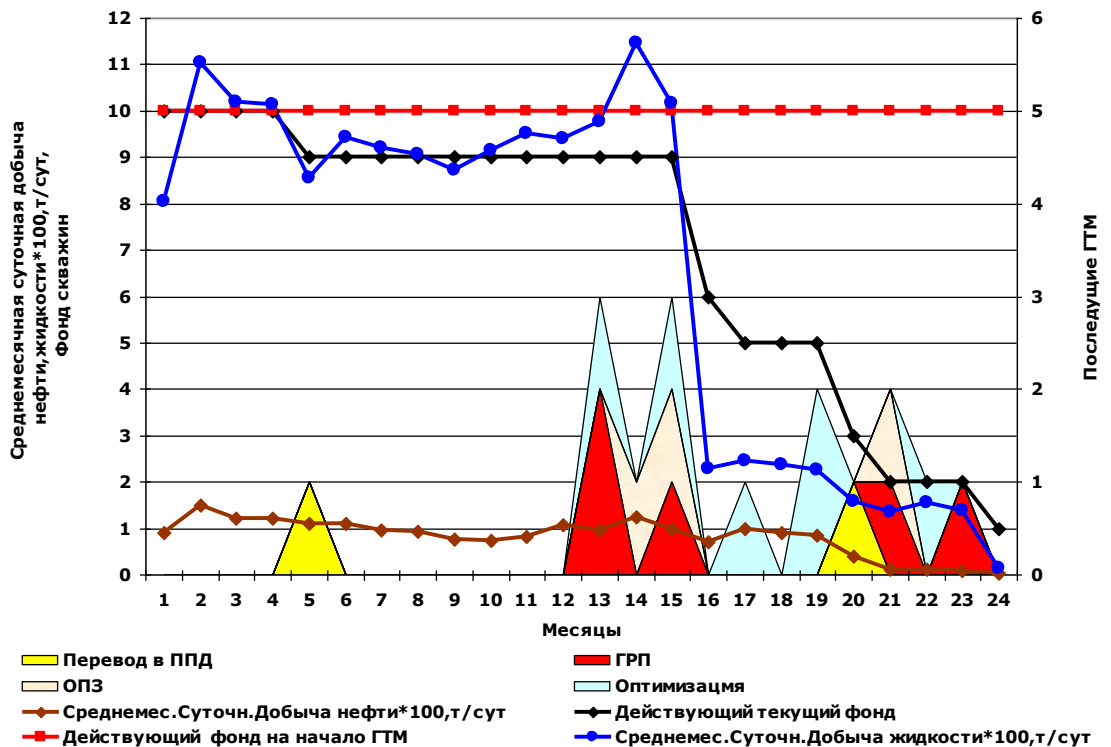


Рисунок 41 - Объект ЮВ₁. Динамика среднемесячной суточной добычи нефти и жидкости, действующего фонда скважин для ОПЗ, выполненных в 2015 году по анализируемому участку

3.3 Планируемые объемы и ожидаемая эффективность ОПЗ скважин по анализируемому участку

С целью соблюдения и оптимизации системы разработки пластов, на основании анализа эффективности применения геолого-технических мероприятий по анализируемому участку в 2011-2015 гг. были запланированы объемы ГТМ и их ожидаемая эффективность на 2016 г. Анализ результатов применения ГТМ проводился по объектам, что позволило рекомендовать объемы и эффективность различных видов ГТМ по всем пластам Самотлорского месторождения.

В таблице 10 представлены планируемые объемы и ожидаемая эффективность по ОПЗ на 2016 г., основанные на фактическом количестве и среднегодовых приростах дебитов по обработке призабойной зоны пласта в период 2011-2015 гг.

Таблица 10 - Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по ОПЗ на 2016 г.

