

0- 797086

На правах рукописи



ЛЕВАНОВА ЕВГЕНИЯ ВАСИЛЬЕВНА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО
ОБЪЕКТАМ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2012

Работа выполнена в Альметьевском государственном нефтяном институте

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
академик АН Республики Татарстан
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: **Мусабиров Мунавир Хадеевич**
доктор технических наук,
Институт "ТатНИПИнефть", заведующий
лабораторией отдела эксплуатации и
ремонта скважин
Чепик Сергей Константинович
кандидат технических наук,
ООО "ИНТЕРЮНИС" (г.Москва),
начальник направления стимуляции
эксплуатационных объектов

Ведущая организация: **Открытое акционерное общество**
"Белкамнефть" (Удмуртская Республика,
г.Ижевск)

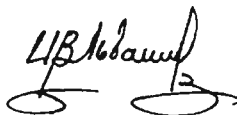
Защита состоится 20 сентября 2012г. в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО "Татнефть" по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

Автореферат разослан

" 10 " августа 2012 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КФУ



Львова И.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы:

В настоящее время уникальное Ромашкинское нефтяное месторождение, как и многие месторождения Республики Татарстан, вступило в завершающую стадию разработки, которая характеризуется высокой выработанностью запасов нефти. Из основного объекта Ромашкинского месторождения (горизонты D_1 и D_0), обеспечивающего его основную добычу нефти, на сегодняшний день уже извлечено более 92% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти. В сложившейся ситуации проблема извлечения остаточной в пласте нефти с максимальной полнотой и эффективностью является весьма актуальной.

Величина извлекаемых запасов нефти зависит не только от геолого-физических факторов (состава и физико-химических свойств нефтей, геологических условий залегания, неоднородности и расчлененности эксплуатационных объектов), но и от технологических факторов (существующей системы заводнения, режима разработки, применения методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) и методов воздействия на призабойную зону пласта, методов оптимизации плотности сетки скважин, применения способов и технических средств в эксплуатации скважин). Поэтому от эффективности реализуемой на объекте системы разработки во многом зависит решение сложной задачи разработки любого нефтяного месторождения – рентабельного достижения и по возможности увеличения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для контроля процесса нефтеизвлечения и своевременного поиска решений по повышению эффективности системы разработки, а также необходимости применения различных дополнительных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) особую актуальность приобретает оценка величины извлекаемых запасов нефти и анализ различных технологических показателей при условии применения существующей системы разработки.

Для прогноза величины добычи нефти по таким крупным объектам, как Ромашкинское месторождение, на поздней стадии разработки, когда накоплен большой объем геолого-промысловой информации, могут быть применены

статистические методы, которые в отличие от гидродинамических методов являются менее трудоемкими и не требуют больших затрат средств и времени.

В условиях увеличения эксплуатационных затрат на добычу нефти необходимо адресное эффективное применение МУН и методов интенсификации добычи нефти. В связи с этим, научное обоснование ранжирования эксплуатационных объектов по величине прогнозного коэффициента извлечения вовлеченных в разработку запасов нефти (Кивз) при текущем состоянии системы разработки объектов терригенных отложений девонского горизонта Ромашкинского месторождения является важной научно-технической задачей, решение которой необходимо для эффективного управления выработкой этих запасов.

Цель работы:

Исследование динамики извлекаемых запасов нефти крупных объектов разработки с использованием статистических методов для повышения эффективности управления выработкой запасов при их заводнении.

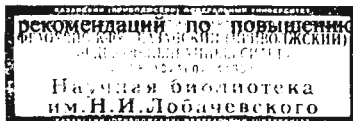
Основные задачи исследования:

1. Обобщение опыта научных исследований в области прогнозирования технологических показателей крупных объектов разработки и обоснование выбора методов оценки потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки.

2. Оценка эффективности и прогноз динамики выработки запасов нефти по терригенным отложениям девона площадей Ромашкинского месторождения, а также по блокам Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения для различных значений обводненности при реализации существующей системы разработки по различным характеристикам вытеснения (ХВ).

3. Исследование влияния на величину и темп увеличения Кивз компенсации годового отбора жидкости закачкой, отношения количества нагнетательных к количеству добывающих скважин, отношения величины накопленной добычи жидкости к поровому объему, нефтенасыщенной толщины по объектам исследования и выявление зависимостей между ними.

4. Выработка **рекомендаций по повышению** эффективности процесса



разработки по объектам с прогнозными величинами Квиз ниже средних по площади и месторождению значений, в том числе выделение объектов для наиболее эффективного применения гидравлического разрыва пласта (ГРП), на основе геолого-промыслового анализа и прогноза потенциально извлекаемых запасов нефти при существующей системе и методах разработки.

