

1. МЕТОД УПРАВЛЯЕМОЙ ДЕПРЕССИИ

1.1 Научно-методическое обоснование воздействия на пласт управляемой депрессии

В настоящее время нефтяные компании разрабатывают месторождения с отклонением от оптимальных и проектных режимов. В частности, с одной стороны значительная часть фонда простаивает (в основном низкорентабельные скважины с дебитами нефти менее 3 т/сут и высокой обводненностью), что ведет к разбалансировке системы разработки объектов и уменьшению охвата воздействием эксплуатационного объекта. Попытка компенсировать недобор нефти с этих скважин за счет чрезмерной интенсификации других скважин приводит к неравномерной выработке запасов, а также к разрушению скелета породы пласта.

Традиционные методы добычи нефти на стационарных, не всегда оптимальных, депрессиях с помощью УЭЦН и УШГН являются неэффективными. Режим объекта разработки определяется полем пластовых давлений, которое задает динамическую структуру залежи. Управлять пластовым давлением при неизменном фонде скважин можно путем изменения забойных давлений за счет смены технологических режимов не только на нагнетательных, но и на добывающих скважинах. Поэтому для повышения эффективности процесса нефтедобычи важно обеспечить оптимальную динамику поля пластовых давлений, то есть необходимо управлять депрессией на пласт.

Цель данной главы - показать на базе теоретических, математических, опытно-промышленных и промысловых работ, что применение метода управляемой депрессии повышает нефтеотдачу эксплуатационных объектов.

Для оценки эффективности использовались известные и апробированные характеристики вытеснения, семипараметрическая характеристика вытеснения, разработанная в [НИИ «СибГеоТех»](#) (г. Нижневартовск) и сравнительная оценка эффективности по методу Хи-квадрат. Для расчетов использовались

программные комплексы «JET_PUMP» и «Alice2», разработанные в [НИИ«СибГеоТех»](#). Для обработки данных по скважинам Самотлорского месторождения разработана программа OilLayer. При построении графиков и диаграмм использован программный комплекс Microsoft Excel Worksheet .

Частный случай вопроса управляемой депрессии, применение управляемой депрессии на ПЗП рассматривали на протяжении многих лет различные ученые: Абдулин Ф.С., Солдатов А.М., Каминский Б.И., Ярмичук Р.С., Качмар Ю.Д., Хоминец З.Д., Стефанюк М.Т., Шановский Я.В..

Вопросами управляемости депрессией на пласт занимались Лысенко В.Д., [Леонов В.А.](#), Донков П.В., Светашов Н.Н. и др.

Светашов Н.Н. в своих работах экспериментально доказал, что наиболее значимым фактором устранения стойкой формы блокады проницаемости в сложнопостроенных коллекторах являются скорости изменения забойных давлений. Очистка ПЗП при освоении трещинных деформируемых коллекторов наиболее эффективна переменными давлениями путем плавного снижения и импульсного увеличения депрессии.

Поиском оптимального забойного давления и суммарной добычи нефти занимались Дияшев Р.Н., Иктисонов В.А., Мирсаитов Р.Г. «ТатНИПИнефть».

В1996 году С.Д. Цейтлин предложил способ, осуществляющий непрерывное слежение за положением линии разгазирования и не требующего знания давления насыщения.

Поиском оптимальной депрессии для снижения темпа обводненности скважин и увеличения безводного периода добычи нефти занимались ученые ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина Андронов С.Н., Кандаурова Г.Ф., Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Юсупов И.Г. и другие.

Способ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, включающий одновременную регулируемую добычу флюидов из различных частей залежи и создание при этом на скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, максимально допустимой депрессии, при

которой выделяющийся из нефти растворенный газ сегрегирует в газонасыщенную часть залежи, не поступая на забой скважин, рассматривается в работах Паненко И.А., Кондратьева И.А., Мазурова В.Я., Грабака П.А. и др.

Анализируя ретроспективу метода управляемой депрессии, закономерным стала постановка вопроса влияния управляемых депрессий на повышение нефтеотдачи пласта, что послужило выбором цели данной работы.

В этой главе приведены фактические данные увеличения нефтеотдачи при управлении депрессией и изложены гипотезы, которые могли привести к данным фактам. Под управляемостью депрессией подразумевается увеличение депрессии, перераспределение депрессии, уменьшение депрессии или полное ее отсутствие, т.е. остановка скважины.

Авторами был сделан анализ динамики изменения добычи при изменении депрессии по многочисленным скважинам [1-7].

Рассмотрено увеличение нефтеотдачи за счет увеличения депрессии. Для доказательства этого факта был проведен анализ куста 40b Ван-Еганского месторождения (рисунок 1.1). Но может быть это только интенсификация?

В работе приведены характеристики вытеснения скважин № 6675, № 6648, № 6828, № 6671Б Самотлорского месторождения. Каждая из данных характеристик свидетельствует о приросте добычи нефти от ПНП. Все вышеприведенные скважины эксплуатируют пласт BV_{10}^0 , поэтому в работе с целью обобщения рассмотрен участок данного пласта с учетом всех скважин Самотлорского месторождения переведенных на гидроприводный способ эксплуатации. Построена семипараметрическая модель характеристики вытеснения (рисунок 1.2), которая показывает, что в целом по пласту прирост добычи нефти от интенсификации составляет 495495 т, а от ПНП – 99554 т.

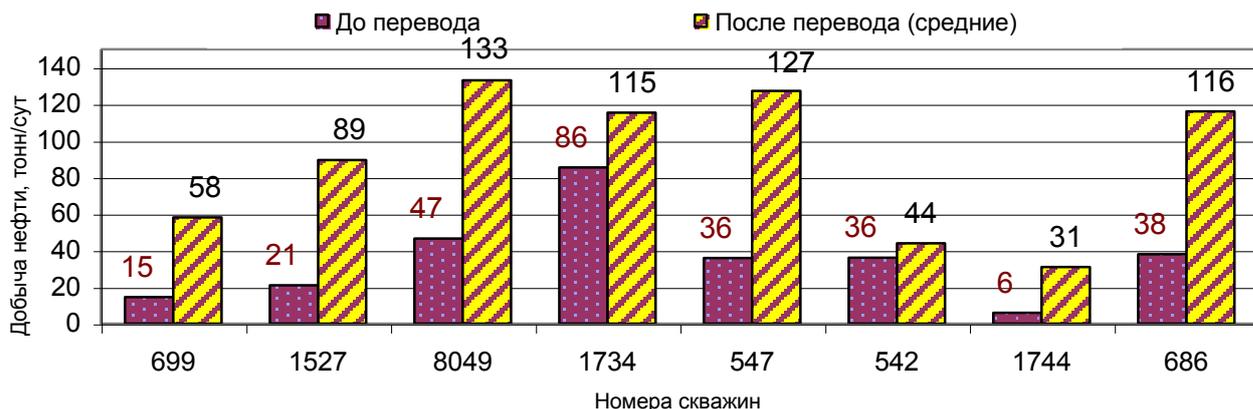


Рисунок 1.1 - Увеличение добычи нефти при переводе скважин на БКГ (куст 40b Ван- Еганского месторождения)

Приведенные характеристики свидетельствуют о повышении нефтеотдачи при увеличении депрессии на пласт. За счет чего происходит данное увеличение?

Известно, что в повышении нефтеотдачи пластов значительную роль играет состояние призабойной зоны и режим её работы. Для обеспечения максимального охвата пласта воздействием как по мощности перфорированного участка (подключение низко проницаемых пропластков) и удаленной части пласта (боковая миграция нефти), так и по площади дренируемого пласта, необходимо определить профиль притока при различных депрессиях.

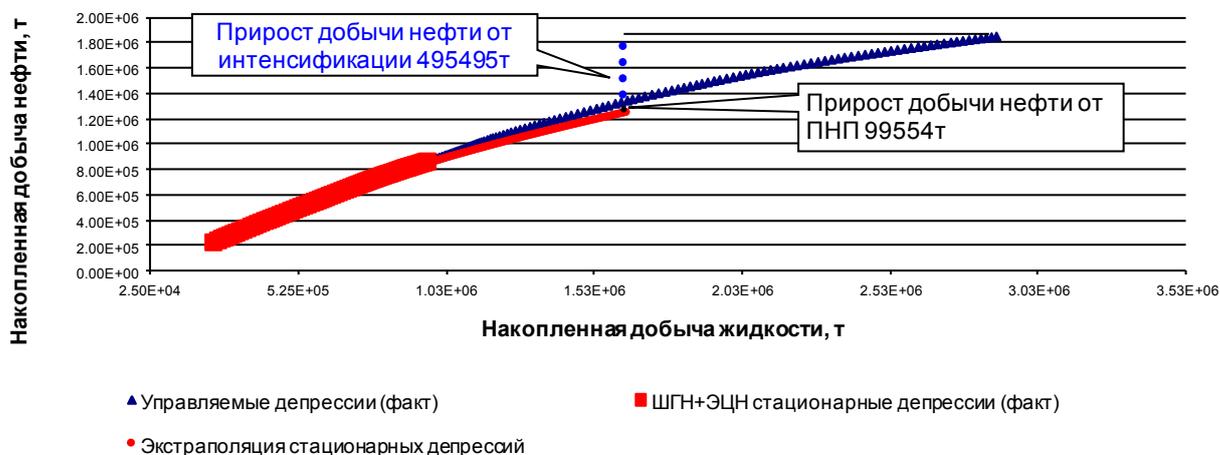


Рисунок 1.2 - Характеристика вытеснения пласта БВ100 Самотлорского месторождения

В 2001 году были проведены гидродинамические исследования скважины № 547 Ван-Еганского месторождения, получены профили притока при различных депрессиях. На основании данных исследований построена зависимость влияния депрессии на приток флюидов скважины № 547 пласт БВ7 (рисунок 1.3). Из данного рисунка следует, что при депрессии 0,8 МПа работало только три рассмотренных интервала пласта и суммарный дебит по жидкости составил всего 47 м³/сут, при увеличении депрессии до 1,2 МПа подключился верхний интервал, а суммарный дебит стал 92 м³/сут, с увеличением депрессии до 1,6 МПа дебит возрос до 145 м³/сут. Таким образом при увеличении депрессии с 0,8 до 1,2 МПа дополнительная добыча составила 98 м³/сут.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что увеличение депрессии на пласт приводит к подключению нефтенасыщенных интервалов пласта, не работающих при более низких депрессиях. В результате увеличивается добыча нефти и жидкости.

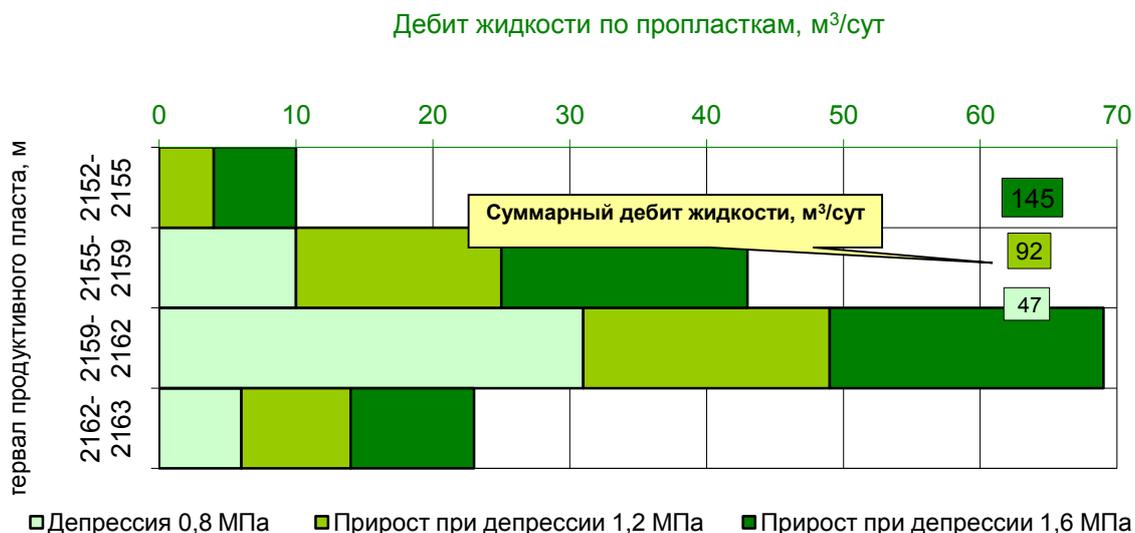


Рисунок 1.3 - Влияние депрессии на приток флюидов скв.547 пласт БВ7 Ван-Еганского месторождения

В этой главе приведены и обработаны данные и по другим скважинам. Рассмотрено влияние остановки на работу скважины, из чего следует, что остановка скважины на долгое время (т.е. нулевая депрессия) приводит к

значительным потерям по дебиту и только оптимальная депрессия может вернуть скважину на нормальный режим работы. Рассмотрено увеличение нефтеотдачи за счет уменьшения депрессии, на примере скважины № 32303 Самотлорского месторождения.

Для объективного сравнения разработана методика сравнительной оценки эффективности применения метода управляемой депрессии на основе критерия точной вероятности Фишера или критерия χ^2 (хи-квадрат).

Рассмотрена методика сравнения дебита нефти с средним показателем этого параметра по данной скважине. Построена таблица сопряженности двух методов (2x2) в которой по строкам размещены выборки (I) до применения метода управляемой депрессии (II) после применения метода управляемой депрессии (гидроприводный способ эксплуатации), а по вертикали дебит нефти в сравнении со средним значением.

Для решения задачи сравнительной оценки эффективности по критерию χ^2 используется две гипотезы:

Нулевая гипотеза (H_0): доли получения дебита нефти меньше среднего значения для первой и второй выборки совпадают.

Альтернативная гипотеза (H_1): эти доли не совпадают, т.е. применение метода управляемой депрессии эффективнее.

Для проверки нулевой гипотезы по данным таблицы 2X2 подсчитывается значение статистики критерия T по следующей общей формуле [Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования. – М.: «Статистика», 1977. – 199 с.]

$$T = \frac{N(|O_{11} \cdot O_{22} - O_{12} \cdot O_{21}| - \frac{N}{2})^2}{n_1 \cdot n_2 \cdot (O_{11} + O_{21}) \cdot (O_{12} + O_{22})}$$

где n_1, n_2 — объемы выборок, $N = n_1 + n_2$ — общее число наблюдений.

O_{ij} — число объектов в i -ой выборке, попавших в j -ую категорию по состоянию изучаемого свойства; $i=1,2$ — число выборок; $j=1,2$ — число категорий; N — общее число наблюдений, равное $O_{11} + O_{12} + O_{21} + O_{22}$ или n_1+n_2 .

Пусть α — принятый уровень значимости. Тогда значение статистики T ,

полученное на основе экспериментальных данных, сравнивается с критическим значением статистики χ^2 , которое определяется по таблице χ^2 с одной степенью свободы с учетом выбранного значения α .

Если верно неравенство $T < \chi^2_{1-2\alpha}$, то нулевая гипотеза (H_0) принимается на уровне α - это означает, что с нет никакой существенной разницы. То есть, метод управляемой депрессии (переход на гидроприводный способ эксплуатации) не эффективен.

Если верно неравенство $T \geq \chi^2_{1-2\alpha}$, то нулевая гипотеза (H_0) отклоняется. Это означает, что до и после применения метода управляемой депрессии существует разница. То есть по успешности применение метода управляемой депрессии эффективнее.

В связи с тем что замена точного распределения статистики T распределением χ^2 с одной степенью свободы дает достаточно хорошее приближение только для больших выборок, применение критерия ограничено некоторыми условиями.

Критерий не рекомендуется использовать, если:

- 1) сумма объемов двух выборок меньше 20;
- 2) хотя бы одна из абсолютных частот в таблице 2X2, составленной на основе экспериментальных данных, меньше 5.

Данный расчет проведен по всем скважинам, приведенным в работе. Так как по всем скважинам получили $T_{\text{расчетн.}} \geq T_{\text{критич.}}$, то везде нулевая гипотеза отклоняется и делается вывод о эффективности применения метода управляемой депрессии.

Рассмотрены и предложены методы оптимизации забойного давления для увеличения нефтеотдачи эксплуатационных объектов. Разработан научный подход к поиску оптимального режима работы двух пластов при одновременно-раздельной их эксплуатации на основе профиля притока с учетом ограничения лифта, на примере скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Суть данного метода состоит в следующем:

- 1 Для уточнения дебита по жидкости пластов при их совместной эксплуатации необходимо получить индикаторные кривые в целом для объекта (не менее чем

на трех установившихся режимах) и сделать расчет для каждого пласта с разделением суммарного дебита, используя профиль притока;

2 Используя данные по обводненности одного из пластов, полученные при исследовании данного пласта отдельно, расчетным путем уточняем обводненность второго пласта;

3 Рассчитываем ограниченность лифта по дебиту жидкости;

4 Расчетным путем строим индикаторные кривые по дебиту нефти в целом для объекта и для каждого пласта отдельно;

5 Моделируем зависимость суммарного дебита нефти от дебита жидкости одного из пластов, учитывая ограничения по лифту. Определяем оптимальный режим работы скважины;

6 Моделируем зависимость относительного прироста добычи нефти от перераспределения депрессий по пластам. Из данной зависимости находим оптимальное перераспределение депрессии, при котором добыча нефти будет максимальной.

7 На последнюю модель накладываем зависимость относительной потери суммарной добычи жидкости, учитывая ограничения по лифту, от перераспределения депрессий по пластам, которой доказываем, что оптимальный режим работы скважины получен, используя метод перераспределения депрессий, а не за счет увеличения дебита жидкости.

Таким образом, оптимальный режим работы пластов может быть достигнут только путем перераспределения депрессии между эксплуатационными объектами следующим образом: по пласту БВ7 необходимо увеличение депрессии от 2,4 МПа до 5,7 МПа, по пласту БВ8(2) уменьшение депрессии до 1,1 МПа (рисунок 1.4).

Из данной зависимости следует, что оптимальный режим работы будет достигнут после перераспределения депрессии. Прирост добычи нефти за сутки составляет 1,98 тонн, за год – 723 тонн.

На рисунке 1.5 приведена блок-схема данного метода.