ОПЗ		2011	2012	2013	2014	2015	2016
		факт	факт	факт	факт	факт	план
АВ ₁ ¹⁻²	количество провед. операций	71	71	79	82	96	69
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	3,2	2,9	2,3	2,3	2,2	2,2
АВ ₁ ³	количество провед. операций	53	53	59	61	69	49
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	2,1	2,1	1,8	1,8	1,6	1,7
АВ ₂₋₃	количество провед. операций	68	91	76	78	79	66
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	2,5	3,7	2,0	2,0	2,0	1,8
АВ ₄₋₅	количество провед. операций	19	16	21	22	15	11
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	2,0	2,2	1,2	1,2	1,1	1,0
АВ ₆₋₈	количество провед. операций		2			2	
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут		7,0			0,3	
БВ ₈	количество провед. операций	12	35	13	14	8	8
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	4,5	6,9	2,0	2,0	1,9	1,8
БВ ₁₀	количество провед. операций	21	19	23	24	23	13
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	3,0	3,2	2,5	2,6	2,6	2,3
БВ ₁₆₋₂₂	количество провед. операций	2	1	2	2	2	1
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	1,14	1,7	1,2	1,2	0,611	1,0
ЮВ ₁	количество провед. операций	6	10	7	7	7	5
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	3,1	6,5	6,9	7,0	7,1	6,4
ИТОГО	количество провед. операций	191	298	280	290	235	212
	ср-год. прирост дебита нефти, т/сут	3,6	3,2	2,1	2,1	2,6	2,1

Основные выводы:

Согласно критериям экономической эффективности мероприятия, кислотная обработка призабойной зоны скважины оценивалась успешной, если

ее проведение приводило к дополнительной добыче нефти в 700 т («критическое» значение дополнительной добычи нефти).

Проведение данного комплекса мероприятий позволило дополнительно добыть 100 тыс. тонн нефти, наибольший вклад в дополнительную добычу нефти внесли объекты АВ₂₋₃ и АВ₁¹⁻², на которые приходится более половины дополнительной добычи –29,6 тыс. т и 28,1 тыс. т соответственно или 57,7 % от общей дополнительной добычи.

Согласно полученным результатам наибольшие значения удельной дополнительной добычи нефти на одну скважину –1393,3 и 481,6 т/скв., получены в результате проведения ОПЗ на объектах ЮВ₁ и БВ₁₀ соответственно. В среднем по всем объектам разработки удельная дополнительная добыча составила 425,5 т нефти на одну скважино-операцию.

Значительная часть обработок призабойной зоны, проведенных в 2013 году были приурочены к объектам АВ₂₋₃ (80 операций), АВ₁¹⁻² (96 операций) и АВ₁³ (69 операций). Среди объектов разработки, на которых в 2013 году проводились ОПЗ наиболее значительные коэффициенты успешности (60% и 49%) были достигнуты на объектах АВ₄₋₅ и АВ₂₋₃ соответственно. По остальным объектам разработки коэффициент успешности варьируется от нуля (объекты АВ₆₋₈ и БВ₁₆₋₂₂) до 0,44 (объект БВ₁₀).

Продолжительность эффекта по объектам разработки после проведения ГТМ варьируется от 3,6 (объект БВ₁₆₋₂₂) до 8,6 месяцев (объект АВ₆₋₈), и в среднем составляет 5,3 месяца. Среднегодовой прирост дебита нефти по объектам изменяется от 0,29 т/сут. (объект АВ₆₋₈) до 7,1 т/сут. (объект ЮВ₁) и в среднем составляет 2,6 т/сут.

В настоящее время область применения физико–химических методов (ФХМ), в частности кислотных обработок, расширяется в связи с падением производительности действующего фонда скважин и вводом в эксплуатацию скважин, пробуренных на низкопродуктивные, глубокозалегающие ачимовские и юрские отложения.

К преимуществам кислотных обработок можно отнести простоту технологических решений, доступность используемых материалов, низкие эксплуатационные затраты на проведение работ.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

4.1 Анализ потенциальных опасностей при проведении работ

Все мероприятия по очистке призабойной зоны пласта и ремонта скважин на Самотлорском месторождении связаны с пребыванием на открытом воздухе не только летом, но и в зимнее время года, что создаёт опасность переохлаждения и обморожения.