Объект исследования:

Для проведения исследования выбраны продуктивные терригенные отложения пашийского (Д₁) и тиманского (кыновского) (Д₆) горизонтов верхнего девона

- 1) семи блоков Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения;
- 2) Южно-Ромашкинской (№1), Западно-Ленинградской (№2), Зай-Каратайской (№3), Куакбашской (№4), Миннибаевской (№5), Альметьевской (№6), Северо-Альметьевской (№7), Березовской (№8), Азнакаевской (№9), Кармалинской (№10), Абдрахмановской (№11), Павловской (№12), Зеленогорской (№13), Восточно-Ленинградской (№14), Холмовской (№15), Восточно-Сулеевской (№16), Алькеевской (№17), Ташлиярской (№18), Чишминской (№19), Сармановской (№20), Южной (№21) площадей Ромашкинского месторождения.

Методы исследования:

При решении поставленных задач использованы методы геолого-промыслового анализа и статистические методы обработки технологических показателей разработки.

Основные защищаемые положения:

1. Характер распределения запасов и обоснование применения статистических методов прогноза технологических показателей крупных объектов разработки.

2. Результаты анализа истории разработки и прогноза динамики потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки по крупным объектам в зависимости от геолого-технологических показателей.

3. Оценка эффективности процесса разработки по объектам исследования

и рекомендации по применению метода ГРП для повышения эффективности разработки объектов с прогнозными величинами Кивз меньше средних по площади и месторождению значений.

Научная новизна:

1. Выявлены зоны, соответствующие значениям Кивз ниже средних величин по площади и месторождению. Определена ориентированность изменения прогнозной величины Кивз по объектам горизонтов Д₀, Д₁ Ромашкинского нефтяного месторождения при различной динамике потенциально извлекаемых запасов нефти с различными показателями разработки.

2. Установлено отсутствие значимой связи между показателями: компенсация годового отбора жидкости закачкой (в пределах от 99% до 142% - по блокам Миннибаевской площади, в пределах от 68% до 158% - по площадям Ромашкинского месторождения), соотношение "нагнетательные-добывающие скважины" (в пределах от 0,57 до 0,87 - по блокам Миннибаевской площади, в пределах от 0,4 до 0,78 - по площадям Ромашкинского месторождения), нефтенасыщенная толщина (в пределах от 11,4 м до 18 м - по блокам Миннибаевской площади, в пределах от 3,7 м до 16,6 м - по площадям Ромашкинского месторождения) и величинами текущего КИН и прогнозного Кивз на стадии стабилизации добычи нефти и обводненности (в пределах от 76% до 92% - по блокам Миннибаевской площади, в пределах от 71% до 93% - по площадям Ромашкинского месторождения) при сложившейся системе и методах разработки.

3. Выявлена статистически значимая прямая зависимость темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП по семи блокам Миннибаевской площади и определен положительный тренд темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП по Миннибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской и Березовской площадям Ромашкинского месторождения.

4. Показано, что терригенный эксплуатационный объект Д₀Д₁ Ромашкинского месторождения можно рассматривать как объект фрактального

типа, считая в последовательно уменьшающемся масштабе самоподобными фрагментами Миннибаевскую площадь и блок №3 Миннибаевской площади.

Практическая значимость работы:

На основе комплекса расчётов для оценки прогнозных величин извлекаемых запасов нефти определены объекты и рекомендованы мероприятия, направленные на совершенствование разработки крупного объекта.

На объектах с отсутствием связи между компенсацией годового отбора жидкости закачкой и величиной Кивз, а значит потенциально невысокой эффективности гидродинамических методов на стадии стабилизации добычи нефти и обводненности, следует рассматривать возможность применения третичных МУН и методов интенсификации добычи нефти.

На основе анализа показателей разработки объектов Миннибаевской площади, включая компенсацию годового отбора жидкости закачкой, соотношение "нагнетательные-добывающие скважины", годовое изменение текущего КИН, выделен период начала стабилизации данных показателей.

Выявленные фрактальные характеристики позволяют прогнозировать характеристики разработки крупных объектов на основе исследований небольших объектов.

Результаты диссертационной работы могут быть использованы при принятии управленческих решений по оптимизации реализуемой системы разработки на объектах исследования с целью повышения эффективности выработки запасов терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения.

Результаты исследований были использованы при выполнении работ по договору №16-08 между кафедрой РиЭНГМ Альметьевского государственного нефтяного института и ОАО "Татнефть" по теме "Анализ изменения свойств нефти при воздействии на пласт методами заводнения в сочетании с МУН", а также используются в учебном процессе при проведении занятий по дисциплине "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" в Альметьевском государственном нефтяном институте.