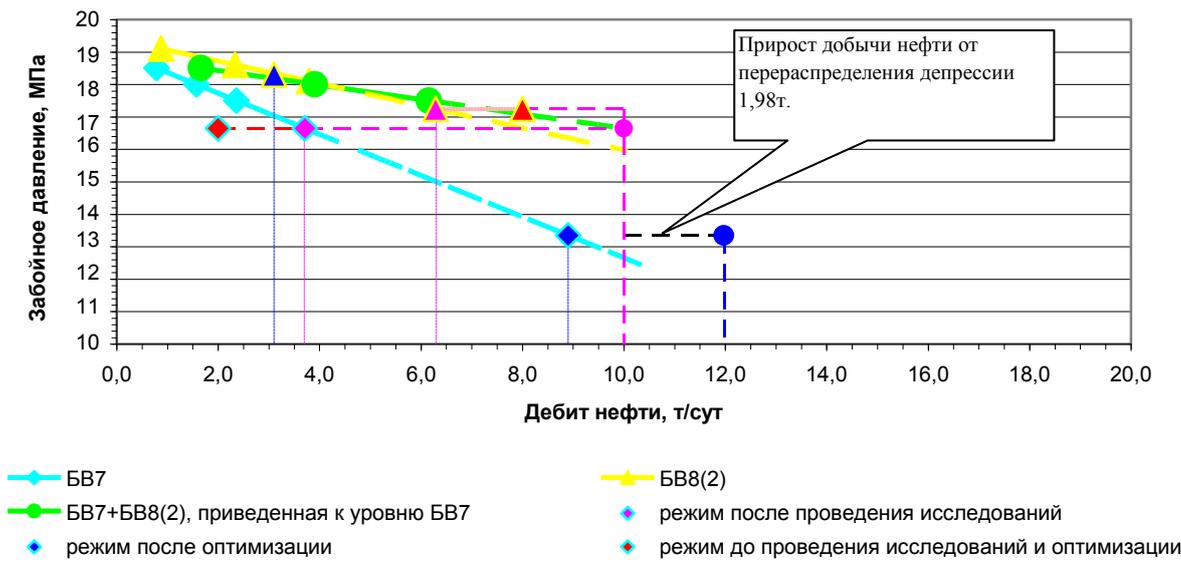


Рисунок 1.4 - Индикаторные кривые скважины № 547 Ван-Еганского месторождения

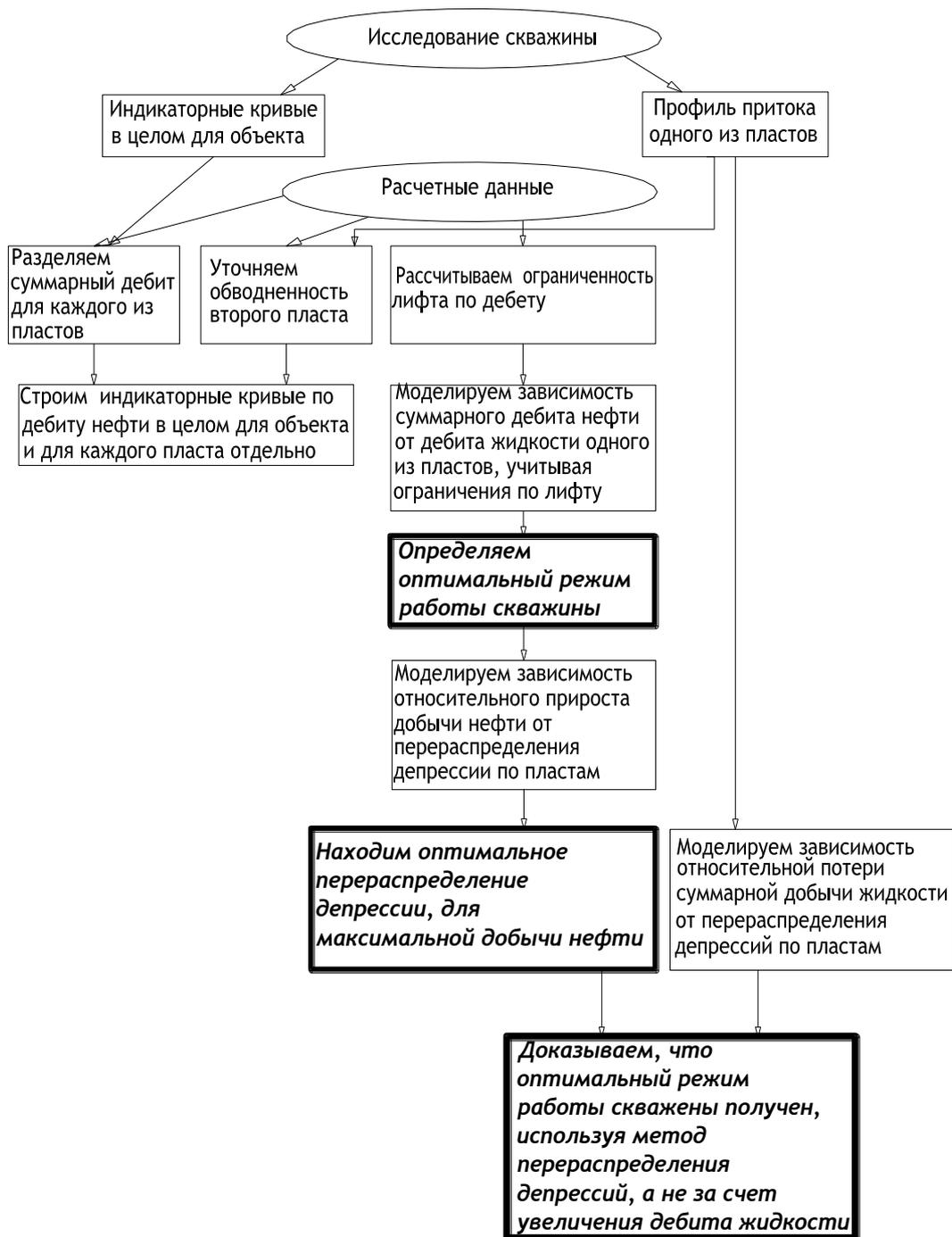


Рисунок 1.5 - Блок-схема метода исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации

В данной главе предложен математический аппарат поиска забойного давления для двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации с учетом ограничения лифта. Забойные давления рассчитывается, используя

данные системы погружной телеметрии "Электрон-ТМС"

Предлагается ввести целевую функцию суммарного дебита нефти $Q_n = f(x_1, x_2)$, где x_1 - забойное давление первого пласта; x_2 - забойное давление второго пласта. Требуется найти $x_1, x_2 \rightarrow \max \{Q_n = f(x_1, x_2)\}$

Для отыскания экстремума применяется метод множителей Лагранжа.

Функция Лагранжа в данном случае имеет вид

$$\Phi(x_1, x_2, \lambda) = f(x_1, x_2) + \lambda[\eta(x_1) - g(x_1, x_2)]$$

В качестве граничного условия используем ограничение приема жидкости по лифту т.е. вводим следующее ограничение

$$g(x_1, x_2) \leq \eta(x_1),$$

где $g(x_1, x_2)$ есть функция суммарного дебита жидкости по пластам, а $\eta(x_1)$ - есть функция, описывающая ограничения по лифту, зависящая от забойного давления по верхнему из пластов.

Находим частные производные и приравняем их к нулю. В результате

решения системы
$$\begin{cases} \frac{d\phi(x_1, x_2, \lambda)}{dx_1} = 0 \\ \frac{d\phi(x_1, x_2, \lambda)}{dx_2} = 0 \\ \frac{d\phi(x_1, x_2, \lambda)}{d\lambda} = 0 \end{cases}$$
 найдем значения коэффициентов $\begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \lambda \end{pmatrix}$

1.2 Анализ внедрения управляемой депрессии на Вынгапурском месторождении

На Вынгапуровском месторождении ОАО "Ноябрьскнефтегаз" силами НГДУ «Заполярье» в течение 1988 - 90 годов были смонтированы и введены в эксплуатацию четыре установки гидропоршневых насосов. Общий фонд переведенных скважин на первое января 1992 года составлял 12 скважин (3 куста). К концу девяносто первого года установки были остановлены и законсервированы по различным причинам, основной из которых, по нашему мнению, явилось отсутствие опыта и навыков эксплуатации у обслуживающего персонала НГДУ. С целью наиболее эффективной эксплуатации установок, в 1992 году было создано ТОО НПФ "Сигма-Сиб", с 1997 года - ООО "СигмаТон", г.Сургут.

За период с апреля 1992 года по сентябрь 1998 года силами этого предприятия запущены в эксплуатацию в общей сложности 16 установок гидроприводных насосов с общим фондом 85 скважин.

Чтобы наиболее полно представить себе роль гидроприводного способа эксплуатации в условиях Вынгапурского месторождения, необходимо кратко остановиться на особенностях его разработки.

Вынгапуровское месторождение введено в разработку в 1982 году и находится в стадии снижения добычи нефти и роста обводненности продукции. Месторождение с литологически выклинивающимися, существенно неоднородными, низкопроницаемыми коллекторами, глубинами залегания пластов до 2700 метров отнесено к типу сложнопостроенных, с трудно извлекаемыми запасами. Фактические показатели добычи нефти значительно ниже проектных.

Основная часть толщи сложена глинисто-песчаными породами, являющимися по существу, не коллекторами.

Основные характеристики пластов: проницаемость - от 16 до 21 мД;

пористость - от 18 до 21%; начальная нефтенасыщенность - от 54 до 70%; толщина пластов эффективная - от 3,25 до 4,7 метра; нефтенасыщенная - от 3,17 до 3,9 метра; пластовое давление 28 МПа; температура пласта 82°C. Свойства пластовой нефти и газа: давление насыщения газом - до 19,6 МПа; газосодержание-150 м³/м³; плотность нефти-0,82г/см³; вязкость нефти - 0,46 сПз, температура насыщения парафином - 51°C; содержание парафина в разгазированной нефти - более 5 %.

Существенное влияние на эксплуатацию оказывают осложнения, вызванные вечномерзлыми породами. При дебите скважины менее 10 тонн в сутки поток жидкости в интервале вечномерзлых пород охлаждается до 0-1 С. При дебите до 25 тонн в сутки - до 2-9°C. Интервал вечномерзлых пород - от 250 до 400 метров.

Месторождение характеризуется большим фондом скважин, находящихся в бездействии и консервации (более 60 %). Основной причиной бездействия скважин являются парафино- и гидратообразование, вследствие низкой продуктивности пластов.

В соответствии с техсхемой на месторождении рекомендовался фонтанный и два механизированных способа добычи: газлифтный и ШГН. Учитывая сравнительно высокий средний газовый фактор до 150 м³/м³, основным способом механизированной эксплуатации скважин на месторождении рекомендовался газлифтный. Однако в последствии основным механизированным способом добычи стал ЭЦН.

Для удобства анализа работы скважин Вынгапуровского месторождения, оборудованных гидроприводными насосами, был взят материалы за полный календарный 1997 год.

На 01.01.98 года под гидроприводную эксплуатацию было переведено 76 скважин. При этом 46 % из них до перевода относились к категории дающих, однако, 66% из данной категории, работали с дебитами до 5 тонн в сутки, т.е. фактически простаивали. В фонде освоения находилось 26 % скважин, 25 %

скважин находились в длительном бездействии, 3 % - в консервации. Общее количество неработающих скважин составило 54 %. Добыча из всех переведенных скважин до внедрения на них гидроприводных методов эксплуатации в пересчете на календарный год составила 54968 тонн. После перевода добыча за такой же период составила 164981 тонн. Годовой прирост добычи нефти - 110013 тонн.

Анализируя работу скважин из категории дающих до перевода, следует отметить, что данные скважины относились к категории часто ремонтируемых. Основными видами ремонтов на них были обработки призабойной зоны (153 скважинооперации), восстановление циркуляции с помощью бригад КРС (42 ремонта).

Общее же количество произведенных текущих и капитальных ремонтов скважин, после перевода их под гидроприводную эксплуатацию, на всем фонде скважин за шесть с половиной лет составило всего шесть ремонтов (4 ремонта по восстановлению циркуляции, 1 ремонт - ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны, 1 ремонт - замена НКГ и подземного оборудования).

При условии производства в среднем 2,21 текущих ремонтов в год на одну скважину, эксплуатируемую УЭЦН (данные за 1997 год), общая экономия текущих ремонтов только за 1997 год составила 146 ремонтов при среднедействующем фонде 66 скважин.

Себестоимость одной тонны нефти по НГДУ "Заполярье" за 1997 год составила 247410 рублей, по гидроприводным - 249348 рублей. При этом следует учесть, что себестоимость одной тонны нефти рассчитывалась исходя из среднего дебита одной скважины 5,74 т/сутки.

По состоянию на 01.01.98 года при общем эксплуатационном фонде 665 скважин и консервации - 439 скважин, фонд скважин, эксплуатируемый УЭЦН, составлял 49% от общего действующего фонда скважин, ШГН - 2,7%, плунжер - лифт - 8,3%, гидроприводной способ - 17%. Доля фонтанных

скважин составляла 23%. Незначительные дебиты скважин по жидкости и высокое газосодержание пластовой нефти, интенсивное парафиноотложение существенно затрудняют применение УЭЦН и ШГН. Так, межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, составил за 1997 год - 194 суток, ШГН - 201 сутки, гидроприводными насосами - 1022 суток, при этом среднее количество ремонтов, произведенных на одной скважине, оборудованной УЭЦН, составило 2,21 ремонтов, гидроприводных - 0 ремонтов. Добыча же нефти за 1997 год составила: по фонтанным скважинам - 759,8 тысяч тонн или 34,5% от общей добычи, УЭЦН - 1160,7 тысяч тонн или 53%, ШГН - 25,7 тысяч тонн или 1,2%, плунжер-лифт - 107,3 тысяч тонн или 4,9%, гидроприводные - 146,6 тысяч тонн или 6,7%.

Из приведенных данных видно, что при фонде 17% от общего действующего, доля добычи из гидроприводных скважин составила всего 6,7%.

Динамика изменения основных показателей добычи нефти гидроприводными насосами по годам представлена на графике № 1.

Особенность применения гидроприводного метода добычи нефти на Вынгапуровском месторождении заключается в том, что в процессе внедрения гидроприводного метода эксплуатации под перевод отдавались только те скважины, добыча из которых любым другим способом была совершенно не возможна. Средний дебит скважин, переведенных под гидроприводную эксплуатацию, составил до перевода 1 т/сут, после перевода (за 1997 год) - 5,74 т/сут.

Между тем, максимальная подача одного гидропоршневого насоса может составлять 25,40 и 100 м³/сут. в зависимости от применяемого типоразмера. Общий суммарный дебит одной гидропоршневой установки на восемь скважин по жидкости может составить от 250 до 350 м³/сут.

Общепринятая схема работы гидроприводных установок следующая: в скважину, после спуска подземного оборудования, которое является одним и

тем же для струйных и гидроприводных насосов, сбрасывается струйный насос, после чего производится его запуск в работу с последующей отработкой скважины в течение одного - полутора месяцев. Отработка производится с целью очистки призабойной зоны от грязи, т.к. первоначально в процессе эксплуатации, как правило, происходит интенсивный вынос механических частиц. И только после этого в скважину для постоянной работы спускается более экономичный гидропоршневой насос. Вынос мехчастиц из скважин на первоначальном этапе составлял до 1000 и более миллиграмм на литр добываемой жидкости. В дальнейшем вынос мехчастиц уменьшился до 200-300 мг/литр. В этом случае проявилось одно из преимуществ струйного метода добычи нефти - очистка призабойной зоны скважины в течение длительного времени, при этом не происходит интенсивный износ подвижных рабочих органов насоса ввиду их отсутствия. Замена проточных частей струйного насоса в данном случае производится через три-четыре месяца эксплуатации.

Возможность введения химреагентов непосредственно в рабочую жидкость, позволяет эффективно проводить работы по депарафинизации скважин, антикоррозионной обработки подземного и наземного оборудования.

Отсутствие электрической связи с наземным оборудованием, а также колонны штанг, возможность замены вышедшего из строя насоса посредством его подъёма-спуска потоком закачиваемой жидкости в самые короткие сроки.

Наличие регулятора расхода на линии подачи рабочей жидкости в каждую скважину позволяет простым поворотом лимба регулятора постоянного расхода изменять подачу рабочей жидкости в скважину, тем самым регулировать число двойных ходов гидропоршневого насоса, что в свою очередь позволяет произвести плавное изменение депрессии на пласт, более качественный и точный вывод скважины на режим и длительно эксплуатировать ее в режиме установившихся отборов.

Возможность спуска с погружным насосом глубинного манометра позволяет произвести замеры забойного и пластового давлений, на основании

которых можно рассчитать коэффициент продуктивности каждой скважины.

Метод экологически чист и применим в условиях эксплуатации в природоохраных, затопливаемых зонах, а также на морских платформах.

Ремонт вышедшего из строя насоса возможен в полевых условиях (необходимо наличие помещения размером 6 на 3 метра, оборудованное слесарным верстаком). Помещение может быть передвижным и доставляться в любое необходимое место посредством передвижения его с помощью автотранспорта. Так, в условиях эксплуатации станции гидропоршневых насосов на Самотлорском месторождении в ОАО "Черногорнефть" мастерская по ремонту погружных насосов установлена на территории куста скважин. Ремонт насоса осуществляется двумя работниками из числа обслуживающего персонала и производится за время от четырех до восьми часов в зависимости от сложности ремонта.

Всего за 1997 год было выполнено 194 ремонта гидропоршневых насосов.

Основной причиной выхода из строя гидропоршневого насоса является отложение солей, смол, асфальтенов, окислов железа на внутренних частях насоса за счет агрессивного воздействия добываемой жидкости - 78 ремонтов или 40% от общего их числа. В данном случае производится частичная разборка насоса, его чистка, промывка и сборка, после чего он опять готов к работе.

Следующей, наиболее распространённой причиной, явился выход из строя золотникового устройства (механизма переключения направления потока высоконапорной жидкости в полости насосного агрегата) в следствии его заклинивания - 54 ремонта или 28%. При этом, в 42 случаях после разборки-сборки и чистки золотниковые устройства были использованы вновь. В 32 случаях (16,5%) была произведена замена клапанного узла насоса. Причиной его выхода из строя, как правило, является коррозия и механический износ. На долю остальных ремонтов пришлось всего 30 ремонтов или 15,5% (в их числе замена цилиндров, штоков, поршневых колец и других частей насоса).

Ремонтов струйных насосов не производилось. Были заменены изношенные проточные части - 4 случая.

Общий фонд скважин, постоянно эксплуатируемый струйными насосами, составил на 01.01.98 года 12 скважин.

Допустимое содержание свободного газа на приёме струйного насоса может достигать больших значений - до 30% объёма, в то время как содержание свободного газа на приёме гидропоршневого насоса не должно превышать 5%.

Одним из существенных преимуществ гидроприводной эксплуатации является тот факт, что спуск гидроприводных насосов производится до глубины 30-50 метров выше верхних дыр зоны перфорации, при этом глубины спуска могут достигать 3500 метров. Фактически насос спускается в зону пласта, что существенно облегчает условия его работы по отбору жидкости из пласта (давление на приёме насоса можно доводить до значений близких к давлению насыщения).

Таблица 1.1 СОСТОЯНИЕ ФОНДА СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА НА ГИДРОПРИВОДНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ГРУППАМ

Категория скважин по дебиту	До внедрения								После внедрения								
	Способ эксплуатации				Состояние фонда				Накопленная добыча за календарный год предшествующий внедрению	Способ эксплуатации				Состояние фонда		Накопленная добыча за календарный год после внедрения	Прирост добычи за календарный год
	Количество скважин									Количество скважин							
	Фонтан	ЭЦН	Освоение	Консервация	Всего	Дающие	Б/д	Всего неработающих (консерв., б/д, освоение)	ГПН	Струйный	Всего ГПН+Струйный	Дающие	Б/д				
шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	тонн	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	тонн	тонн		
0 до 5	40	1	20	2	63	23	18	40	27951	35	7	42	38	4	125925	97974	
	53%		26%	0	83%	30%	24%	53%									
5 до 10	5	4	0	0	9	8	1	1	17614	20	7	27	26	1	24884	7270	
10 до 15	1	2	0	0	3	3	0	0	6356	6	0	6	5	1	8324	1968	
15 до 20	1	0	0		1	1	0	0	3047	1	0	1	1	0	5848	2801	
ИТОГО	47	7	20	2	76	35	19	41	54968	62	14	76	70	6	164981	110013	
						46%	25%	54%			81%	19%		92%			8%

Таблица 1.2 Сравнительный анализ работы скважин Хохряковского месторождения, переведенных на метод управляемой депрессии

№ куста				ДОАО "Нижневартовскнефть" 1996 г.				ЗАО "Колек-Еганнефть" 1998 г.					Сравнение 1996-1998 г.г.				
	№ скв	Базов. Q, т/сут	Способ добычи	Добыча за год, т	Календарное время, сут	Факт. раб, сут	К экспл	Средний Q, т/сут	Добыча за год, т	Календарное время, сут	Факт. раб, сут	К экспл	Средний Q, т/сут	Добыча, + т нефти	Дебит, +т/сут	К увел.	
44 Хохр.	57-П	9.6	ШГН	3611	366	363	0.99	9.9									
			ГСН														
	362	7.7	ШГН	2392	366	366	1	6.54									
			ГСН														
	363	9.3	ШГН	3583	366	366	1	9.8									
			ГСН														
	374	9.6	ШГН	3389	366	366	1	9.26									
			ГСН														
	375	6.3	ШГН	2994	366	359	0.98	6.4									
			ГСН														
376	7.6	ШГН	3462	366	364	0.99	9.5										
		ГСН															
Итого Средн. по скв	783	7.7	ШГН	2199	366	366	1	6									
			ГСН														
Средн. по скв		57.8	ШГН	21630	2562	2550	0.99	57.4									
		8.3	ГСН						40079	2484	2473	0.99	113.8	18449	56.4	1.9	
			ГСН										16.3	8.1			
38 Хохр.	361	11.6	ШГН	4994	366	365	1	13.7									
			ГСН														
	373	5.7	ШГН	1733	366	363	0.99	4.8									
			ГСН														
778	3.8	ШГН	2494	366	361	0.99	6.9										
			ГСН														
									6608	338	338	1	19.6	4114	12.7	2.6	