Для интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов в скважины закачиваются химические реагенты (ПАА, ингибиторы и т.д.), обращение с которыми создаёт опасность получения химических ожогов открытых участков тела, получения отравления дыхательных путей.

Работы, выполняемые при ремонте и освоении нефтяных и нагнетательных скважин, относятся к категории работ повышенной опасности.

При выполнении работ возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная относительная влажность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки;
- биологические (клещи, гнус и пр.) [11].

В процессе освоения, ремонта скважин не исключена возможность возникновения нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, что может привести к загазованности и замасленности рабочих мест, это часто приводит к пожарам и несчастным случаям. При нефтегазопроявлениях искрение оборудования и неудачная конструкция искрогасителя создают опасность возгорания, в результате чего при ремонте и освоении скважин типичны случаи, когда происходит кратковременный выброс, и нефтегазовая смесь, попав на рабочий агрегат, воспламеняется.

Подготовка скважин к ремонту и освоению в большей части связана с перемещением (транспортировкой), погрузкой и разгрузкой, монтажом и демонтажем оборудования, строительных и других материалов, необходимых для ремонта скважин. В связи с этим опасные ситуации могут возникнуть, из-за неисправности или несовершенства механизмов, применяемых для погрузки и разгрузки, транспортировки, монтажа и демонтажа оборудования; из-за несогласованности действий работающих.

При выполнении подготовительно-заключительных работ наиболее опасными операциями являются:

- работы, связанные с применением грузоподъемных механизмов;
- монтаж и демонтаж устьевого оборудования;
- монтаж и демонтаж самоходных агрегатов;

- сцепка и отцепка саней, тележек, установка стеллажей.

При монтаже и демонтаже мачт, применяемых для освоения и ремонта скважин, наиболее часты случаи аварий, которые влекут за собой несчастные случаи из-за несоблюдения правил технической эксплуатации мачт и по другим причинам.

Большинство несчастных случаев при ремонте и освоении скважин происходит при спускоподъемных операциях из-за высокой трудоемкости и недостаточной механизации отдельных операций производственного процесса. При этом травмы обусловлены чрезмерной физической нагрузкой, утомлением и снижением внимания рабочих.

Основной причиной производственного травматизма при ремонте и освоении скважин является нарушение требований норм и правил безопасности. Имеют место аварии и несчастные случаи вследствие применения неисправного оборудования, механизмов и инструментов.

Осенью и зимой рабочие площадки и настил приемных мостков покрываются снегом, льдом и грязью. В этих условиях работа на приемных мостках и рабочей площадке сопряжена с опасностью падения людей.

Соляно-кислотные обработки вследствие высоких давлений представляют определенную опасность для персонала, осуществляющего технологический процесс. При работе агрегатов возникает шум, превышающий нормы, а это значительно осложняет руководство процессом. При транспортировке кислот, приготовлении кислотных растворов, а также в процессе закачки раствора в скважину возникает опасность ожога работающих кислотой.

По основному виду экономической деятельности установлен 30 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения работ

Самотлорское нефтегазовое месторождение округлой формы площадью 3000 км² находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 километрах к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 километрах от г. Нижневартовска.

Климат территории континентальный с коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой, климатический регион Iб (IV). Среднемноголетняя годовая температура воздуха составляет -3°C , наиболее холодным месяцем года является февраль (-25°C). Самым теплым – июль ($+20^{\circ}\text{C}$). Абсолютный минимум температур -50°C , абсолютный максимум $+47^{\circ}\text{C}$. Ледостав на реках начинается в конце октября, ледоход в конце мая.

По характеру выпадающих атмосферных осадков описываемая территория относится к районам с избыточным увлажнением. Среднемноголетнее годовое количество осадков составляет 580 мм. Основная их часть (390 мм) выпадает в виде дождей и мокрого снега с июня по ноябрь, что составляет 70% от годовой нормы.

Работа по строительству скважин на месторождении ведется круглосуточно на открытом воздухе. При воздействии низких температур в графике бригады КРС и освоения вводится дополнительный отдых в течение 10 мин через каждые 2 часа.