Апробация работы:

Основные положения и результаты диссертационной работы рассматривались на: Научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2009 г. (Альметьевск, 2010); 1-м Российском нефтяном конгрессе RPC-2011 (Москва, 2011); Научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2010 г. (Альметьевск, 2011); III Международном научном симпозиуме "Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов" (Москва, 2011); XIX Губкинских чтениях "Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России" (Москва, 2011); региональной научно-практической конференции "Научная сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института" (Альметьевск, 2012).

Публикации: По теме диссертационной работы опубликовано 12 печатных работ, в том числе две статьи опубликованы в рецензируемых изданиях, входящих в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в РФ, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук" ВАК Минобрнауки РФ.

Объем работы: Диссертация состоит из введения, трех разделов, выводов и 3 приложений, содержит 196 страниц машинописного текста, 41 рисунок, 74 таблицы. Библиографический список включает 168 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, цель работы, сформулированы задачи исследований, научная новизна и защищаемые положения, приведена практическая значимость.

В первом разделе представлен аналитический обзор научно-технической литературы известных на сегодняшний день методов прогноза технологических показателей разработки на поздней стадии, а также обоснован выбор статистических методов, основанных на применении ХВ для крупных объектов нефтяных месторождений.

Анализ литературных источников показывает, что вопросы прогнозирования показателей разработки, в том числе оценки извлекаемых запасов нефти, с применением различных моделей и методик широко освещены в работах таких известных ученых и специалистов, как Х. Азиз, А.И. Акульшин, И.Д. Амелин, А.Ю. Борисов, В.А. Бочаров, В.Я. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, А.В. Гавура, А.Г. Гайсин, А.А. Гинзбург, И.Ф. Глумов, Г.Л. Говорова, А.И. Губанов, А.В. Давыдов, В.И. Дзюба, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, А.А. Казаков, Г.С. Камбаров, Р.Д. Каневская, В.С. Ковалев, Т.В. Козлова, В.И. Колганов, Ю.А. Котенев, Л.Б. Либерман, В.Д. Лысенко, М.И. Максимов, В.С. Мелик-Пашаев, Л.И. Меркулова, Т.П. Миронов, Р.Х. Муслимов, С.Н. Назаров, А.В. Насыбуллин, В.С. Орлов, А.М. Пирвердян, Е.Д. Подымов, А.Г. Посевич, Д.А. Разживин, З.К. Рябинина, Б.Ф. Сазонов, М.М. Саттаров, Э. Сеттари, Н.В. Сипачев, М.Л. Сургучев, Э.И. Тимашев, Р.С. Хисамов, И.П. Чоловский, А.Х. Шахвердиев и др.

В настоящее время существует две основные группы методов, по которым проводится прогноз технологических показателей разработки нефтяных месторождений на поздней стадии:

1. Гидродинамические методы, основанные на построении различных математических моделей процесса вытеснения нефти водой.
2. Статистические методы, основанные на анализе фактических данных истории разработки нефтяных месторождений.

На сегодняшний день существует много различных методик прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений с применением гидродинамических расчетов, среди которых наиболее известными являются методики ВНИИ, ТатНИПИнефти, Гипровостокнефти, БашНИПИнефти, УФНИИ, СибНИИНП, АзНИПИнефти. Установлено, что выбор той или иной методики базируется на опыте разработки конкретного нефтяного месторождения и во многом зависит от свойств пласта и механизма вытеснения из него флюидов. В последнее десятилетие в связи с совершенствованием вычислительной техники в нефтяных компаниях используются трехмерные геолого-гидродинамические модели ряда зарубежных и отечественных компаний.

Однако, несмотря на значительное развитие методов гидродинамического моделирования и успешное применение данных методов для сравнительно небольших объектов, моделирование крупных многопластовых месторождений с длительной историей разработки и высокой неоднородностью на сегодняшний день является сложной задачей из-за известных проблем с обеспечением исходными данными и специфическими проблемами моделирования.

В настоящее время существует огромный опыт применения статистических методов для расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. Установлено, что данные методы являются простыми, доступными и удобными для оценочных расчетов показателей. Можно выделить следующие методы, относящиеся к данной группе:

1) методы аналогий, которые основаны на применении закономерностей, полученных в результате анализа фактических данных по месторождениям, находящимся в длительной разработке, на месторождениях, обладающими сходными геолого-физическими условиями;

2) методы, использующие зависимости между параметрами, полученными по математическим формулам;

3) методы, использующие геолого-физические параметры залежей и полученные путем многофакторного анализа по большому числу объектов значения параметров;

4) экстраполяционные методы, основанные на получении зависимостей по фактическим данным за историю разработки объекта и пролонгации данных зависимостей на перспективу до конца разработки, так называемые ХВ.