Продолжение табл. 1.2

Итого Средн. по скв	780	2.2	ШГН ГСН	961	366	334	0.91	2.9	1531	259	259	1	5.9	570	3	1.6
		23.3 5.9	ШГН	10182	1464	1423		28.3 7.2								
Средн. по скв			ГСН						19811	1232	1232	1	62.2 15.6	9629	33.9 8.5	1.9
ИТОГО Средн. по скв		81.1 7.4	ШГН	31812	4026	3973		85.7 7.8								
			ГСН						59890	3716	3705		176 16	28078	90.3 8.2	1.9

Таблица 1.3. Результаты внедрения технологии воздействия на пласт методом управляемой депрессии

№ п/п	№ скв	№ куст	Месторождение	Интервал перфорации, м	Цель работы	Время работы струйного насоса, час	Давление на ЦА, МПа		Создаваемая депрессия на пласт, МПа		Работы, проводимые до начала освоения струйным насосом	Дебит до начала проведения работ струйным насосом, м3/сут	Полученный результат после проведения работ струйным насосом, м3/сут
							min	max	min	max			
1	3076	35	Лазаревское	2130-2131.5	Освоение	25.5	6	6	4	4	Первичное освоение	-	4.8
2	12		Зимнее	2329-2344	Освоение, интенсификация притока	15.1	8.8	9	5.5	6	Осваивалась компрессором	-	14.4
3	4202		Федоровское	2583-2588	"	3.5	10	13	10	13	Осваивалась пенной системой	8	15.6
4	967р		В. Сургутское	2303-2308	Интенсификация притока	28.25	5	9	4.5	7	Осваивалась 5 лет назад	-	2.6
5	14		Зимнее	2344-2360	Освоение, интенсификация притока	33	8	12	8	12	Осваивалась компрессором	-	1.59
6	16		Кондинское	2706-2728	"	36	7	13	6	12	"	-	1.69
7	16		"	2657-2663	"	40.5	6	12.5	6.4	11.7	"	3	4.8
8	267	683	В-Еловое	2890-2893	Освоение, интенсификация притока после КРС	37	6	15	6	15	Осваивалась пенной системой	2	9.6
9	3026	500	В. Сургутское	2898-2904 2908-2916	"	31	5	12	4	11	Осваивалась компрессором	8	14.4
10	3031	500	В. Сургутское	3108-3122	Освоение, интенсификация притока после КРС	24	8	14	7	13	Осваивалась компрессором	2.4	7.2

Продолжение табл. 1.3

11	2651	211	Родниковое	2613-2619	Освоение, интенсификация притока	16	8	13	7	12	"	-	19
12	2633	208	"	2465-2472	"	30	7	12	6	11	"	0.5	4.8
13	302	5	Конятлорское	2480.5-2498.5	"	32	14	14	13	13	"	4.2	26.4
14	5415	8	Суторминское	2814-2823	"	30	11	15	8	13	СКО, ГКО, осваивалась компрессором	-	8.4
15	206	203	"	2935-2940 2942-2948	"	55.6	10	15.2	8	12	Осваивалась компрессором, КО	-	25.6
16	P-62		Каменное	1476-1459	Освоение	35.3	4	6	3	5	Осваивалась компрессором (ГРП)	-	54
17	P-56		"	1459-1474	"	77.26	4	9	3	8	"	-	19.74
18	P-22		"	1472-146	"	12.08	3	5	3	4	Осваивалась компрессором	-	120
19	P-93		"	1452-1460	"	31.46	3	5	1.5	3	Осваивалась компрессором (ГРП)	-	56.79
20	P-88		"	1458-1476	"	67	2	8	3	6	"	-	51.7
21	1005	9	"	Интервал испытания 1456-1466	Испытание	13.85	5.5	10	3	6	Первичное испытание		4.8
22	1002	9	"	Интервал испытания 1548-1568	"	23	6	8	4	6.5	"		2.25
23	1002	9	"	Интервал испытания 1548-1571	"	24	6	6	4	4	"		2.4
24	1002	9	"	Интервал испытания 1548-1578	"	38	6	10	4	8	"		4.1
25	1002	9	"	Интервал испытания 1548-1578	Испытание	23.8	8	10	6	8	Первичное испытание		6.6
26	1002	9	"	Интервал испытания 1544-1576	"	24	6	10	4	8	"		4.4

27	1005	9	"	Интервал испытания 1434-1470	"	23	6	10	4	8	"		4.3
28	7186	к-78	Сыморьяхское	Интервал испытания 2069-2118	"	12	6	13	3	10.5	"		34
29	P-614		Песчаное	2300-2315 2278-2290 2262-2270	"	11.5	6	17.5	5	14.8	"		1.3
30	P-47		Зап.Ватлорское	3080-3089 3030-3074	"	14.2	9	16	6	10	"		0.1
31	P-619		Песчаное	2300-2315 2278-2290 2262-2270	"	6	6	12	4.5	10	"		0.7
32	P-704	117	Каменное	1558-1542	"	17	6	10	4.5	8	"		2.4
33	9301	93	"	1477.5-1497.7	"	20	6	10	4.5	8	"		4.5
34	9301	93	"	1477.5-1499	"	16	6	10	4.5	8	"		3.1
35	115		Потанайское	2177-2311	"	24	10	13	3.5	4.8	"		2.4
36	5602	56	Каменное	2760-2650	"	22	6	11	4	9	"		3.14
37	9308	93	"	1623.5-1578	"	24	4	8	3	6	"		7.2
38	9306	93	"	1856-1831	Освоение	24	4	8	2	6.5	Первичное освоение		7.2
39	9304	93	"	1598-1516	"	24	4	8	2	6.5	"		5
40	1204		Родинское	1803.7-1812.7	"	9	10	12	7	8.4	"		60
41	382		Сорокинско- Никольское		Освоение	24	10	10	7	7	"		5
42	4070	311	Талинское	2905.5-2915	Испытание	8	8	10	5.6	7	Осваивалась ГКО		55.6
43	9085	579	"	2865-2867 2873-2881	Освоение	6	6	12	1.2	1.8	-		37
44	71006	670 бис	Самотлорское	1865-1875 1884-1889	Освоение, эксплуатация	27	5	10	3	8	нет данных		24
45	70002	670 бис	"	1797-1849	"	12	4	10	3	8	СКО, свабирован.		15

1.3 Краткий анализ испытания, освоения и интенсификации притока на некоторых месторождениях Западной Сибири с использованием метода управляемой депрессии

В таблице 1.2 и таблице 1.3 приведены основные результаты внедрения технологии воздействия на пласт методом управляемых депрессий на следующих месторождениях:

Лазаревское, В-Еловое, В.Сургутское, Родниковое, Зимнее, Кенятлорское, Каменное, Федоровское, Талинское, Самотлорское, Сыморьяхское, Кондинское, Песчанное, Зап. Ватлорское, Потанайское, Родинское, Сорокинско-Никольское.

Прирост дебита нефти за счет применения ГСН колеблется в интервале 0,1-120 т/сут при среднем значении 27,8 т/сут.

Испытание и внедрение ГСН проводилось как первичное, после освоения, после освоения пенной системой, после освоения компрессором, после СКО и ГКО с освоением компрессором, после ГРП, после свабирования. Технологические показатели по видам предварительного воздействия приведены в таблице 1.3

1.4 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте АВ₁³ Самотлорского месторождения

На участке пласта АВ₁³ на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено 25 добывающих скважин. На момент массового внедрения метода управляемых депрессий (01.03.96) разработка участка характеризовалась следующим:

- фонтанным способом эксплуатировались шесть скважин, ШГН – 7, ГПН и ГСН – 5;

- накопленная добыча жидкости составила 298,7 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 108,3 тыс. т; за счет ШГН – 180,1 тыс. т, за счет ГПН+ГСН – 0,9 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 9,3 тыс. т;

- накопленная добыча нефти составляла 195,6 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 52,7 тыс. т; за счет ШГН – 132,9 тыс. т; за счет ГПН и ГСН – 0,7 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 9,2 тыс. т;

- дебиты жидкости составляли в среднем 10,84 т/сут, в том числе, на фонде с ЭЦН – 17,37 т/сут; ШГН – 9,8 т/сут; ГПН+ГСН – 5,35 т/сут;

- дебиты нефти составляли в среднем 5,74 т/сут, в том числе, на фонде с ЭЦН – 9,81 т/сут; ШГН – 3,19 т/сут; ГПН+ГСН – 4,23 т/сут;

- средняя обводненность продукции составила 44%, в том числе, на фонде, эксплуатируемом ЭЦН – 44%; ШГН – 67%; ГПН+ГСН – 21%. По мере увеличения доли скважин, переведенных на метод управляемой депрессии, оборудованных ГПН, на участке (с 5 до 25) месячная добыча нефти возрастает с 1595 т/мес до 5802 т/мес. Увеличение фонда работающих скважин состоялось только благодаря возможности перехода на метод управляемой депрессии с использованием ГПН, т.к. на стационарных депрессиях (ШГН и ЭЦН) можно работать только в режиме накопления из-за низких дебитов жидкости и частых поломок. При этом отмечается снижение средней обводненности продукции с 46% за 1-1,5 года до 14-30% с постепенным ее нарастанием, которое составило

(на 01.09.02) 51%, в том числе, на фонде, эксплуатируемом ЭЦН – 15%; ШГН – 86%; ГПН+ГСН – 53%.

При этом средний дебит жидкости возрастает с 10,84 т/сут до 17,12 т/сут, средний дебит нефти также поднимается с 5,74 т/сут до 10,95 т/сут., в том числе, по скважинам, переведенным на управляемые депрессии, – с 4,2 до 6,4 т/сут.

По состоянию на 01.09.02 накопленная добыча нефти составляет 451,9 тыс. т, в том числе, за счет фонтанного способа эксплуатации – 9,3 тыс. т (2,1%); ЭЦН – 83,1 тыс. т (18,4%); ШГН – 141,5 тыс. т (31,3%); ГПН и ГСН – 217,9 тыс. т (48,2%). Такое резкое снижение обводненности продукции и нарастание добычи нефти после внедрения метода управляемой депрессии на основе гидроструйных насосов (рис.1.6 и рис. 1.7) носит характерные признаки метода повышения нефтеотдачи (снижение процента обводнения, увеличение коэффициентов охвата и нефтеотдачи, вовлечение в разработку слабодренируемых и недренируемых запасов нефти). Этот факт свидетельствует о подключении в работу новых нефтенасыщенных интервалов.

В работе построена характеристика вытеснения Камбарова $Q_n = f(1/\Sigma Q_{ж})$ [59]. Из данной характеристики видно, что прирост добычи нефти составляет 517 тыс. т. (рис.1.8). Для уточнения данных построена семипараметрическая характеристика вытеснения (рис.1.9), разработанная в [НИИ«СибГеоТех»](#) г. Нижневартовска под руководством [В.А. Леонова](#). Данная модель основана на модели, разработанной Орловым В.С., Ревенко В.М., Амелиным И.Д. и Казаковым А.А. $\Sigma Q_n = A + C \cdot (\Sigma Q_{ж})^D$ [59], которая содержит только три параметра. Увеличение параметров до семи снижает погрешность до минимума. Погрешность при расчетах данного пласта составила всего 3%. Из предлагаемой характеристики видно, что применение метода управляемой депрессии привело к значительному повышению нефтеотдачи; прирост добычи нефти от ПНП составляет 43349 т, а от интенсификации 154015 т. Суммарный прирост добычи нефти составляет 197364 т.

По модифицированной методике Буторина-Копытова [59] (рис. 1.10) дополнительная добыча нефти оценивается в размере 182,7 тыс. т.

Общие геологические запасы нефти участка пласта АВ₁³, оцененные объемным методом, составляют 1472,7 тыс. т., коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,55. НИЗ оцениваются в размере 810 тыс. т. Неизвлекаемые запасы нефти оцениваются в 662,7 тыс. т. Из характеристики [Леонова](#) (рис.1.9) видно, что подвижные запасы нефти, эксплуатируемые скважинами на стационарных депрессиях (ЭЦН и ШГН) не превысят 255 тыс. т и конечный коэффициент нефтеотдачи составит не более 0,17, что ниже проектного (0,55). Другими словами, неизвлекаемые запасы (вместе с трудноизвлекаемыми) оцениваются в 1217,7 тыс. т, т.е. 555 тыс. т и из НИЗ переходят (при эксплуатации на стационарных депрессиях) в категорию трудноизвлекаемых запасов. Структура запасов нефти участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения при эксплуатации скважин на стационарных депрессиях (оборудованных ЭЦН+ШГН) и на управляемой депрессии (оборудованных ГСН+ГПН) показана на рисунке 1.11. Из данной характеристики видно, что применение метода управляемой депрессии позволило перевести 197 тыс. т из категории трудноизвлекаемых запасов в категорию извлекаемых. При этом 22% прироста добычи нефти составляет повышение нефтеотдачи пласта. Коэффициент нефтеотдачи после применения метода составил 0,31, т.е. данный коэффициент возрос на 14%.

Таким образом, метод управляемой депрессии позволил не только интенсифицировать добычу нефти, но и увеличить нефтеотдачу данного пласта.

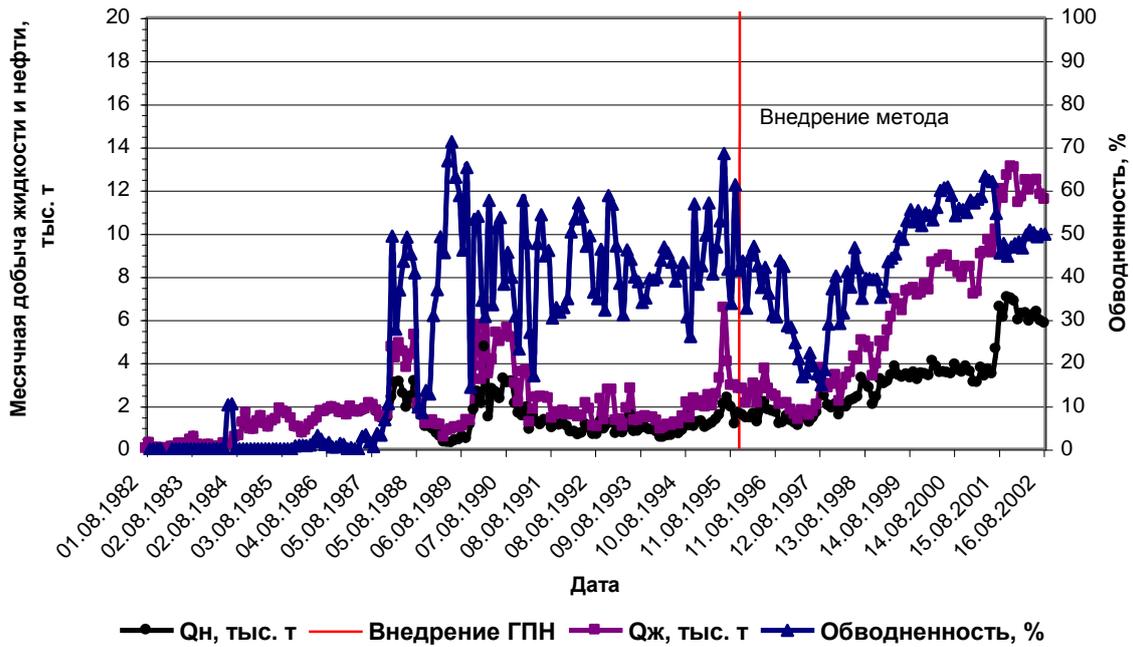


Рисунок 1.6. Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения



Рисунок 1.7. Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения

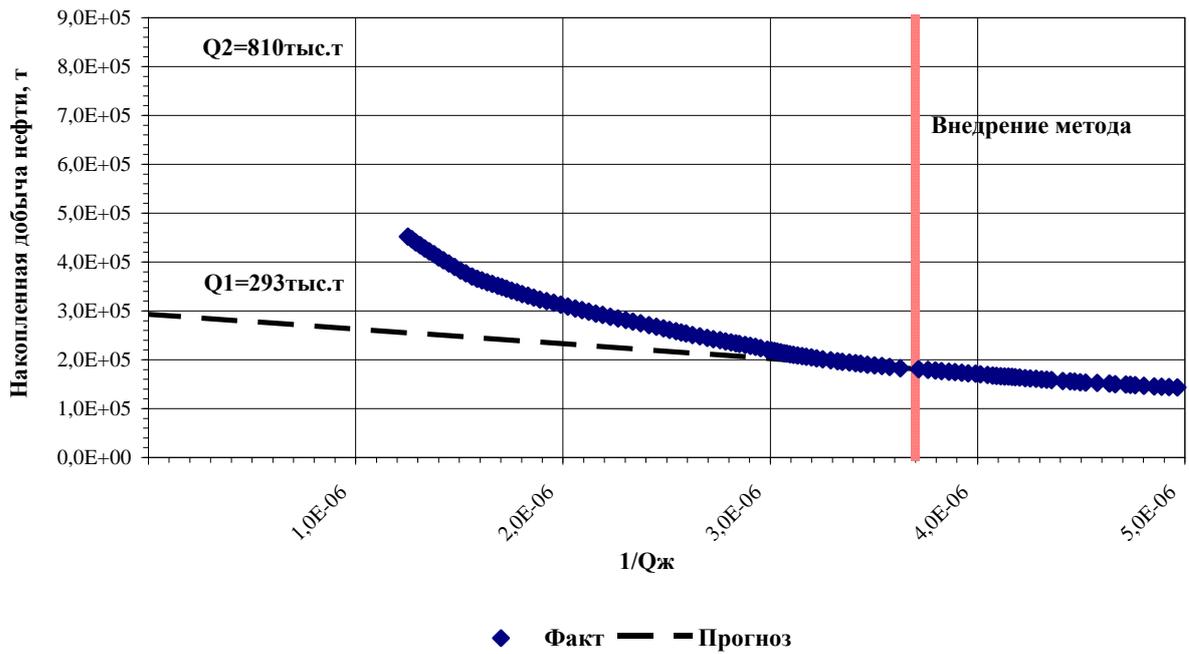


Рисунок 1.8 - Характеристика вытеснения Камбарова участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения

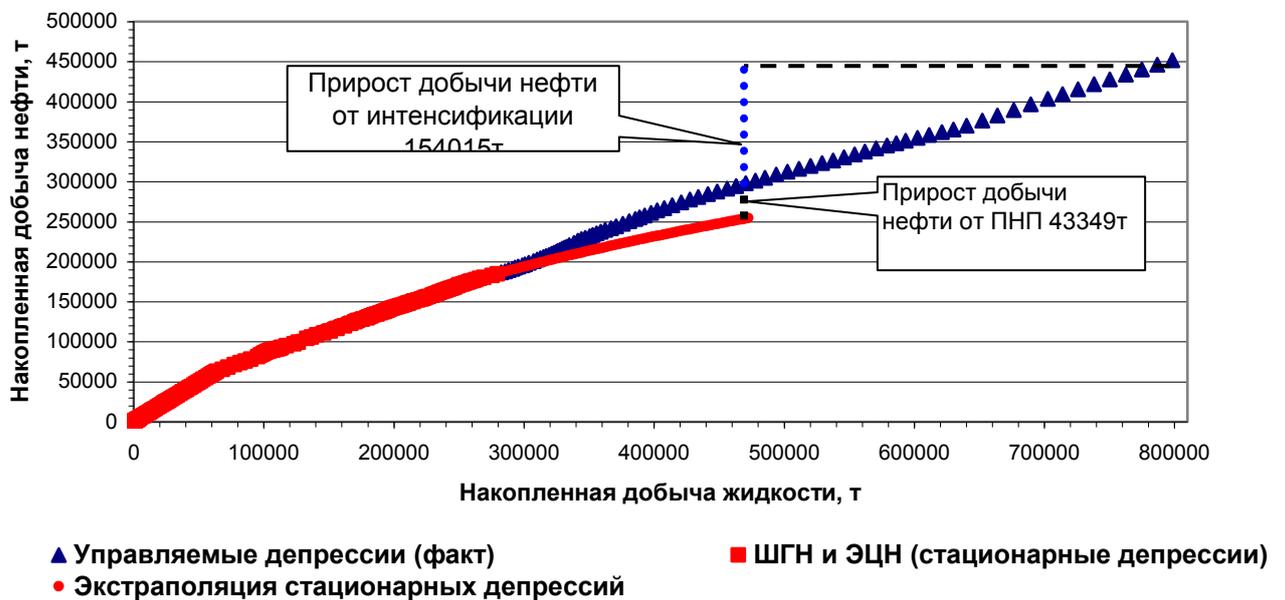


Рисунок 1.9 - Характеристика вытеснения участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения

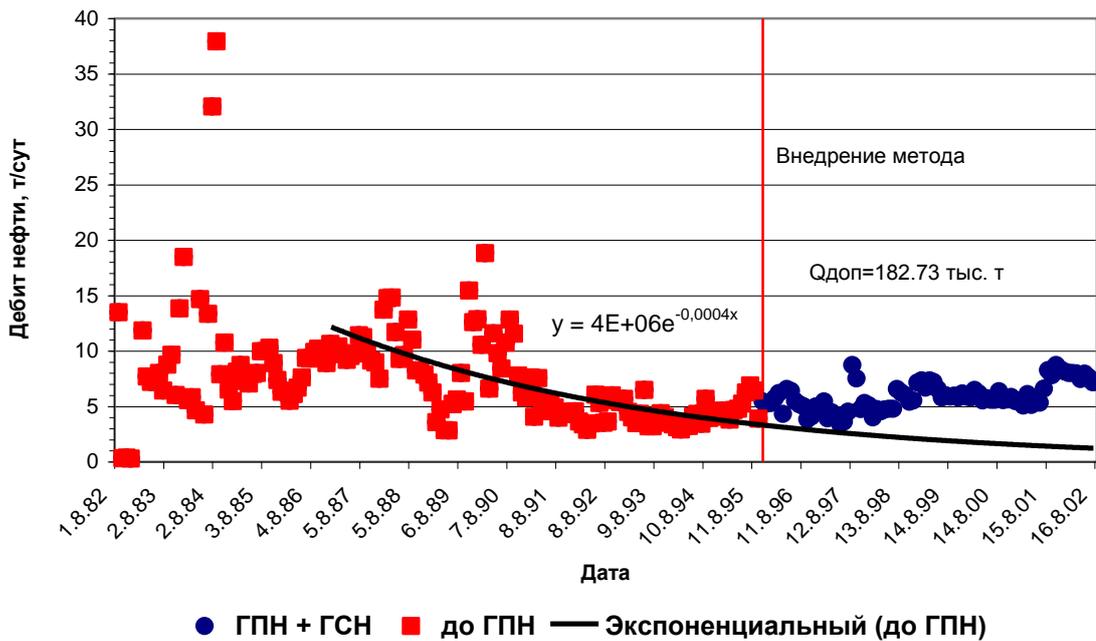


Рисунок 1.10 - Оценка технологической эффективности участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

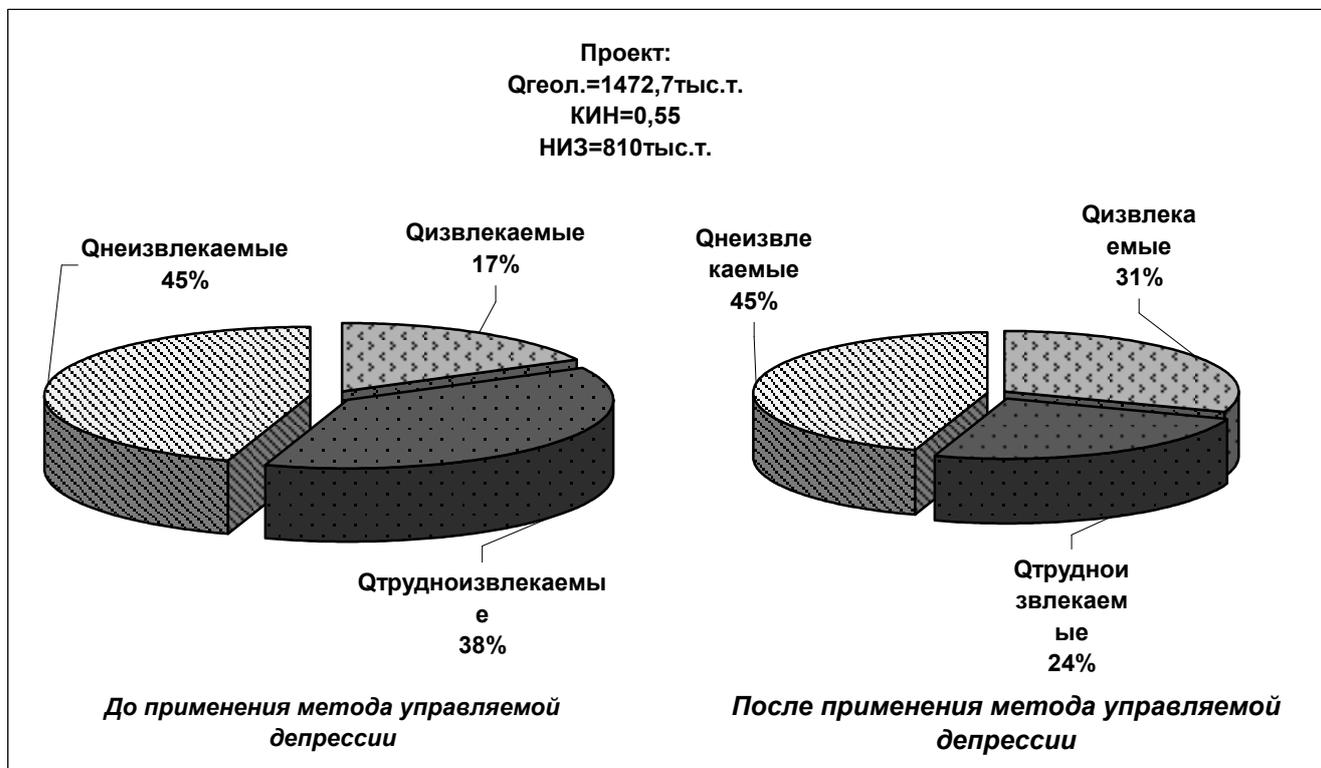


Рисунок 1.11 - Структура запасов нефти участка пласта АВ₁³ Самотлорского месторождения

1.5 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

На участке пласта АВ₂₋₃ на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено восемь добывающих скважин. На момент массового внедрения метода управляемой депрессии (01.10.97г.) разработка участка характеризовалась следующим:

- эксплуатировались шесть скважин, в том числе, на ЭЦН – 2 скважины; на ШГН – 4 скважины;

- накопленная добыча жидкости составила 133,2 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 75,4 тыс. т; за счет ШГН – 55,8 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 1,9 тыс. т;

- накопленная добыча нефти составила 58,7 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 12,5 тыс. т; за счет ШГН – 42,3 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 1,9 тыс. т;

- дебиты жидкости составляли в среднем 1,5-2т/сут; добыча велась исключительно на фонде скважин, оборудованных ШГН;

- дебиты нефти снизились в среднем до 0,8-1,4 т/сут;

- обводненность продукции поднялась до 50-97 % за счет неустойчивой работы скважин; дебиты нефти и жидкости, а также обводненность продукции имеют высокий разброс по широкому диапазону.

По мере увеличения работающих скважин (с 6 до 10), преимущественно переведенных на метод управляемой депрессии на основе ГСН, увеличивается месячная добыча нефти со 117 т/мес до 1361 т/мес. При этом необходимо отметить, что эта возможность возникла только за счет использования метода управляемой депрессии, т.к. притоки жидкости (1,5-2,5 т/сут) ниже предела рентабельности использования ЭЦН и ШГН («режим накопления»). Отмечается снижение обводненности продукции с 62,5% до 30-40% за несколько месяцев. Постепенно этот параметр возрастает и по состоянию на 01.09.02 г. составляет 70,5%. Благодаря использованию управляемой депрессии, на основе ГПН

средний дебит жидкости возрастает с 1,5-2,0 т/сут до 15-18 т/сут. Средний дебит нефти также возрастает с 0,7-1,4 т/сут до 4,5-5 т/сут. Необходимо отметить, что дебиты на фонде скважин, эксплуатируемых на стационарных депрессиях (ШГН), составляют 1-1,4 т/сут, а с применением управляемой депрессии (ГСН и ГПН) возрастают до 4,5-5,5 т/сут.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.09.02 составила 117,8 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 15,2 тыс. т (12,9%), ШГН – 44,3 тыс. т (37,6%), за счет фонтанного способа – 1,9 тыс. т (1,6%), за счет ГПН и ГСН – 56,4 тыс. т (47,9%).

Снижение обводненности продукции и нарастание добычи нефти после внедрения метода управляемой депрессии на основе гидроструйных насосов (рис. 1.12 и рис. 1.13) участка пласта АВ₂₋₃, как и участка пласта АВ₁³ носит характерные признаки метода повышения нефтеотдачи. Этот факт свидетельствует о подключении в работу новых нефтенасыщенных интервалов.

Для данного пласта также была построена семипараметрическая характеристика вытеснения (рис.1.14), из которой следует, что прирост добычи нефти при переходе на метод управляемой депрессии составляет 53150 тонн, из них 39720 т - прирост за счет интенсификации и 13430т - за счет ПНП.

Общие геологические запасы нефти участка пласта АВ₂₋₃, оцененные объемным методом, составляют 377,4 тыс. т. Проектный коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,53. НИЗ оцениваются в размере 200,0 тыс. т. Неизвлекаемые запасы нефти оцениваются в количестве 177,4 тыс. т. Семипараметрическая характеристика вытеснения (рис. 1.14) показывает, что подвижные (извлекаемые) запасы нефти, эксплуатируемые с помощью стационарных депрессий (ШГН и ЭЦН) составляют 64,7 тыс. т и конечный коэффициент нефтеотдачи не превысит 0,17, что ниже проектного (0,53). Другими словами, неизвлекаемые запасы нефти (вместе с трудноизвлекаемыми) оцениваются в 312,7 тыс. т, т.е. 135,3 тыс. т нефти переходят (при эксплуатации с помощью стационарных депрессий) в категорию

трудноизвлекаемых запасов. Структура запасов нефти участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения при эксплуатации скважин на стационарных депрессиях (оборудованных ЭЦН+ШГН) и на управляемой депрессии (оборудованных ГСН+ГПН) показана на рисунке 1.15. Из данной характеристики видно, что применение метода управляемой депрессии позволило перевести 53 тыс. т из категории трудноизвлекаемых запасов в категорию извлекаемых. При этом 25% прироста добычи нефти составляет повышение нефтеотдачи пласта. Коэффициент нефтеотдачи после применения метода составил 0,31, т.е. данный коэффициент возрос на 14%.

Таким образом, метод управляемой депрессии позволил не только интенсифицировать добычу нефти, но и увеличить нефтеотдачу данного пласта.

Оценка технологической эффективности по методу Камбарова [59] составляет 52,6 тыс. т (рис.1.16), по модифицированному методу Копытова [59] – 58,6 тыс. т (рис. 1.17).

С целью оценки текущего коэффициента охвата заводнением для данного пласта построена характеристика вытеснения Ревенко – Вашуркина [59]

$$\ln(\Sigma Q_n) = f \ln(Q_n / Q_{ж}).$$

На приведенной характеристике (рис.1.18) четко прослеживается коренной перелом при переходе на метод управляемой депрессии. На участке объекта АВ₂₍₃₎ на стационарных депрессиях текущий коэффициент охвата составлял 0,254 при конечном проектном значении 0,537. При переходе на управляемые депрессии текущий коэффициент охвата уже оценивается величиной 0,701 при конечном значении 0,915.

Так как в процессе разработки повышается коэффициент охвата заводнением, то подключаются в активную разработку слабодренируемые и недренируемые запасы нефти, тем самым, повышая текущий и конечный коэффициент нефтеотдачи.

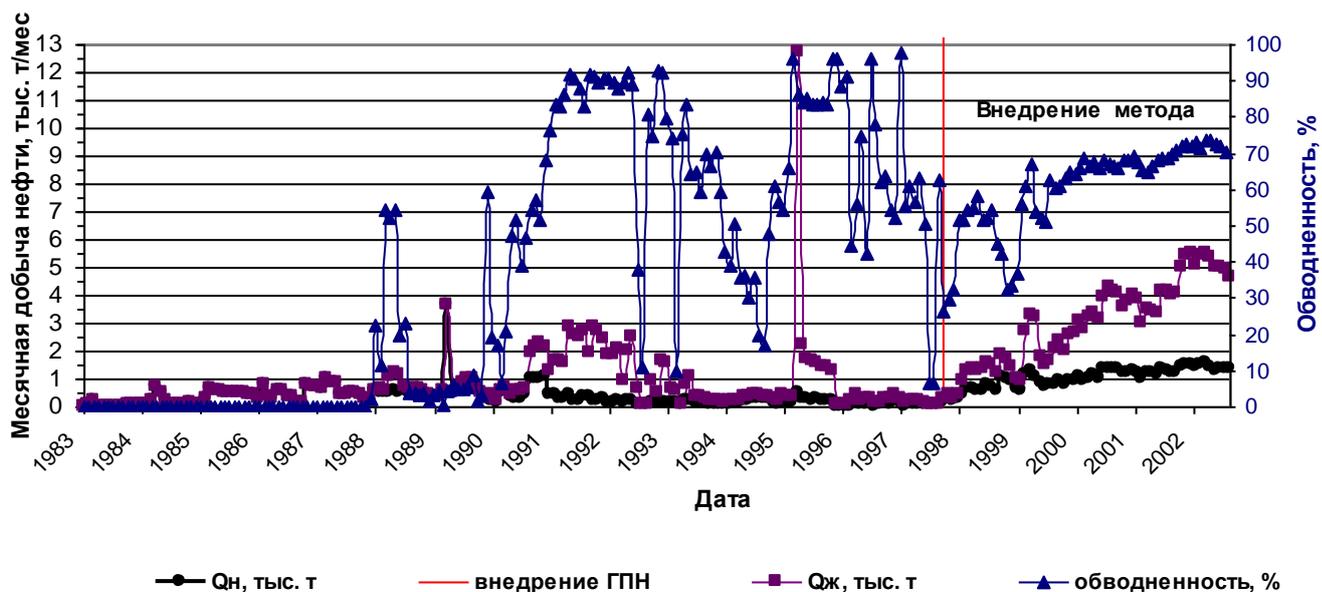


Рисунок 1.12 - Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения



Рисунок 1.13 - Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

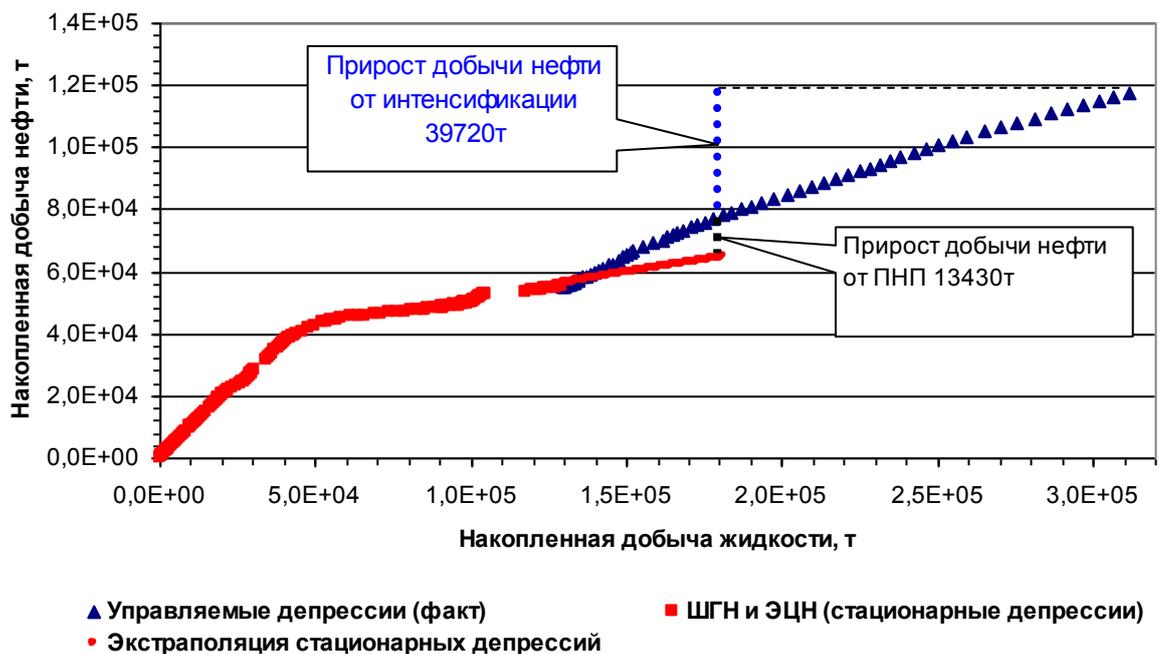


Рисунок 1.14 - Характеристика вытеснения участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

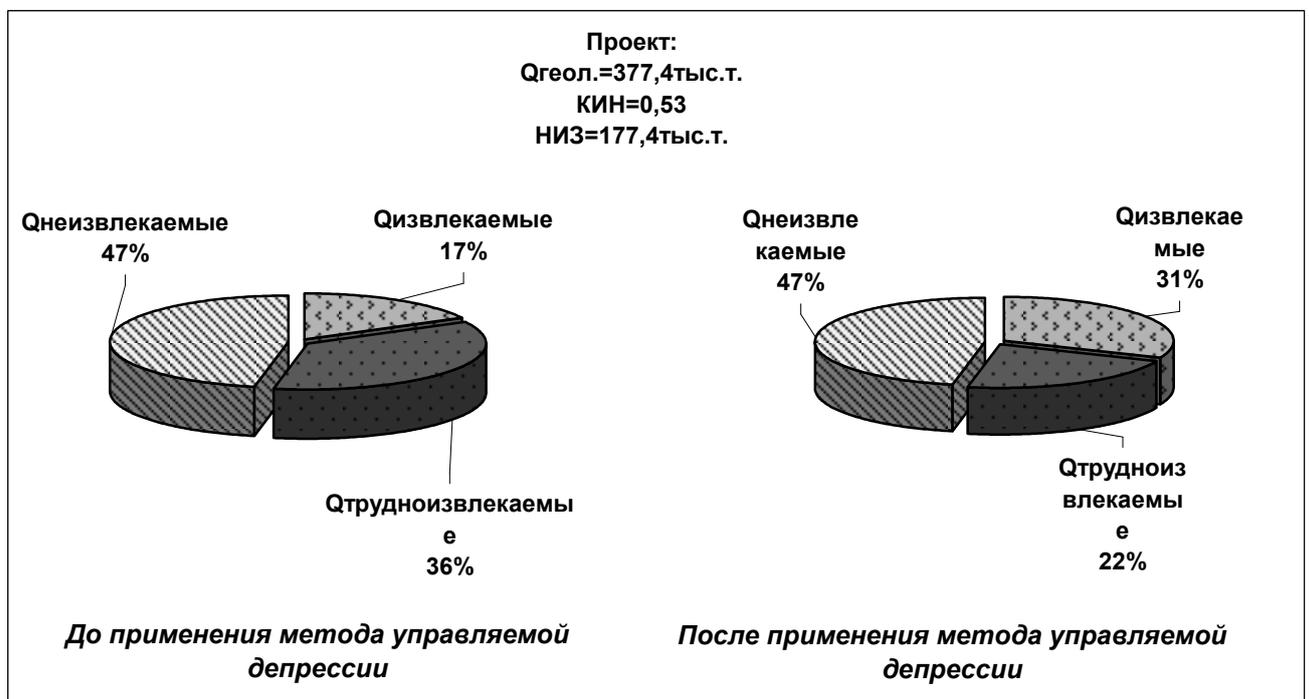


Рисунок 1.15 - Структура запасов нефти участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