Оборудование эксплуатируется на открытой площадке со средней температурой воздуха наиболее холодной пятидневки района с обеспеченностью 0,92 не ниже минус 60 °С.

Район территории по скоростным напорам ветра не регламентируется.

Характеристика среды: токсичная, класс опасности 3 [12], взрывоопасная категория взрывоопасности ПА [14], группа взрывобезопасной смеси ТЗ [13], пожароопасная.

При работе в помещении с охлаждающим микроклиматом, работающие должны быть снабжены спецодеждой [15, 16].

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10° С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10° С. В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Для обогрева производственных и вспомогательных помещений используются централизованные и местные системы отопления. В качестве теплоносителя используется горячая вода, пар, нагретый воздух.

Санитарно-бытовые помещения должны быть оборудованы душевыми и умывальниками с достаточным количеством моющих средств.

Рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены.

Ограждаются также ямы, колодцы; рабочие площадки, расположенные на высоте, опасные по напряжению токоведущие части оборудования, зоны высоких температур и вредных излучений [17].

В соответствие с ГОСТ 12.4.026 «ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности» [18] обозначены границы опасных зон.

Все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению.

4.3 Санитарные требования на основных объектах

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Пд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях [19].

Территория предприятия должна содержаться в чистоте. В зимнее время территория объекта должна периодически очищаться от снега, а в необходимых случаях посыпаться песком.

Водостоки регулярно очищаются и ремонтируются.

Пешеходные мостики, площадки, лестницы ограждения должны быть чистыми и не загроможденными оборудованием. Пешеходные дорожки должны иметь твердое покрытие.

Движение автотранспорта на территории объекта должно производиться по специально обустроенным дорогам, скорость не должна превышать 5 км/ч.

Расстояние между стенами и производственным оборудованием должно быть не менее 1 м, ширина проходов не менее 0,75 м. Все вращающиеся части оборудования должны иметь ограждения.

Оборудование, для обслуживания которого необходим подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуется ступенями, а на высоту более 0,75 м – лестницами и перилами.

Системы вентиляции должны соответствовать нормативным требованиям [20].

Источником шума при ремонте и освоении скважин являются: подъемные агрегаты и отдельные узлы оборудования (электромоторы, приводы насосов, лебедок и ротора, сами насосы и т.д.) источниками вибрации являются все работающие механизмы.

При анализе сравнения фактического и нормативного уровня шума и вибраций выявляются причины их возникновения: конструктивные особенности механизмов, технические недостатки изготовления оборудования, некачественный монтаж оборудования и инструмента, недопустимый режим работы и несвоевременный и некачественный ремонт оборудования.

Уровень шума и вибраций представлены в таблицах 11, 12. [4, 5, 6]

Таблица 11 – Измерение уровней шума (прибор-ВШВ-003)

Участок рабочей зоны	Общий уровень звука, дБА	Уровень звукового давления, дБ в средне геометрических частотах октавных полос, Гц								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
СПО	95	110	99	92	86	83	80	78	76	74
Рабочая площадка	95	84	84	87	89	93	91	94	78	75
Редукторный блок	98	83	86	92	98	98	93	91	84	72
Постоянное рабочее место по ГОС 12.1.003-83	85	-	99	92	86	83	80	78	76	74

Таблица 12 – Фактический и нормативный уровень вибрации

Объект	Рабочее место	Уровни вибраций, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц					
		2	4	8	16	31,5	63
Подъемный агрегат электроприводом	Рабочая площадка						
	Спуск	-	-	-	96	89	110
	Подъем	-	-	-	97	94	86
Нормативные значения по ГОСТ 12.1.012-90	В производственных помещениях, постоянных рабочих местах	108	99	93	92	92	92

Для уменьшения и ликвидации указанных причин предлагается проведение строительно-акустических мероприятий:

- дистанционное управление шумными машинами;
- вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляция;
- использование средств индивидуальной защиты;
- выбор рационального режима труда и отдыха.

Для обеспечения безопасных условий труда весь персонал бригады обеспечивается спецодеждой, спецобувью по сезонам и средствами индивидуальной защиты [7].