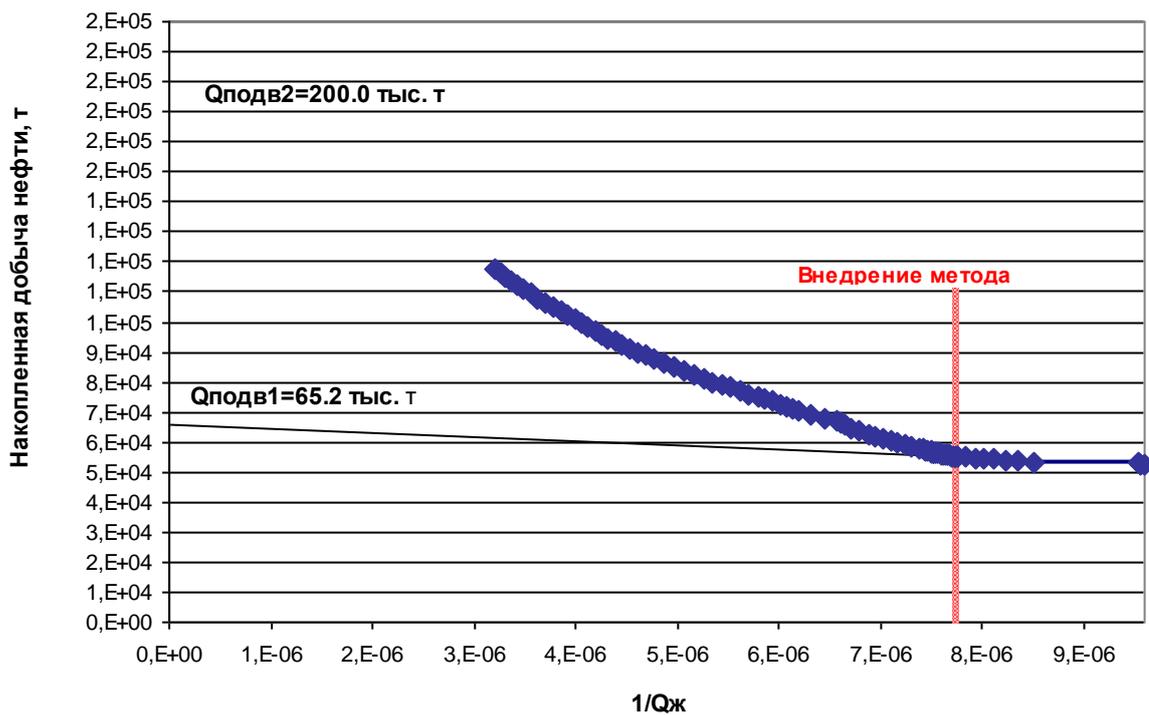


Рисунок 1.16 - Характеристика вытеснения Камбарова участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

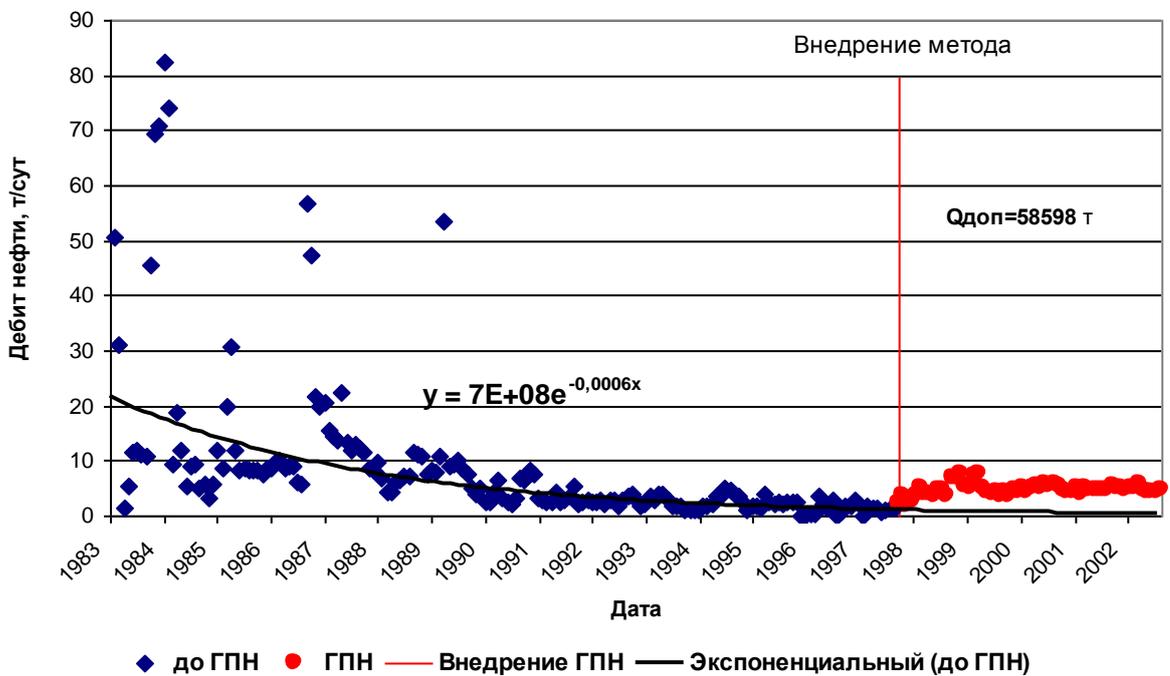


Рисунок 1.17 - Оценка технологической эффективности участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

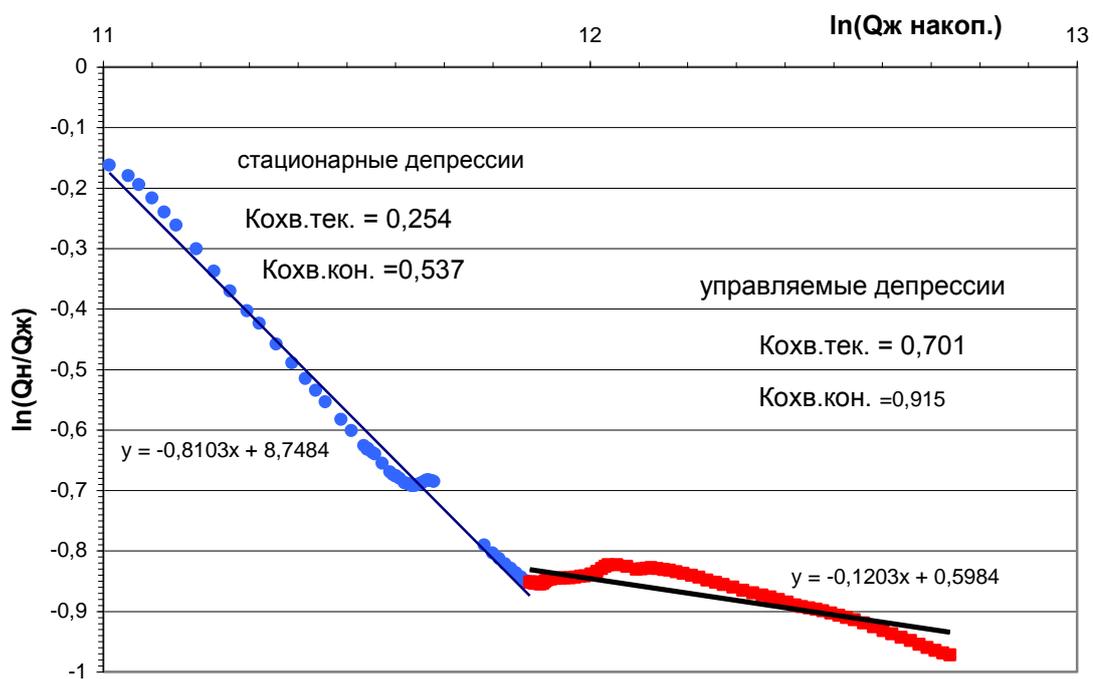


Рисунок 1.18 - Характеристика вытеснения Ревенко-Вашуркина участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения

1.6 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте

АВ₁¹⁻² («рябчик») Самотлорского месторождения

На участке пласта АВ₁¹⁻² на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено 14 добывающих скважин. На момент массового внедрения метода управляемой депрессии (01.11.95г.) разработка участка характеризовалась следующим:

- эксплуатация велась 13-ю скважинами, шесть из которых фонтанировали, одна работала с помощью ЭЦН, шесть – ШГН;

- накопленная добыча жидкости составила 134,8 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 64,7 тыс. т; за счет ШГН – 63,9 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 6,3 тыс. т;

- накопленная добыча нефти составила 96,0 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 37,8 тыс. т; за счет ШГН – 56,6 тыс. т; за счет фонтанного способа добычи – 5,6 тыс. т;

- ввиду низких потенциальных возможностей пласта и неустойчивости работы фонда скважин на ЭЦН и ШГН средние дебиты жидкости во времени варьировались в широком диапазоне (1-12 т/сут) и снизились до 2-4 т/сут;

- аналогично ведут себя средние дебиты нефти, которые по состоянию на 01.11.95 г. составили 2,2 т/сут;

- за последние два года (перед внедрением метода управляемых депрессий) обводненность продукции варьировалась в диапазоне 17-89% при среднем значении 46,4%.

С увеличением доли скважин, работающих на управляемой депрессии на основе ГСН (с 3 до 13), появилась устойчивость работы скважин, месячная добыча нефти за 1,5-2 года увеличилась с 436 т/мес до 2000-2700 т/мес, которая по состоянию на 01.09.02 составила 2071 т/мес. Проявляется явно выраженное снижение обводненности продукции с 45,4% до 21-31%, которое постепенно (закономерно) нарастает (на 01.09.02) до 53,8%. За счет устойчивой работы скважин на методе управляемой депрессии средний дебит жидкости

возрастает с 4 т/сут до 10,5 т/сут, дебит нефти с 2,2 т/сут до 4,9 т/сут.

Накопленная добыча жидкости по состоянию на 31.09.02 составила 385,1 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 76,6 тыс. т (19,9%), ШГН – 98,6 тыс. т (25,6%), за счет фонтанного способа – 6,3 тыс. т (1,6%), за счет ГПН и ГСН – 203,8 тыс. т (52,9%). Накопленная добыча нефти составила 230,1 тыс. т, в том числе за счет ЭЦН – 45,9 тыс. т (19,8%), ШГН – 68,4 тыс. т (29,7%), за счет фонтанного способа – 5,6 тыс. т (2,4%), за счет ГПН и ГСН – 110,2 тыс. т (47,9%). Другими словами, за период внедрения метода управляемых депрессий (01.11.95 - 01.09.02) накопленная добыча нефти составила 134,1 тыс. т, в том числе, за счет ЭЦН – 8,1 тыс. т (6%), ШГН – 15,8 тыс. т (11,7%), за счет фонтанного способа – 0 тыс. т, за счет ГПН и ГСН – 110,2 тыс. т (82,2%). Таким образом, основная добыча нефти осуществлялась с помощью управляемых депрессий на основе ГСН.

Динамика основных показателей разработки (рис. 1.19 и рис. 1.20) до и во время внедрения метода управляемых депрессий на участке пласта АВ₁¹⁻² показывает:

- возрастание дебитов жидкости и нефти в 2-6 раз;
- снижение обводнения продукции на 25-30% с постепенным нарастанием до 60%.

Такое явление характеризует разработку участка с применением метода повышения нефтеотдачи (ПНП), т.е. в активную разработку вовлекаются новые нефтенасыщенные интервалы (увеличение коэффициента охвата заводнением).

Для доказательства этого утверждения построена семипараметрическая характеристика вытеснения для данного участка пласта (рис.1.21), из которой следует, что дополнительный прирост добычи нефти за счет перехода на метод управляемой депрессии составил 117979 тонн при общей накопленной добыче нефти 230,1 тыс. т. Дополнительная добыча за счет применения управляемой депрессии составляет более половины общей накопленной добычи нефти, в том числе, прирост от ПНП составляет 49811 тонн.

На рисунке 1.22 показана характеристика вытеснения Камбарова [59], которая показывает, что извлекаемые (подвижные) запасы при эксплуатации на стационарных депрессиях с использованием ЭЦН и ШГН оцениваются в размере 121 тыс. т. Внедрение метода управляемой депрессии с использованием ГПН показывает резкий перегиб этой характеристики в сторону нарастания подвижных запасов (увеличение коэффициента охвата заводнением), дополнительная добыча нефти за счет применения метода управляемой депрессии составляет по данной характеристике 109 тыс. т.

Расчет дополнительной добычи нефти по модифицированному методу Копытова $\sum Q_n^{don} = f(t \cdot D \cdot \exp^{et})$ [59] также показывает эффективность применения метода управляемой депрессии на основе ГПН (рис. 1.23), дополнительная добыча нефти по данной характеристике составила 123,5 тыс. т.

На рисунке 1.24 приведена структура запасов участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения при эксплуатации на стационарных депрессиях (оборудованных ЭЦН+ШГН) и на управляемой депрессии (оборудованных ГПН). Геологические запасы нефти участка оцениваются в размере 750 тыс. т, КИН – 0,32; НИЗ – 240 тыс. т. При эксплуатации скважин на стационарных депрессиях подвижные запасы оцениваются 112,2 тыс. т (по семипараметрической характеристике вытеснения), 127,8 тыс. т переводятся в категорию трудноизвлекаемых, 510 тыс. т остаются неизвлекаемыми, коэффициент нефтеизвлечения (0,32) не достигается и составит не более 0,15.

Внедрение метода управляемой депрессии на основе ГПН позволяет перевести 112,2 тыс. т трудноизвлекаемых запасов в категорию подвижных. При этом 42% прироста добычи нефти составляет повышение нефтеотдачи пласта. НИЗ оцениваются в размере 230,1 тыс. т, КИН достигает величины 0,31, что ближе к проектному коэффициенту нефтеотдачи.

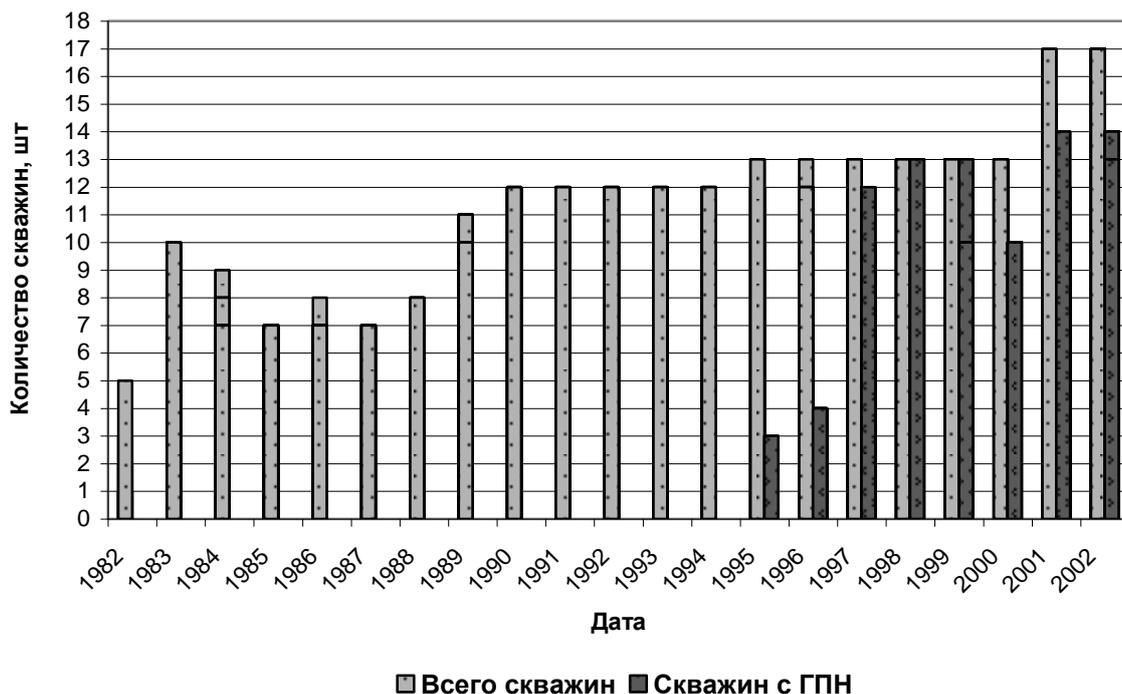


Рисунок 1.19 - Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

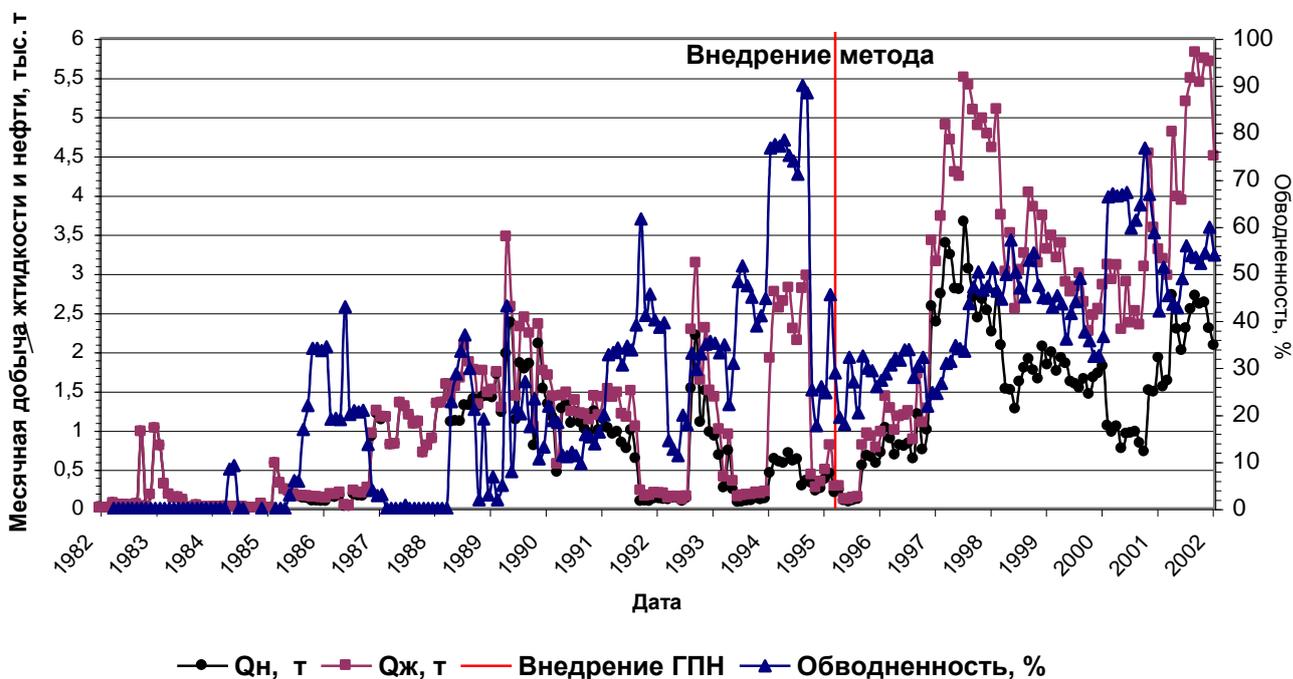


Рисунок 1.20 - Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

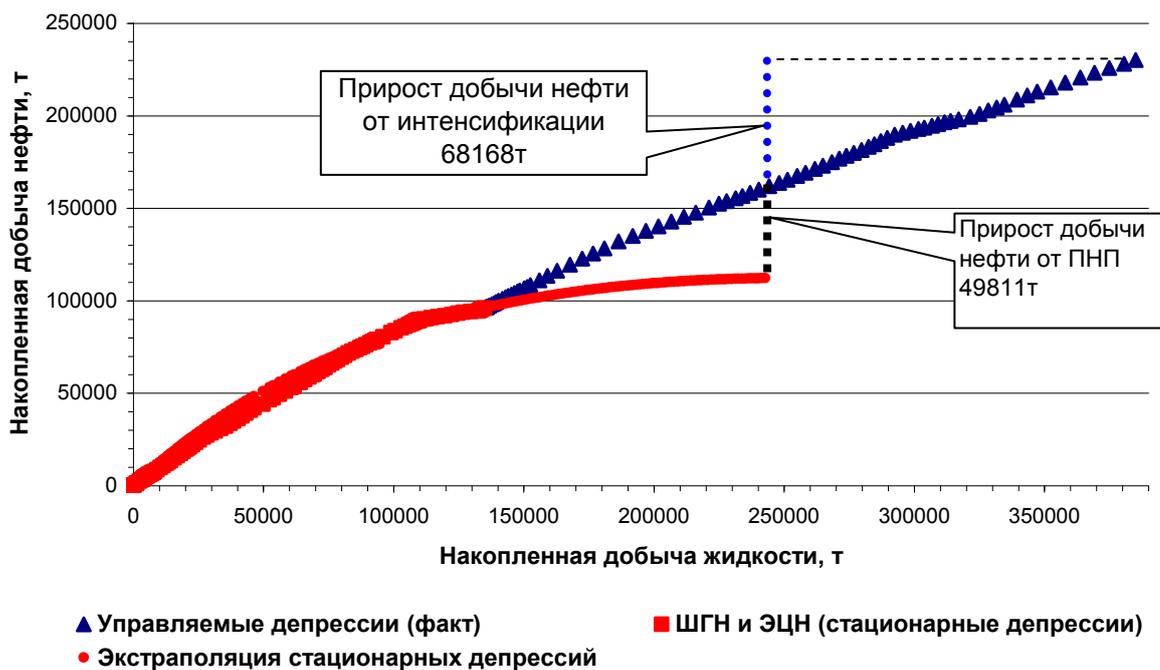


Рисунок 1.21 - Характеристика вытеснения участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

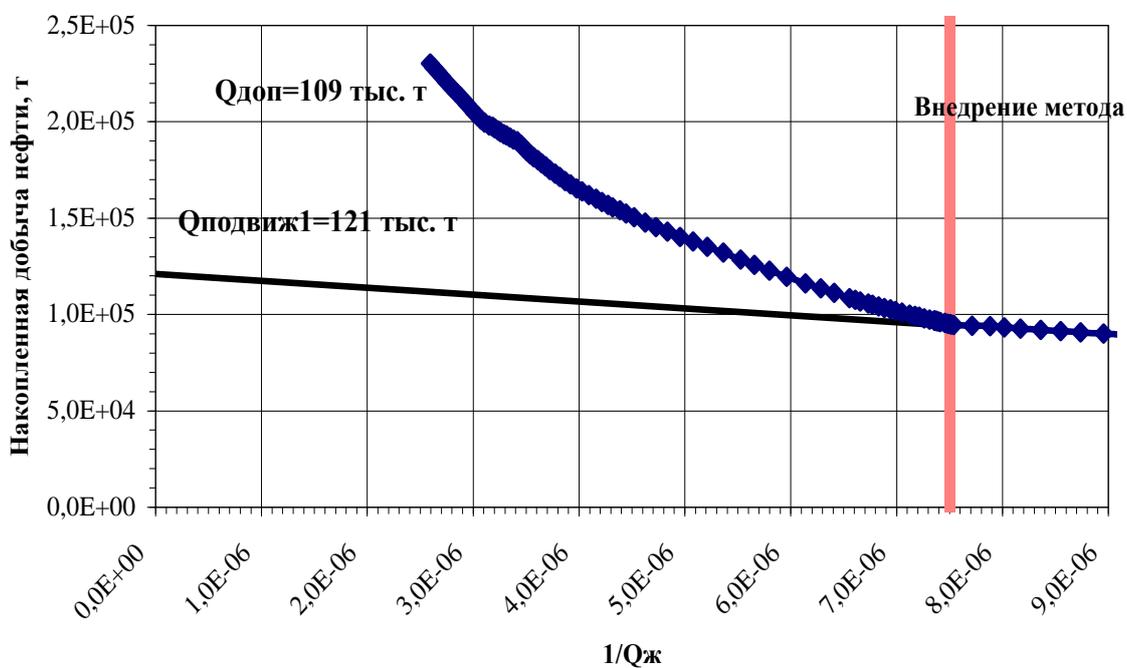


Рисунок 1.22 - Характеристика вытеснения Камбарова участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

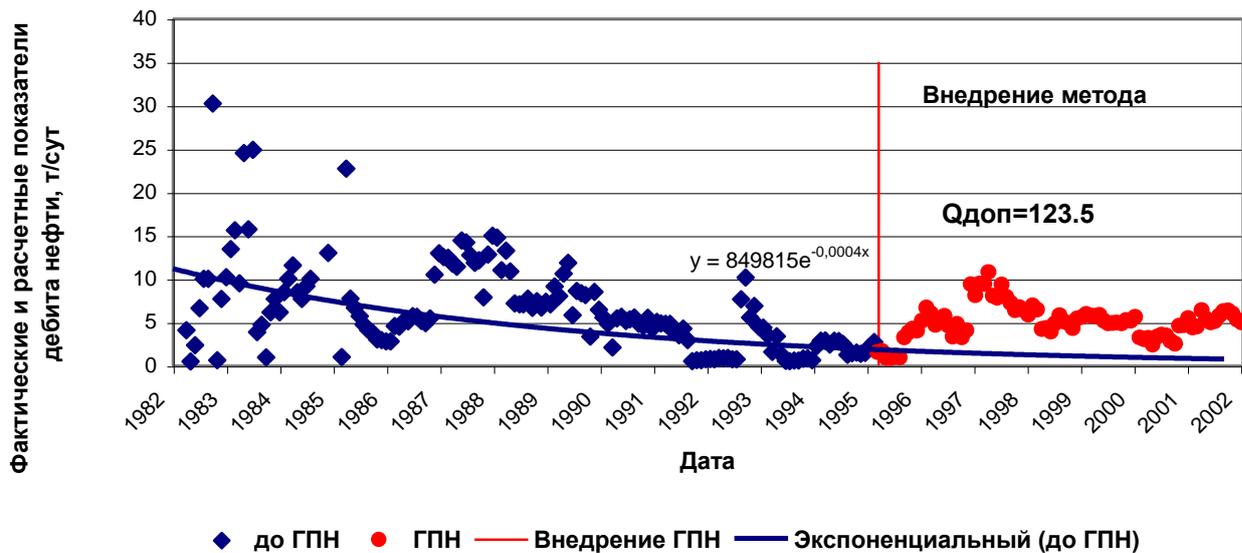


Рисунок 1.23 - Оценка технологической эффективности участка пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

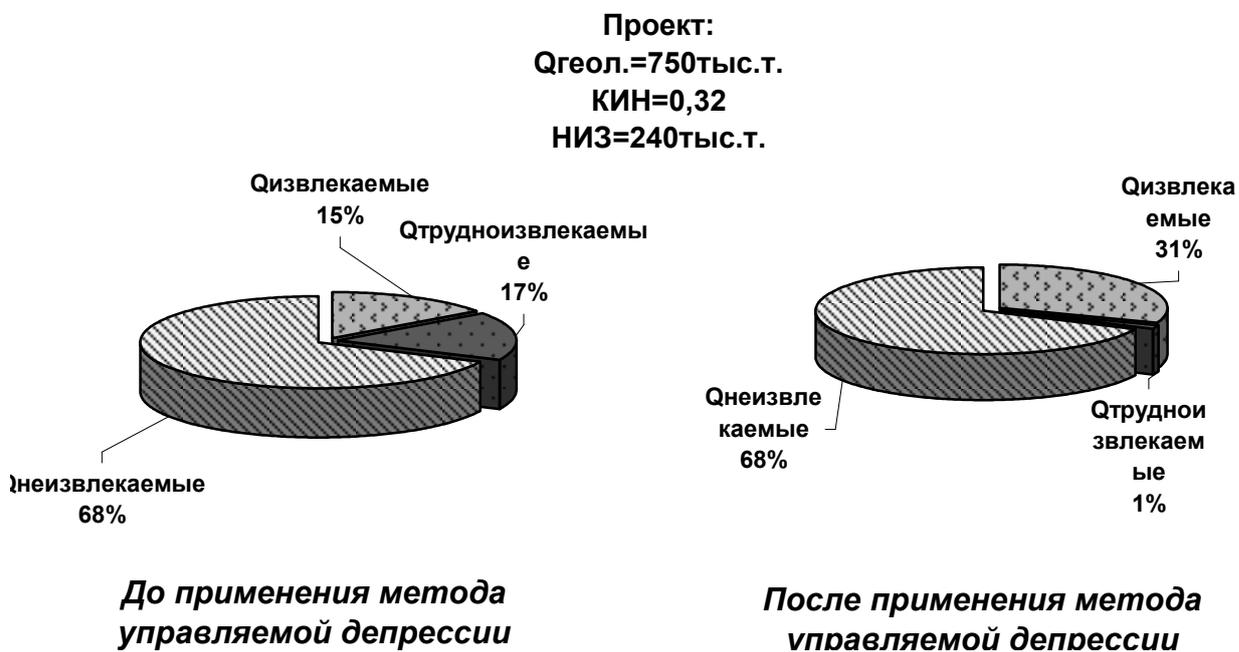


Рисунок 1.24 - Структура запасов нефти участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

1.7 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения

На участке пласта БВ₁₀⁰ на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено 45 добывающих скважин. На момент внедрения метода управляемых депрессий (01.01.93г.) разработка участка характеризовалась следующим:

- эксплуатация велась 49-ю добывающими скважинами, которые работали на стационарных депрессиях;

- накопленная добыча жидкости составила 957,3 тыс.т., в том числе, за счет ЭЦН-37,4 тыс.т, ШГН-766,3 тыс.т, фонтанного способа-153,5 тыс.т;

- накопленная добыча нефти составила 871,7 тыс.т., в том числе за счет ЭЦН-36,3 тыс.т, ШГН-683,2 тыс.т, фонтанного способа-152,0 тыс.т;

- средний дебит жидкости находился в интервале 6-10 т/сут и к началу внедрения управляемых депрессий составил 7,4 т/сут;

- средний дебит нефти варьировался в диапазоне 4-6 т/сут, к началу внедрения метода составил 5,3 т/сут;

- обводненность продукции нарастала закономерно и к началу метода в среднем составляла 28,1%.

С началом внедрения метода управляемых депрессий на основе ГПН стабилизируется работа скважин (устойчивость работы особенно низкодебитного фонда скважин), что сразу проявляется в увеличении месячной добычи жидкости в 1,3-1,5 раза и нефти в 1,3-1,5 раза. По мере увеличения (1,5-3 года) доли скважин, переведенных на метод управляемой депрессии, месячная добыча нефти с 3824 т/мес возрастает до 10-13 тыс.т/мес, которая по состоянию на 01.09.02г. составляла 5244 т/сут. В течение 1,5-2 лет после начала использования метода обводнение продукции резко снижается с 28,1% до 9-15%; которое постепенно (закономерно) нарастает до 68,8% (на 31.09.02). За счет устойчивой работы низкодебитного и низкообводненного фонда дебит

жидкости возрастает с 7,3 т/сут до 16-22 т/сут, дебит нефти с 5,3 т/сут до 9-10 т/сут, затем с ростом обводнения – закономерно понижается до 5,0 т/сут;

Накопленная добыча нефти (на 31.09.02) составила 1857,4 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН 65,3 тыс.т (3,5%), ШГН – 757,8 тыс.т (40,8%), фонтанирования – 152,2 тыс.т (8,2%), ГСН и ГПН - 882,1 тыс.т (47,5%).

За период внедрения метода управляемых депрессий на основе ГПН (01.01.93 – 01.09.02) накопленная добыча нефти составила 985,7 тыс.т, в том числе за счет ЭЦН 29 тыс.т (2,9%), ШГН – 74,5 тыс.т (7,6%), ГСН и ГПН – 882,1 тыс.т (89,5%), т.е. основная добыча нефти осуществлялась преимущественно с помощью ГПН и ГСН.

Динамика основных показателей разработки (рис.1.25, рис. 1.26) до и во время внедрения метода управляемой депрессии участка пласта БВ 10(0) показывает:

- возрастание дебитов нефти и жидкости в 2-3 раза;
- снижение обводнения продукции по 15-20% с постепенным (закономерным) увеличением до 70%.

Существенное изменение таких важных параметров свидетельствует о том, что разработка участка ведется с применением метода ПНП, т.е. увеличиваются коэффициенты охвата заводнением и нефтеизвлечения. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная по модифицированной характеристике Копытова [59] $\sum Q_{н}^{доп} = f(t * D * \exp^{\alpha t})$, составила 661,4 тыс.т (рис.1.27).

На рисунке 1.28 приведена структура запасов участка пласта БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения при эксплуатации на стационарных депрессиях (оборудованных ЭЦН+ШГН) и на управляемой депрессии (оборудованных ГСН+ГПН). Геологические запасы нефти участка оцениваются в размере 5955,5 тыс.т, КИН – 0,4; НИЗ – 2382,2 тыс.т. При эксплуатации скважин на стационарных депрессиях (по семипараметрической характеристике вытеснения) подвижные запасы оцениваются в 1262,4 тыс.т; 1119,8 тыс.т переводится в категорию трудноизвлекаемых, 3573,3 остаются

неизвлекаемыми, проектный коэффициент нефтеизвлечения 0,4 не достигается и составит не более 0,21.

Внедрение метода управляемой депрессии позволяет перевести 595 тыс.т трудноизвлекаемых запасов в категорию подвижных. При этом 17% прироста добычи нефти составляет повышение нефтеотдачи пласта. НИЗ оценивается в размере 1857,4 тыс.т; КИН достигает величины 0,31, что на 10% больше, чем при стационарных депрессиях.

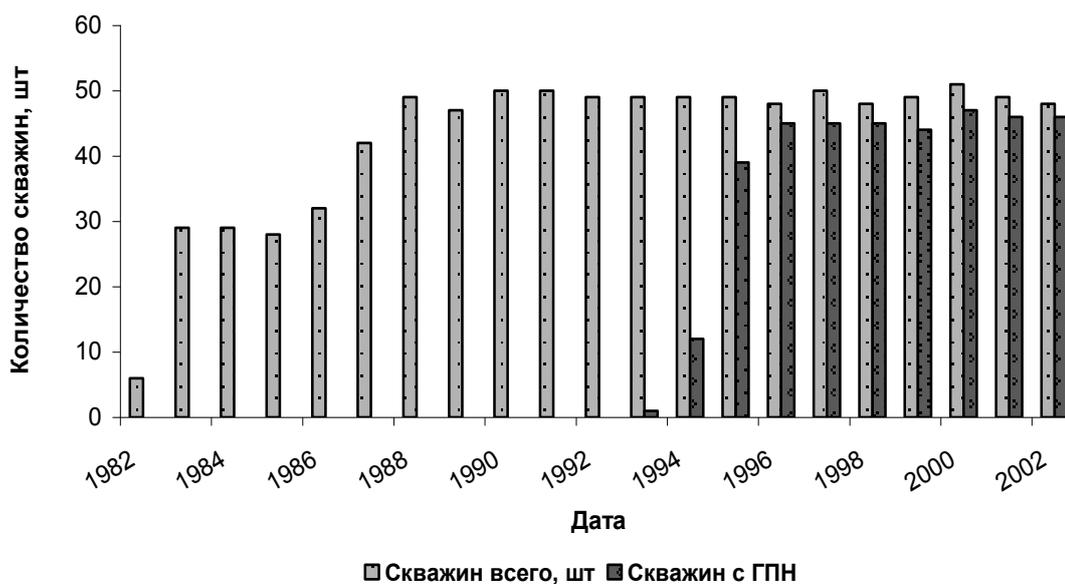


Рисунок 1.25 - Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения

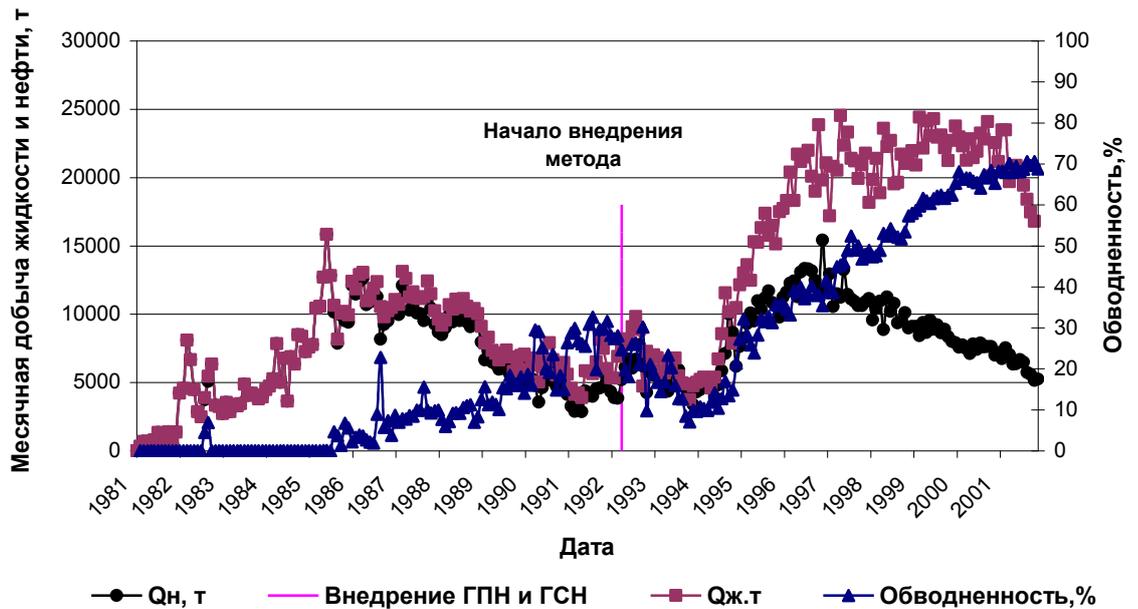


Рисунок 1.26 - Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения

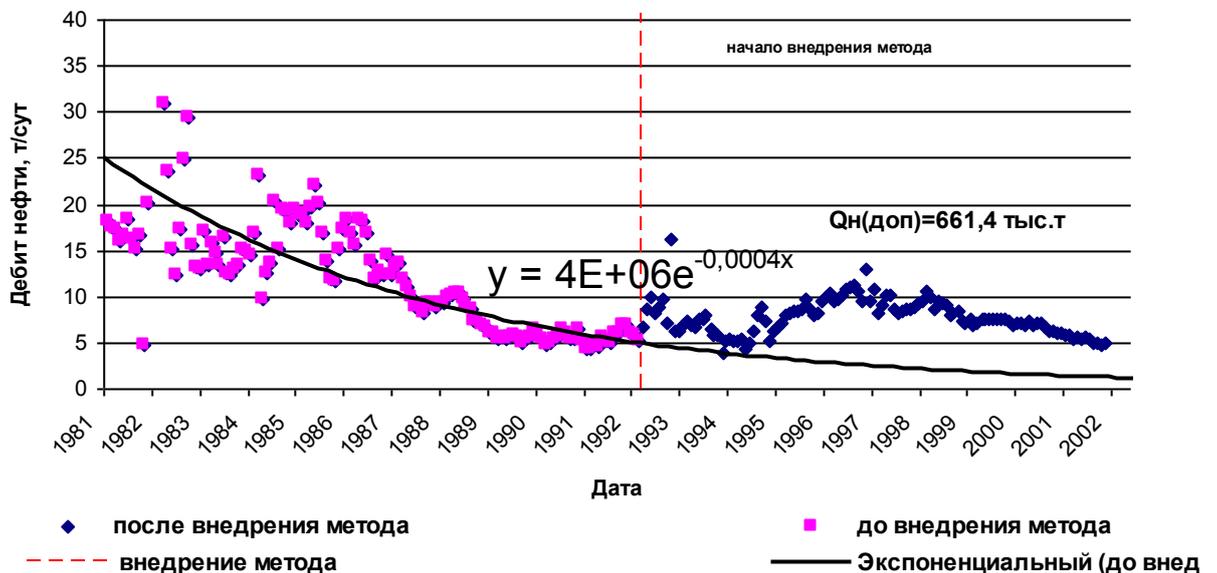


Рисунок 1.27 - Оценка технологической эффективности участка пласта БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

Проект:
Qгеол.=5955,5тыс.т.
КИН=0,4
НИЗ=2382,2тыс.т.