Современные установки оборудуются светильниками повышенной надежности против взрыва с лампами накаливания мощностью 300 Вт, которые обеспечивают рассеянный свет, или газоразрядными.

При сопоставлении приведенных значений с нормативными, освещенность не соответствует роду выполняемой работы. Оптимальную освещенность на рабочей площадке с приемлемым коэффициентом неравномерности освещения от 0,36 до 0,91 и смягченными тенями можно создать в рекомендуемых уровнях освещенности (таблица 13) [8, 9].

Таблица 13 – Оптимальная освещенность площадки с приемлемым коэффициентом неравномерности

Места, подлежащие освещению	Рекомендуемая освещенность, Лк	Коэффициент неравномерности по отношению к щитку КИП
Роторный стол	200	0,91
щит КИП	220	1,00
палаты верхового рабочего	150	0,68
путь талевого блока	80	0,36
кронблок	80	0,36
приемный мост	80	0,36
редуктор	200	0,91
насос	200	0,91

Для общего освещения помещений основного производственного назначения следует применять газоразрядные светильники, для подсобных и административных помещений – лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные светильники.

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрывоопасные или пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, пыленепроницаемое, пылезащитное исполнение в зависимости от категории взрывоопасности и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20 %.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год. Выбор вида освещения производственных и вспомогательных помещений должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [8, 9].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На всех этапах строительства скважин применяются вещества, которые оказывают различные нарушения функций организма и вредное воздействие на работающих. В таблице 14 представлены значения ПДК [2].

Данные вещества, в зависимости от концентрации, вызывают у человека воспаление слизистых дыхательных путей, глаз, заболевания легких, печени, расстройство пищеварения.

При текущем и капитальном ремонтах скважин анализ воздуха рабочей зоны экспресс-методом с помощью газоанализаторов УГ-2, ГУ-4, АМ-5 и аналогичных им приборов производится мастером бригады или бурильщиком (оператором).

В процессе ремонта скважин каждая смена должна начинать работу с анализа экспресс-методом воздуха, взятого у открытого устья. Результаты анализа регистрируются в специальном журнале [29].

Таблица 14 – Предельно-допустимая концентрация вредных веществ в воздухе

Вещество	ПДК мг/м ³
Ацетон	200
Ацетилен	5
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Бензол	5
Бутан	300
Дихлорэтан	10
Керосин	300
Сероводород	10
Сероводород в смеси с углеводородами	3
Соляная кислота	5
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С1-С10	300
Окись углерода	20
Углерод четыреххлористый	20
Хлор	1

Для защиты людей от электрического тока все электропотребители заземлены, также применяются изоляция и изолирующие средства.

Основным источником травматизма является электрооборудование низкого напряжения. Работающие с электрооборудованием проходят соответствующую подготовку, им присваивается квалификационный разряд по технике безопасности I-IV.

Защитное заземление – самое эффективное средство защиты от поражения электрическим током. Различается два вида заземления: контурное и выносное. Каждое заземляющее электрооборудование присоединяется к заземляющему устройству или контуру заземления при помощи отдельного ответвления. В условиях буровой целесообразней использовать контурное заземление.

Защита технических агрегатов и электрооборудования от атмосферных напряжений осуществляется при помощи буровой вышки. При размещении буровой установки на ровной площади все вышечные сооружения высотой не более 7 м и расположены в радиусе до 40 м от устья скважины, защищены буровой вышкой от прямого попадания молнии.

Для защиты от молнии применяются стержневые одиночные молниеотводы с обеспечением зоны защиты типа «Б» и второй категории молниезащиты [11].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Сооружения: котельная, насосный блок, приемные мостки, емкостной блок (циркуляционная система), дизель электростанции, блок управления

превентором, площадка хранения оборудования, площадка стоянки техники, парк ГСМ, жилой поселок относятся к II типу огнестойкости и взрывопожароопасности, буровые относятся к категории «А» [21]. Основная задача противопожарных мероприятий – предотвращение пожаров или ограничение распространения в случае их возникновения.

Основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и строгое соблюдение правил и инструкций пожарной безопасности.

Для тушения очагов пожаров твердых и жидких горючих материалов на стадии их возникновения применяются различные химические пенные огнетушители типа ОП-5 и ОВП-10.

Согласно нормам наличия первичных средств пожаротушения на объектах нефтяной и газовой промышленности, на каждой буровой установке должны быть:

пенные огнетушители	– 6 шт.
ящики с песком по 0,5 м ³	– 4 шт.
лопаты	– 4 шт.
топоры	– 2 шт.
ломы	– 2 шт.
багры	– 2 шт.
пожарные вёдра	– 4 шт. [13].

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных на буровой и жилых вагончиках местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

Для организации безопасного ведения работ при ремонте скважины необходимо применять следующие меры противопожарной безопасности:

- хранить ГСМ в емкости на санном основании на расстоянии не менее 40 м от насосного блока, электростанции, силового блока;
- место размещения емкостей обваловывается;
- электрооборудование в радиусе 20 м от емкостей применяется во взрывозащитном исполнении;
- питание электроприемников в этой зоне осуществлять кабелем;
- емкости ГСМ необходимо заземлять;
- при проливе ГСМ, место пролива засыпать;
- при разбуривании продуктивного горизонта не менее чем три раза в смену проверять анализ воздушной среды газоанализатором в насосном блоке и блоке очистки;
- запрещается использовать открытый огонь;
- емкости должны быть окрашены в белый или серебряный цвет, и снабжены плакатами «Не курить!», «Огнеопасно».

На случай возникновения пожара должна быть установлена емкость вместимостью 20 м³ с подведенным к ней трубопроводом, связанным с водоснабжением буровой [13].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Под ЧС понимают аварийные ситуации, связанные с нарушением технологического процесса строительства скважин.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обученность буровой бригады, поскольку часто аварии возникают из-за халатности самого работника, несоблюдения правил техники безопасности и требований проектов.

В процессе строительства скважины наиболее сложной чрезвычайной ситуацией является открытый нефтяной или газовый фонтан, представляющий большую опасность не только для сооружений на устье скважины и обслуживающих их специалистов, но и для промышленных и жилых объектов, расположенных в зоне строительства скважины.

На основании анализа причин возникновения флюидопроявления и их перехода в открытые фонтаны в действующий руководящий документ в отрасли бурения включен ряд требований, обязательных для предприятий, занятых сооружением нефтяных и газовых скважин.

В случае возникновения аварийной ситуации или открытого фонтана работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

При возникновении открытого фонтана необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и покинуть ее;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся на буровой;
- на территории, которая может оказаться загазованной, прекратить производство всех огневых работ, курение, пользование стальным инструментом и другие действия, ведущие к образованию искры;
- запретить всякое движение по территории, прилегающей к скважине автотранспорта и гусеничной техники;
- принять меры для предотвращения растекания нефти [12].

Подготовка и обучение работников действиям в аварийных ситуациях включает подготовку руководящего состава, командно-начальствующего, невоенизированных формирований ГО, а также рабочих и служащих в формированиях, и приводятся в составе учебных групп в соответствии с утвержденной программой обучения. Персонал, обслуживающий буровую, проходит обучение на специальных курсах по программам, согласованным с Ростехнадзором. При проведении занятий отрабатываются навыки использования средств индивидуальной защиты и технических средств локализации аварий в различных ситуациях.

Инженерно-технические работники не реже одного раза в три года сдают экзамен по проверке знаний «Правил устройства и безопасности в нефтяной и газовой промышленности» аттестованной комиссии бурового подрядчика, в состав которой по мере необходимости привлекается представитель Ростехнадзора.

Необходимо поддержание в готовности систем оповещения в случае чрезвычайных ситуаций. Для оповещения об аварии предусмотрены некоторые виды оперативной связи со следующими возможностями громкой связи между буровой и вагоном-домиком мастера и технолога посредством мобильных и стационарных радиостанций [1].