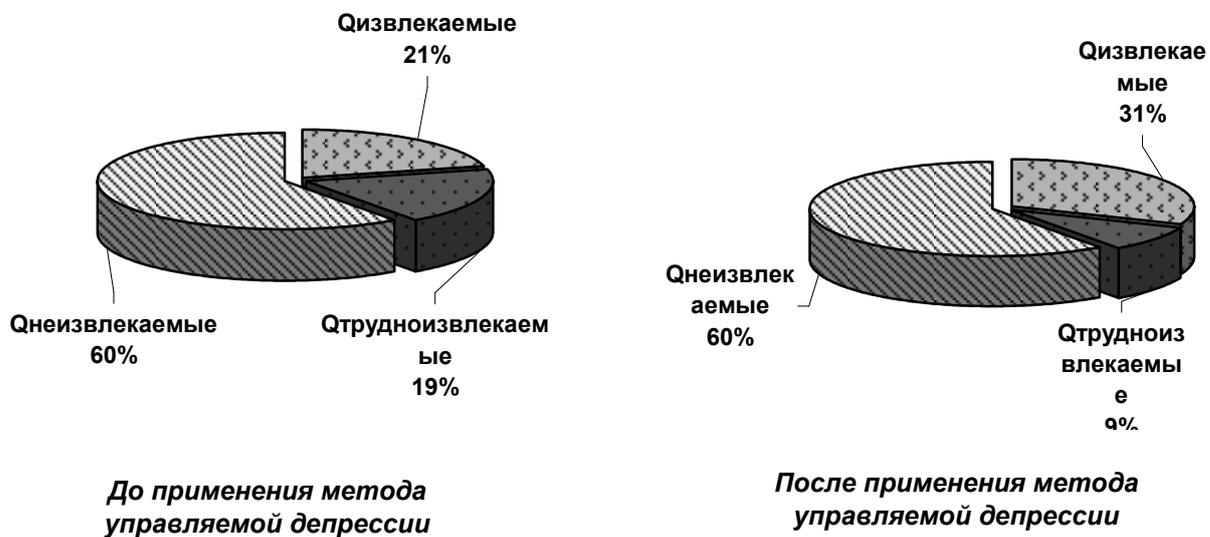


Рисунок 1.28 - Структура запасов нефти участка пласта БВ₁₀⁰ Самотлорского месторождения

1.8 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения

На участке пласта БВ101-2 на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено девять добывающих скважин. На момент массового внедрения метода управляемой депрессии (01.08.94г.) разработка участка характеризовалась следующим:

- эксплуатация велась девятью скважинами с помощью ШГН;
- накопленная добыча жидкости составила 214,0 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН – 89,1 тыс.т, ШГН – 122,5 тыс.т за счет фонтанирования 2,4тыс.т;
- накопленная добыча нефти составила 175,3 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН – 65,9 тыс.т, ШГН – 107,0 тыс.т за счет фонтанирования - 2,4тыс.т;
- ввиду низких потенциальных возможностей пласта и неустойчивости работы фонда скважин на ЭЦН и ШГН средние дебиты жидкости во времени варьировали в широком диапазоне (3-20т/сут) и снизились до 6,1т/сут;
- аналогично ведут себя средние дебиты нефти, которые по состоянию на 01.08.94г. составили 5,6т/сут;
- за последние два года (период внедрения метода) обводненность продукции варьировалась в диапазоне 1-21% при среднем значении 8%.

С увеличением доли скважин, работающих на методе управляемой депрессии (с 4 до9), появилась устойчивость работы скважин, месячная добыча нефти увеличилась с 809 т/мес до 2000-3000 т/мес, которая по состоянию на 01.09.02 составила 1400 т/мес. Проявляется явно выраженная стабилизация обводненности продукции на уровне 7-13%, которая постепенно (закономерно) нарастает (на 01.09.02) до 61,3%. За счет устойчивости работы скважин по данному методу средний дебит жидкости возрастает с 6,1 до 15,1 т/сут, дебит нефти с 5,6 т/сут до 15-16 т/сут с постепенным снижением из-за нарастающей обводненности до 5,8т/сут.

Накопленная добыча жидкости (на 31.09.02) составила 573,4 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН - 89,1 тыс.т; ШГН – 136,2 тыс.т; фонтанирования – 2,4 тыс.т; ГСН и ГПН - 345,7 тыс.т.

Накопленная добыча нефти составила 442,7 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН - 65,9 тыс.т (14,9%), ШГН – 119,2 тыс.т (26,9%), фонтанирования – 2,2 тыс.т (0,5%), ГСН и ГПН - 255,2 тыс.т (57,6%). Другими словами, за период внедрения метода управляемых депрессий (01.08.94 – 01.09.02) накопленная добыча нефти составила 267,4 тыс.т, в том числе, за счет ШГН – 12,2 тыс.т (4,6%); ГПН – 255,2 тыс.т (35,4%), т.е. основная добыча нефти осуществлялась преимущественно с помощью ГПН.

Динамика основных показателей разработки (рис.1.29, рис. 1.30) до и во время внедрения метода управляемой депрессии участка пласта БВ 10(1-2) показывает:

- возрастание дебитов нефти и жидкости в 2-3 раза;
- длительная стабилизация обводнения продукции на уровне 10% с постепенным нарастанием до 61,3%.

Такое явление характеризует разработку участка с применением метода повышения нефтеотдачи (ПНП), т.е. в активную разработку вовлекаются новые нефтенасыщенные интервалы (увеличение коэффициента охвата заводнением).

Для данного пласта также была построена семипараметрическая характеристика вытеснения (рис.1.31), из которой следует, что прирост добычи нефти при переходе на метод управляемой депрессии составляет 176963 тонны, из них 133984 т - прирост за счет интенсификации и 42979 т - за счет ПНП. Дополнительная добыча нефти за счет применения метода управляемой депрессии составляет 40% общей накопленной добычи нефти.

Расчет дополнительной добычи нефти по модифицированной характеристике вытеснения Копытова [59] $\sum Q_n^{доп} = f(t \cdot D \cdot \exp^{\alpha t})$ также показывает эффективность применения данного метода (рис.1.32): дополнительная добыча нефти составила 228,5 тыс.т.

На рисунке 1.33 приведена структура запасов нефти участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения при работе на стационарных депрессиях (ЭЦН+ШГН) и на управляемой депрессии (ГСН+ГПН). Геологические запасы нефти участка оцениваются в размере 1380 тыс.т, проектный КИН – 0,40, НИЗ – 552тыс.т. При эксплуатации скважин с использованием стационарных депрессий подвижные запасы оцениваются в 265,7 тыс.т, 286,3 тыс.т переходят в категорию трудноизвлекаемых, 828 тыс.т остаются неизвлекаемыми, проектный коэффициент нефтеизвлечения 0,4 не достигается и составит не более 0,2.

Внедрение метода управляемой депрессии на основе насосов ГПН позволяет перевести 177 тыс.т трудноизвлекаемых запасов в категорию подвижных. НИЗ оценивается в размере 442,7 тыс.т, КИН достигает величины 0,32, что больше коэффициента нефтеотдачи при стационарных депрессиях на 12%.

Таким образом, метод управляемой депрессии позволил не только интенсифицировать добычу нефти, но и увеличить нефтеотдачу данного пласта.



Рисунок 1.29 - Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения

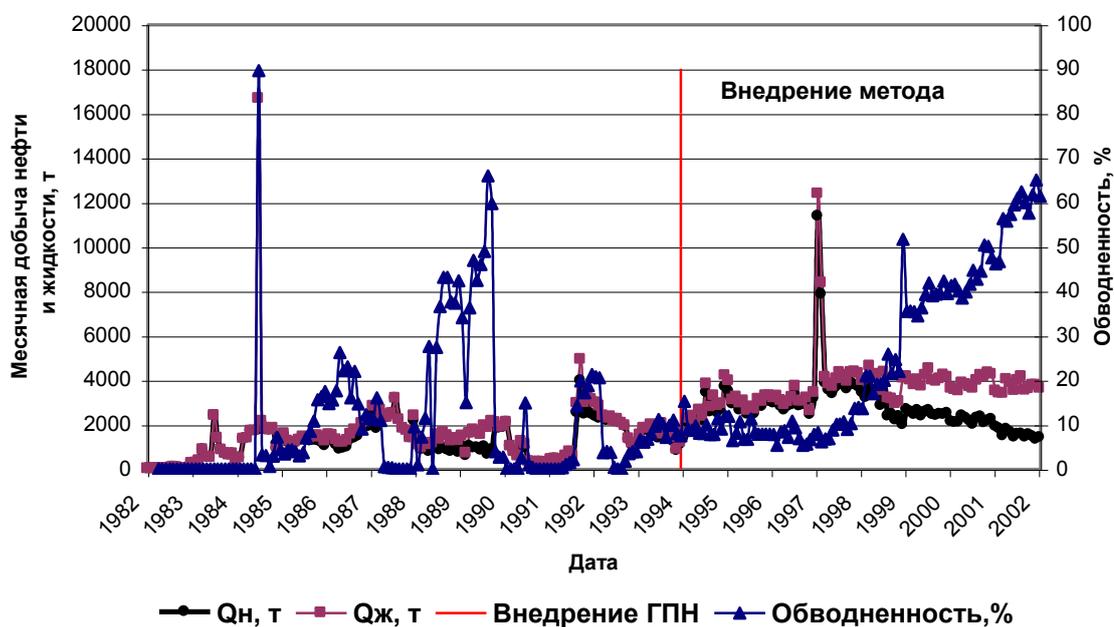


Рисунок 1.30 - Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения

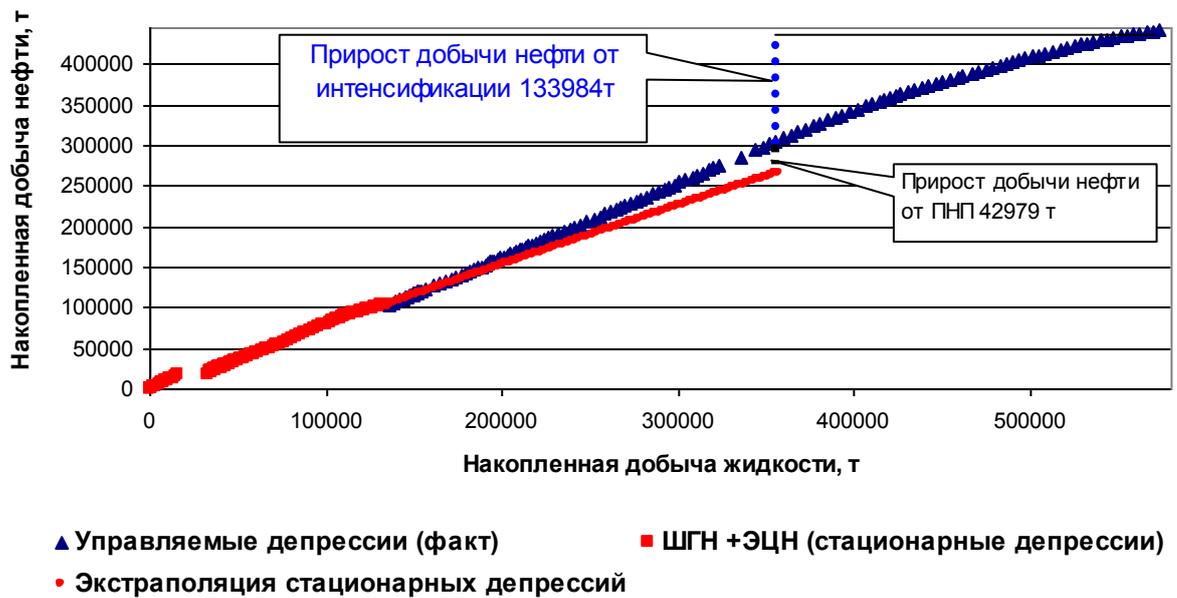


Рисунок 1.31 - Характеристика вытеснения участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения

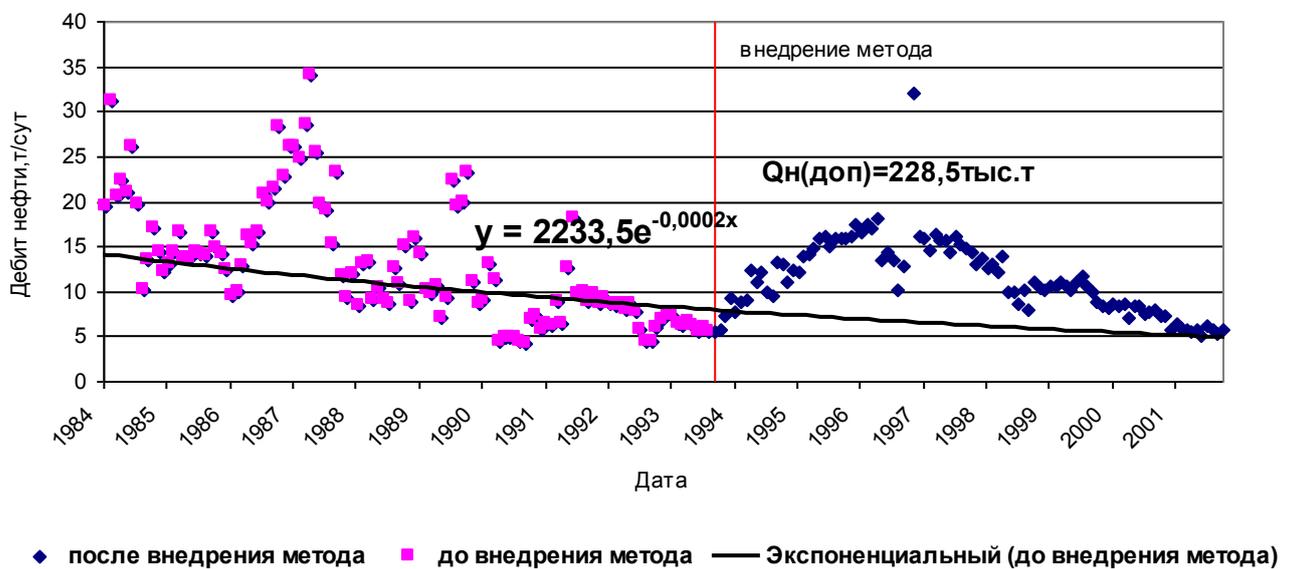


Рисунок 1.32 - Оценка технологической эффективности участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

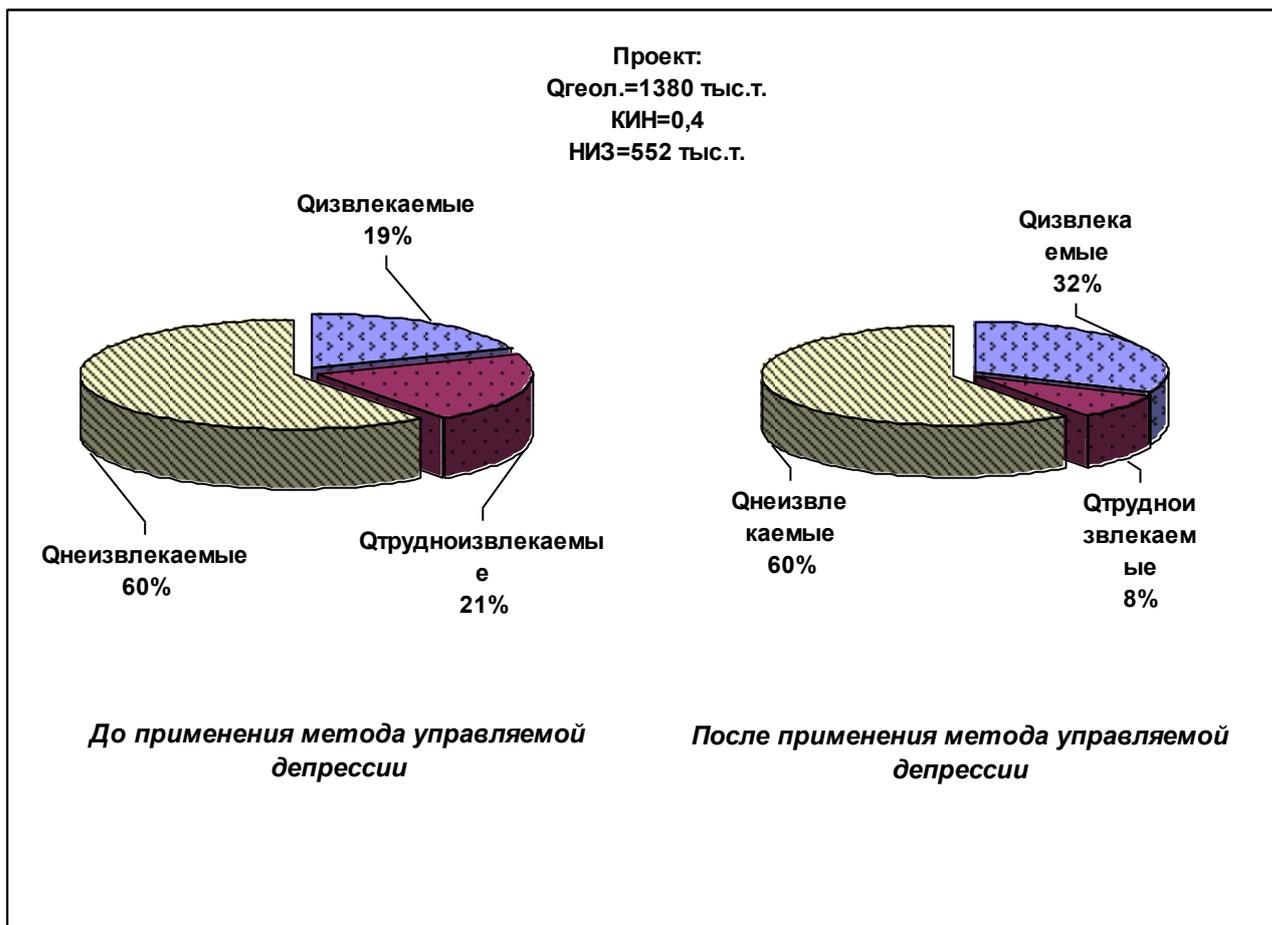


Рисунок 1.33 - Структура запасов нефти участка пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения

1.9 Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте

АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

На участке пласта АВ₄₋₅ на метод управляемой депрессии с использованием гидроприводных насосов переведено четыре добывающих скважины. На момент массового внедрения метода управляемой депрессии (01.12.92г.) разработка участка характеризовалась следующим:

- эксплуатация осуществлялась пятью скважинами, четыре из которых работали с помощью ЭЦН и одна – с помощью ШГН;
- накопленная добыча жидкости составила 558,4 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН – 546,2 тыс.т, ШГН – 12,2 тыс.т;
- накопленная добыча нефти составила 224,8 тыс.т, в том числе, за счет ЭЦН – 213,8 тыс.т, ШГН – 11,0 тыс.т;
- ввиду неустойчивой работы скважин (коэффициент эксплуатации колеблется в интервале 0,4-0,6) месячная добыча нефти варьируется в широком диапазоне 400-2000т/мес. Дебиты жидкости и нефти нестабильны и изменяются соответственно в пределах 119-214 т/сут и 6,4-21,8 т/сут. На начало метода (01.12.92г.) дебиты жидкости и нефти соответственно составили 192,5 т/сут и 6,5т/сут.;
- из-за нестабильности работы фонда скважин обводненность продукции также аномальна во времени и на начало внедрения метода составила 96,6%

В течение длительного времени (4,5 года) эксплуатация участка осуществлялась одним ГСН, тремя ЭЦН и одним ШГН. Этот период также характеризуется нестабильной работой скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН. Это отмечается в следующем:

- коэффициент эксплуатации колеблется в интервалах от 0,2 до 0,83;
- дебиты жидкости и нефти нестабильны и варьируют соответственно в диапазоне 23-186 т/сут и 3-28 т/сут;

- обводненность продукции нестабильна и находится в пределах 20-95%

На момент массового применения метода управляемых депрессий на основе ГПН (01.05.97) разработка характеризовалась (рис. 1.34, рис.1.35) :

- стабилизацией работы фонда скважин (коэффициент эксплуатации возрастает с 0,62 до 1,0);
- повышением месячной добычи нефти с 762 т/мес до 1119 т/мес с закономерным понижением до 379 т/сут;
- первоначальным повышением дебита жидкости с 37,0 до 106 т/сут с закономерным снижением до 38,3 т/сут;
- закономерным снижением дебитов нефти с 26,1 т/сут до 12,6 т/сут.;
- неуклонным снижением обводненности с 90% до 67%.

Такие закономерности характерны для разработки с применением метода ПНП, который свидетельствует о вовлечении в разработку слабодренируемых и недренируемых запасов нефти.