4.7 Экологичность проекта

Все мероприятия по охране окружающей среды должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод химреактивами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Предусматриваемые мероприятия по охране недр являются составной частью всех основных технологических процессов при эксплуатации месторождения, направлены на обеспечение высокой эффективности и безаварийности производства, более полного извлечения и использования нефти.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, работниками нефтепромыслов должны быть приняты срочные меры, обеспечивающие прекращение дальнейшего распространения загрязнения. Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли.

В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

Для снижения негативного воздействия на водную среду на месторождения предусматривается:

- размещение кустовых площадок и промплощадок за пределами водоохраных зон водотоков;
- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0,5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающих утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки;
- повторное использование воды из системы оборотного водоснабжения (при бурении и освоении эксплуатационных скважин);

- прокладка коридоров коммуникаций к объектам промысла с учетом минимального пересечения площади водоохранных зон рек;

- выбор подводных переходов трубопроводов на участках с пологими, неразмываемыми берегами, при минимальной ширине заливаемой поймы, с учетом прогнозируемого уровня деформации дна и береговой части с целью предотвращения размыва;

- устройство водопропускных труб для пропуска паводковых и ливневых вод при строительстве автодорог (поддерживающих природный водный режим по обеим сторонам дорог);

- применение антикоррозийной изоляции трубопроводов, 100% контроль сварных стыков, планово-предупредительный ремонт оборудования и трубопроводов.

Выполнение предусматриваемых природоохранных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и снизит негативное воздействие эксплуатации месторождения на водную среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведение данного комплекса мероприятий позволило дополнительно добыть 100 тыс. тонн нефти, наибольший вклад в дополнительную добычу нефти внесли объекты АВ₂₋₃ и АВ₁¹⁻², на которые приходится более половины дополнительной добычи – 29,6 тыс. т и 28,1 тыс. т соответственно или 57,7 % от общей дополнительной добычи.

Согласно полученным результатам наибольшие значения удельной дополнительной добычи нефти на одну скважину – 1393,3 и 481,6 т/скв., получены в результате проведения ОПЗ на объектах ЮВ₁ и БВ₁₀ соответственно. В среднем по всем объектам разработки удельная дополнительная добыча составила 425,5 т нефти на одну скважино-операцию.

Значительная часть обработок призабойной зоны, проведенных в 2015 году были приурочены к объектам АВ₂₋₃ (80 операций), АВ₁¹⁻² (96 операций) и АВ₁³ (69 операций). Среди объектов разработки, на которых в 2015 году проводились ОПЗ наиболее значительные коэффициенты успешности (60% и 49%) были достигнуты на объектах АВ₄₋₅ и АВ₂₋₃ соответственно. По остальным объектам разработки коэффициент успешности варьируется от нуля (объекты АВ₆₋₈ и БВ₁₆₋₂₂) до 0,44 (объект БВ₁₀).

Продолжительность эффекта по объектам разработки после проведения ГТМ варьируется от 3,6 (объект БВ₁₆₋₂₂) до 8,6 месяцев (объект АВ₆₋₈), и в среднем составляет 5,3 месяца. Среднегодовой прирост дебита нефти по объектам изменяется от 0,29 т/сут. (объект АВ₆₋₈) до 7,1 т/сут. (объект ЮВ₁) и в среднем составляет 2,6 т/сут.

К преимуществам кислотных обработок можно отнести простоту технологических решений, доступность используемых материалов, низкие эксплуатационные затраты на проведение работ.

Основными факторами, определяющими эффективность солянокислотных обработок, является проницаемость и карбонатность коллекторов. Опытным путем доказано, что чем больше концентрация карбонатов и ниже проницаемость, тем выше эффективность солянокислотных обработок.

Кислотные обработки, как мероприятие по очистке ПЗП на месторождениях Западной Сибири хорошо зарекомендовали себя и встали в ряд приоритетных методов восстановления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

а. о. - абсолютная отметка;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ГРП - гидравлический разрыв пласта;
ГКО- глинокислотная обработка;
ГНК - газонефтяной контакт;
ГО – гражданская оборона;
ДЭГ- диэтиленгликоль;
КИН - коэффициент извлечения нефти;
Кпр - коэффициент проницаемости;
КРС – капитальный ремонт скважин;
ЛУ – лицензионный участок;
ЛЭП - линия электропередач;
НИЗ – начальные извлекаемые запасы ;
ОПЗ – обработка призабойной зоны объекта;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПВР – прострелочно-взрывные работы;
ПГИ – промысловые геофизические исследования;
ТВЧ – твердая взвешенная частица;
РИР – ремонтно-изоляционные работы;
СНГ – Самотлорнефтегаз;
СКО- соляно-кислотная обработка;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ФНПП НП), утвержденные приказом №101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г.
2. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
3. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. Вибрации в технике: Справочник в 6-и томах. М.: Машиностроение, 1981.
5. ГОСТ 26568–85. Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.
6. ГОСТ 12.1.003–83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
7. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. N 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»
8. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
9. ГОСТ 12.1.046–85. ССБТ. Нормы освещения строительных площадок.
10. ГОСТ Р 51330.0-99 Электрооборудование взрывозащищенное.
11. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
12. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». – Ведены 01.01.1977 г. - с Изменениями N 1, 2, утвержденными в сентябре 1981 г., марте 1989 г. (ИУС 12-81, 6-90). Москва: Стандартинформ, 2007. – 20 С.
13. ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».
14. ГОСТ 5133015-99. «Электрооборудование взрывозащищенное».
15. ГОСТ ССБТ 12.4.084-80 «Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Костюмы мужские. Технологические условия».
16. ГОСТ ССБТ 12.4.088-80 «Костюмы женские для защиты от пониженных температур. Технологические условия».
17. ГОСТ 12.4.026–2001. ССБТ. «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

18. ГОСТ 12.4.026–2001. ССБТ. «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

19. СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания» (утверждены постановлением Госстроя СССР от 30 декабря 1987 г. N 313) (с изменением № 1, утвержденным постановлением Госстроя России от 31.03.94 № 18-23 и введенным в действие с 1 июля 1994 г).

20. ГОСТ 12.4.021-75 – «Системы вентиляционные. Общие требования».

21. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» Утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).

22.СО 153.34.21.122–2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооруже-ний и промышленных коммуникаций».

23.РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

24.ППБО 116-85 Правил пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

25.ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.

26.РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше.

27.Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах.

28.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

29. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. РД 153-39-023-97" (утв. Минтопэнерго РФ 18.08.1997.)

30.Сборник инструкций по безопасности труда для производственного персонала. Часть II Инструкции по охране труда для профессий и видов работ персонала бригад испытания и капитального ремонта скважин. (утв. ООО «БНГРЭ» 20.05.2011.)

31.Авторский надзор за реализацией проектных решений по разработке Самотлорского месторождения. Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, 2009 г.

32.Подсчеты запасов нефти и растворенного газа по месторождениям за 1980-1992 г. Главтюменгеология, СибНИИНП, Тюмень.

33.Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ. г. Уфа, ВНИИНефтепромгеофизика, 1987 г.

34.Михайлов Н.Н. Физико–геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №11.-С. 14–17.

35.Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978. – 215 с.

36. Хисамов Н. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Н. С. Хисамов, Л. А. Газизов, А. Ш. Газизов.-М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003.

37. РД 39-5765678-259-88Р. Руководство по технологии применения полимердисперсной системы для повышения нефтеотдачи заводненных полимиктовых пластов месторождений Западной Сибири, Главтюменнефтегаз, 1988.

38.Ступоченко В.Е., Научное обоснование методов интенсификации разработки глиносодержащих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта: дис. докт. техн. наук. – М., 2001.

39.Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянс. – М.: Наука, 2000. – 414 с.

40. Методические указания по организации выполнения и проведения защиты выпускной квалификационной работы бакалавра по направлению «Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» / Н.Т. Нухаев, Е.В.Безверхая, Н.Д. Булчаев, Б.Б.Квеско - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015.

41. Сопровождение выполнения лицензионных обязательств в 2015 году (ЛУ ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»)» Информационный отчет. Тюмень, 2015 г.