Расчет дополнительной добычи нефти по модифицированной характеристике вытеснения Копытова [59] $\sum Q_{ндоп} = 1(t \cdot D \cdot \exp \alpha t)$ показывает эффективность применения метода управляемой депрессии (рис.1.36), которая оценивается в размере 39,7 тыс.т.

Для более качественной оценки дополнительной добычи нефти построена семипараметрическая модель характеристики вытеснения, которая, как уже было сказано, дает наименьшую погрешность в расчетах (рис.1.37). Из данной характеристики следует, что дополнительная добыча нефти от ПНП составила 35109 тонн.

Таким образом, метод управляемой депрессии позволил не только интенсифицировать добычу нефти, но и увеличить нефтеотдачу данного пласта.

С целью оценки текущего коэффициента охвата заводнением для данного пласта построена характеристика вытеснения Ревенко – Вашуркина [59]

$$\ln(\sum Q_N) = f \ln(Q_N / Q_J).$$

На приведенной характеристике (рис.1.38) четко прослеживается коренной перелом при переходе на метод управляемой депрессии. На участке объекта АВ₄₋₅ на стационарных депрессиях текущий коэффициент охвата составлял 0,222 при конечном проектном значении 0,598. При переходе на управляемые депрессии текущий коэффициент охвата уже оценивается величиной 0,651 при конечном значении 0,897.

Так как в процессе разработки повышается коэффициент охвата заводнением, то подключаются к активной разработке слабодренлируемые и недренлируемые запасы нефти, тем самым, повышая текущий и конечный коэффициент нефтеотдачи.

На рисунке 1.39 приведена структура запасов нефти участка пласта АВ₄₋₅. Геологические запасы нефти оцениваются в размере 758 тыс.т, проектный КИН – 0,554, НИЗ – 420 тыс.т. При эксплуатации скважин на стационарных депрессиях подвижные запасы оцениваются в 274,2 тыс.т (исходя из семипараметрической характеристики вытеснения), 145,8 тыс.т переходит в категорию трудноизвлекаемых, 338 тыс.т остаются неизвлекаемыми, проектный коэффициент нефтеотдачи (0,554) не достигается и не превысит 0,36.

Внедрение метода позволяет перевести 35,1 тыс.т в категорию подвижных запасов нефти из категории трудноизвлекаемых. Таким образом, подвижные (извлекаемые) запасы оцениваются в размере 309,3 тыс.т, КИН оценивается в размере 0,41, что выше коэффициента нефтеотдачи при стационарных депрессиях на 5 %.

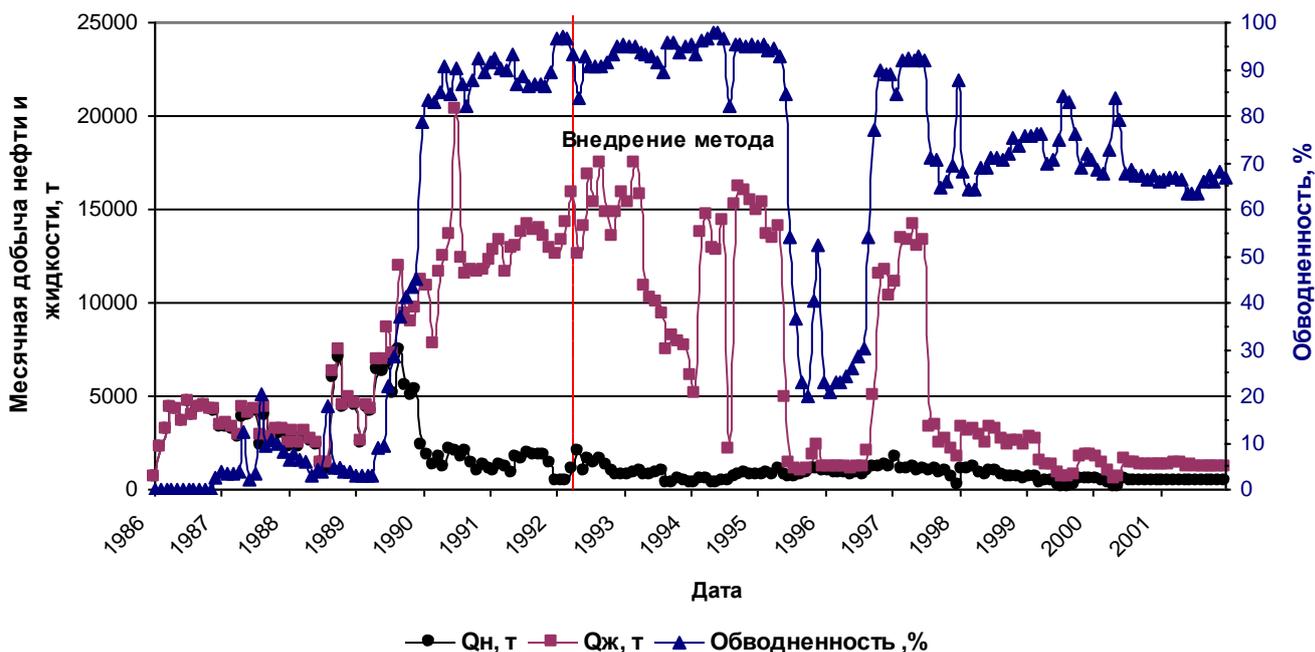


Рисунок 1.34 - Динамика основных показателей разработки до и после применения метода управляемой депрессии участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

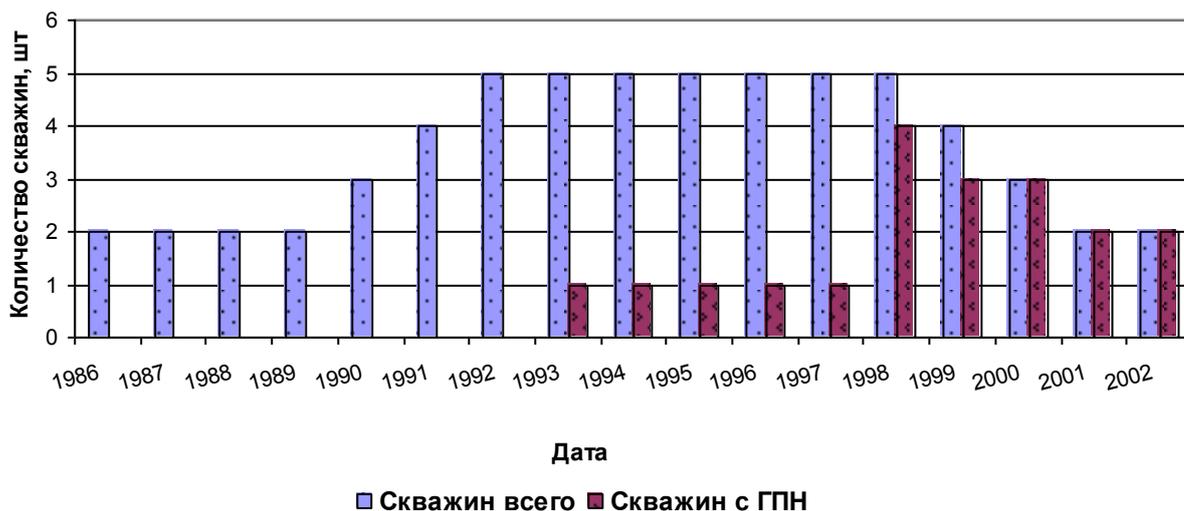


Рисунок 1.35 - Соотношение общего количества скважин и скважин с установками ГСН и ГПН участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

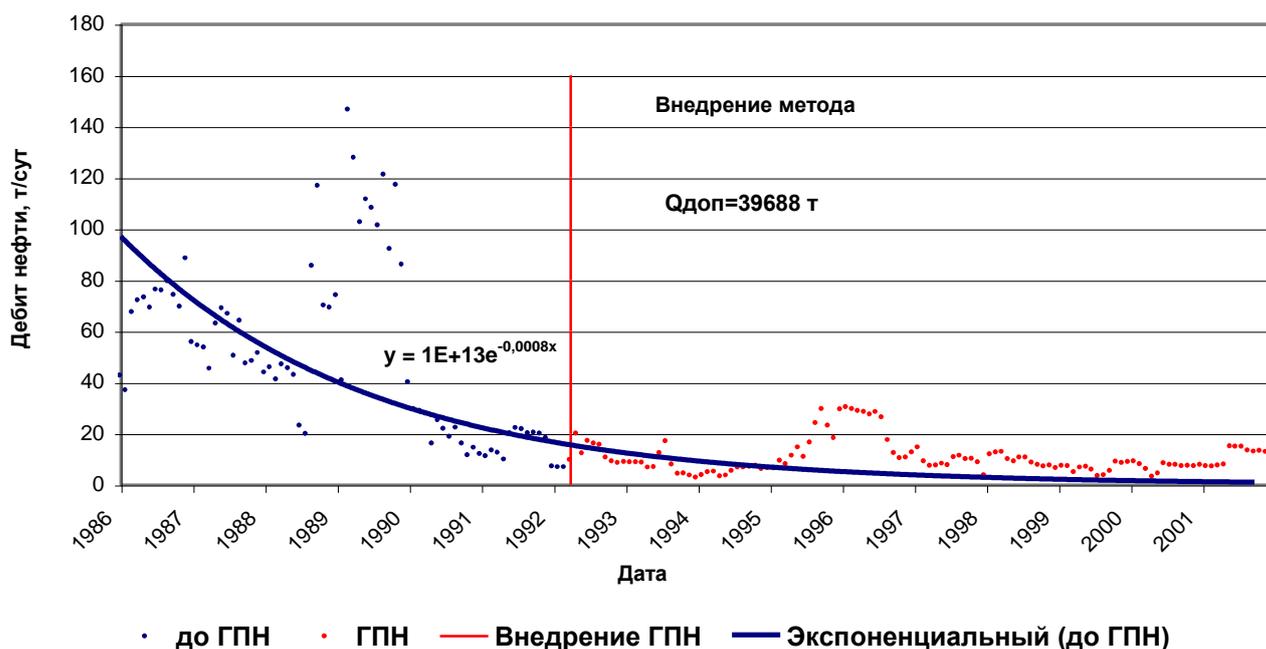


Рисунок 1.36 - Оценка технологической эффективности участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения с использованием метода управляемой депрессии

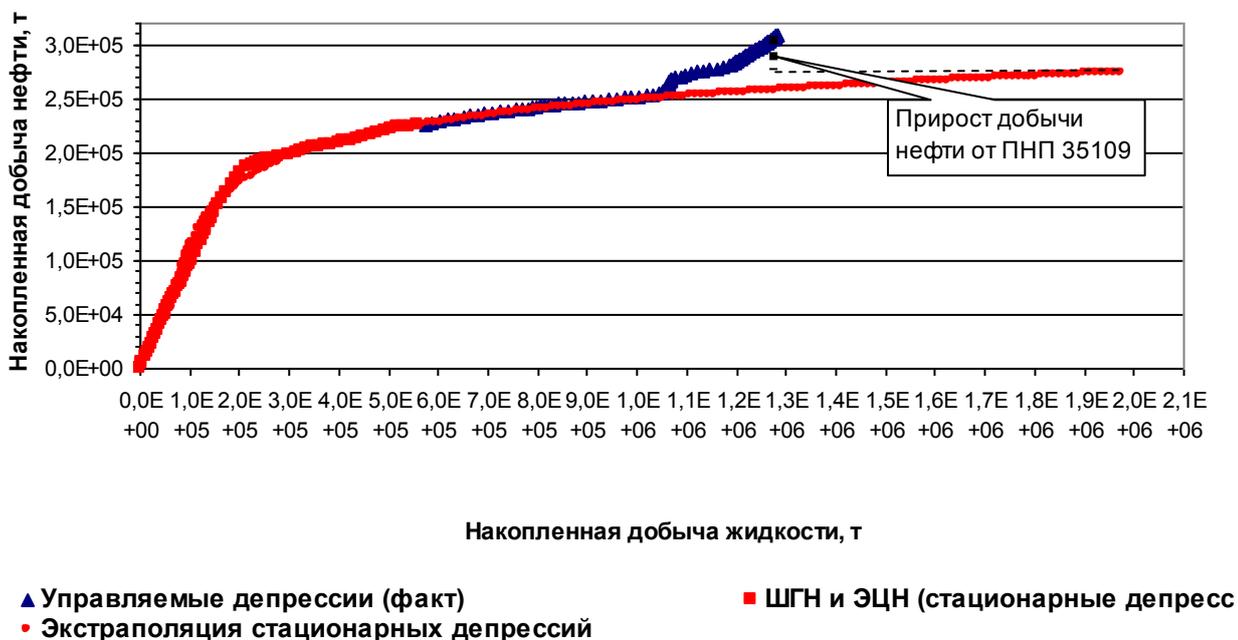


Рисунок 1.37 - Характеристика вытеснения участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения



Рисунок 1.38 - Характеристика вытеснения Ревенко-Вашуркина участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

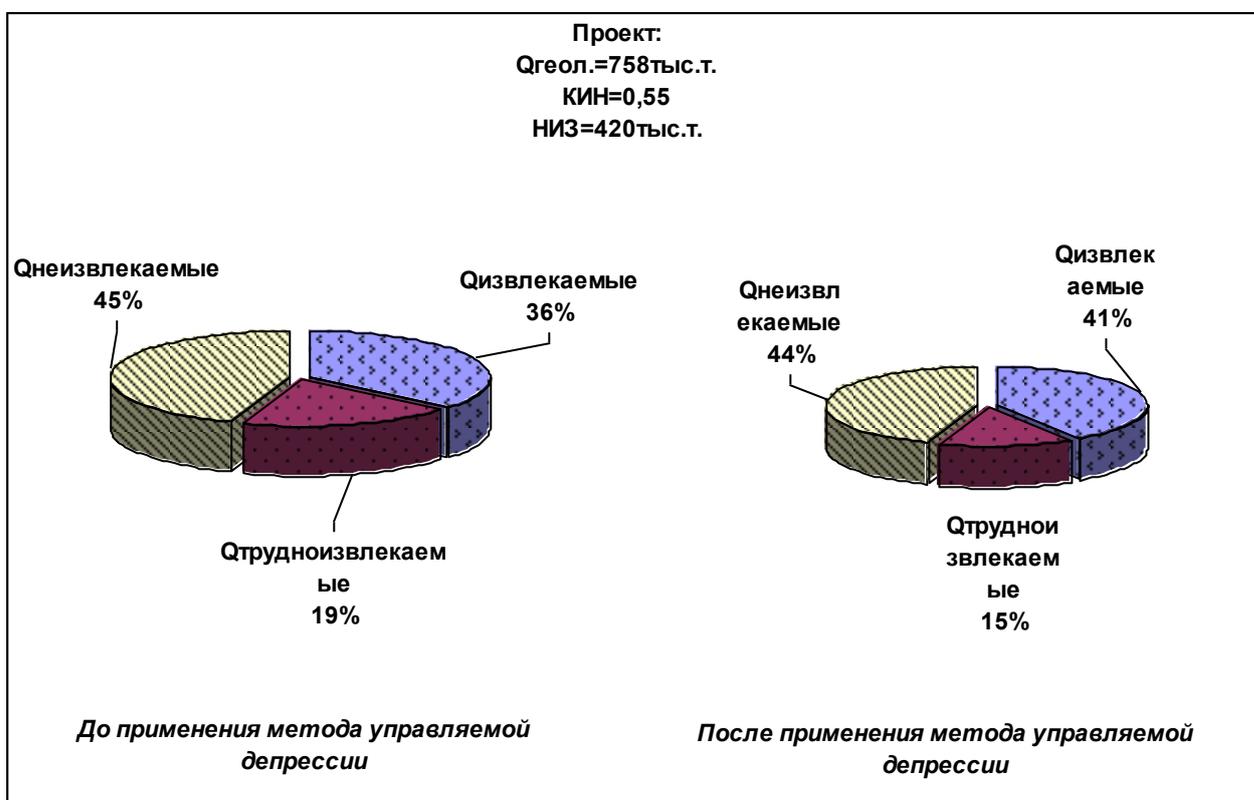


Рисунок 1.39 - Структура запасов нефти участка пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

1.10 Выводы

На основании проведенного анализа метода управляемой депрессии на основе работы гидроприводных насосов в системе «пласт – ПЗП – скважина» на шести объектах Самотлорского месторождения установлено:

1. при низких дебитах нефти и жидкости на уровне 0,5-3т/сут отмечается высокая степень неустойчивости работы скважин на стационарных депрессиях (ЭЦН и ШГН) (коэффициент эксплуатации варьируется от 0,2 до 0,6). При переходе на метод управляемой депрессии с использованием ГПН появляется высокая стабильность работы скважин;

2. эксплуатация добывающих скважин методом управляемой депрессии на участках всех объектов характеризуется разработкой с применением метода ПНП – снижением или стабилизацией обводнения продукции, увеличением темпов добычи нефти и жидкости в 2-6 раз, увеличением коэффициентов охвата и нефтеотдачи, вовлечением в активную разработку трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти;

3. дополнительная добыча нефти, рассчитанная с использованием семипараметрической характеристики вытеснения, разработанной в [НИИ «СибГеоТех»](#) г. Нижневартовска под руководством [В.А.Леонова](#), по пластам составила: АВ13 – всего прирост нефти 197364 т., из них от ПНП 43349 т.; АВ2-3 – всего 53150 т., из них от ПНП 13430 т.; АВ11-2 – всего 117979 т., из них от ПНП 49811 т. ; АВ4 -5 – всего 35109 т., из них от ПНП 35109 т.; БВ100 – всего 595049 т., из них от ПНП 99554 т.; БВ101-2 – всего 176963 т., из них от ПНП 42979 т. Метод управляемой депрессии позволил не только интенсифицировать добычу нефти, но и увеличить нефтеотдачу.

4. из геологических запасов в активную разработку суммарно по всем исследуемым пластам дополнительно вовлекаются 1175,1 тыс.т. трудноизвлекаемых запасов нефти, что составляет примерно 26% от НИЗ. Прирост коэффициента нефтеизвлечения при переходе на метод управляемой депрессии по сравнению с эксплуатацией на стационарных депрессиях составляет

11%.

5. дополнительная добыча нефти при переходе на метод управляемой депрессии составляет не менее 9% от геологических запасов, из них прирост от ПНП - 3%.

Таким образом, применение метода управляемой депрессии на пласт является не только методом интенсификации добычи нефти, но и методом повышения нефтеотдачи пластов.

Основные технологические показатели разработки всех участков сведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Основные технологические показатели применения метода управляемой депрессии на скважинах Самотлорского месторождения								
	Ед. изм.	Значения по пластам						Всего
		АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₁₀ ⁰	БВ ₁₀ ¹⁻²	
Количество скважин, переведенных на метод управляемой депрессии	шт.	14	25	8	4	48	9	108
Геологические запасы	тыс.т.	750	1472,7	377,4	758	5955,5	1380	10693,6
Проектный КИН	доли ед.	0,32	0,55	0,53	0,55	0,40	0,40	0,43
Проектные НИЗ	тыс.т.	240	810	200	420	2382,2	552	4604,2
Эксплуатация с использованием стационарных депрессий								
Подвижные запасы	тыс.т.	112	255	65	274,2	1262,4	265,7	2234,3
Трудноизвлекаемые запасы	тыс.т.	128	555	135	145,8	1119,8	286,3	2369,9
КИН	доли ед.	0,15	0,17	0,17	0,36	0,21	0,19	0,21
Эксплуатация с использованием управляемой депрессии								
Подвижные запасы	тыс.т.	230	452	118	309,3	1857,4	442,7	3409,4
прирост из трудноизвлекаемых	тыс.т.	118	197	53	35,1	595	177	1175,1
КИН	доли ед.	0,31	0,31	0,31	0,41	0,31	0,32	0,32
Прирост КИН по сравнению с эксплуатацией стационарных депрессиях	доли ед.	0,16	0,13	0,14	0,05	0,10	0,13	0,11
Дополнительная добыча нефти	тыс.т.	118	19,7	53,2	35,1	595	177	998
в том числе, прирост добычи нефти от ПНП	тыс.т.	49,8	43,4	13,4	35,1	99,6	43	284,3