Результаты ряда работ подтверждают, что на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, когда накоплен большой фактический материал по динамике показателей, наиболее распространенным из статистических методов прогноза технологических показателей разработки и оценки потенциально извлекаемых запасов нефти является применение методов, основанных на построении ХВ. Кроме того установлено, что большая часть существующих на сегодняшний день ХВ изначально предназначалась для определения извлекаемых запасов нефти и долгосрочного прогноза динамики разработки относительно

крупных эксплуатационных объектов.

В качестве основных преимуществ данных методов можно отметить: достаточную простоту в применении; возможность интегрального учета геологических особенностей строения пласта и некоторых технологических особенностей разработки; минимум исходной геолого-физической информации; достаточную надежность полученных результатов, так как методы основаны на обработке фактического материала эксплуатации залежи.

Принцип построения ХВ заключается в том, что любая зависимость, построенная в предлагаемых ее авторами координатах, с определенного момента времени представляет собой прямую линию. Поэтому основным условием применения ХВ является неизменность реализуемой на объекте системы разработки в течение прогнозируемого периода, невыполнение которого может вызвать отклонение наметившегося закона обводнения из-за технологических изменений при разработке объекта. Накопленный опыт применения ХВ свидетельствует о том, что данные методы позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при разработке объектов на поздней стадии разработки в режиме вытеснения нефти водой, то есть с применением заводнения.

В результате анализа литературы было установлено, что для прогноза показателей разработки, в том числе для оценки потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки на крупных объектах разработки нефтяных месторождений с длительной историей разработки на данный момент развития науки можно предложить использование статистических методов, основанных на построении ХВ.

Во втором разделе представлена характеристика объектов исследования, обоснован выбор видов ХВ для данных объектов на основе существующей классификации и на основе анализа широко распространенных и применяемых на практике методов, а также рассмотрены основные условия проведения расчета и принятые допущения по объектам.

Ромашкинское нефтяное месторождение, которое входит в первую десятку крупнейших месторождений мира, находится в разработке уже более 60 лет. Основными объектами многопластового Ромашкинского месторождения

являются терригенные отложения тиманского (кыновского) (D_0) и пашийского (D_1) горизонтов верхнего девона, на долю которых приходится 89,4% разведанных запасов нефти и в границах контуров нефтеносности которых выделена двадцать одна самостоятельная площадь разработки. Одной из центральных площадей Ромашкинского месторождения является Миннибаевская площадь, основным эксплуатационным объектом которой, как и всего месторождения, являются продуктивные отложения горизонтов D_0 , D_1 и имеющая семь самостоятельных объектов (блоков).

Все площади Ромашкинского месторождения, а также блоки Миннибаевской площади были введены в разработку в разное время, имеют свои геологические особенности, систему разработки, различный комплекс мероприятий для поддержания добычи нефти на заданном уровне. В связи с этим все рассматриваемые объекты на сегодняшний день имеют разные технологические показатели разработки и, следовательно, разную выработку запасов нефти.

В соответствии с вышеизложенным для сопоставления различных показателей в работе были приняты оценочно близкие геолого-физические условия для отложений девона по всем объектам, а также в качестве основного условия было принято, что дебит по жидкости, достигнутый на сегодняшний день, для всех объектов со временем останется неизменным $q_{ж} = \text{const}$ (будет применяться существующая система разработки) и спрогнозирована добыча нефти до обводненности (v) равной 90%. Расчеты по всем площадям Ромашкинского месторождения и блокам Миннибаевской площади были проведены также для условий $q_{ж} = \text{const}$ и $v = 91\%$ и для условий $q_{ж} = \text{const}$ и $v = 92\%$.

В качестве первоначального перечня в работе было использовано 20 различных ХВ, при выборе которых учитывались следующие особенности:

- 1) в связи с отсутствием на сегодняшний день универсальных методов использован широкий спектр зависимостей, апробированных в различных нефтяных компаниях;

- 2) среди рассматриваемых зависимостей были использованы наиболее распространенные на сегодняшний день, чаще всего применяемые на практике и

теоретически обоснованные авторами различных работ ХВ;

3) выбраны зависимости из группы кривые обводнения, так как исследуемые объекты разрабатываются на режиме заводнения в условиях высокой обводненности (выше 70%);

4) выбраны интегральные зависимости, в которых не используются текущие показатели, так как они менее подвержены влиянию изменений системы разработки.

Выбор интервала аппроксимации данных предыстории в работе определялся не только стремлением к достижению высоких параметров математического качества аппроксимации, но и предварительным анализом проводимых на объектах мероприятий, в соответствии с которым был выбран период предыстории с 1995 по 2010 год. Выбранный период предыстории можно считать стабильным периодом разработки объектов, так как в течение данного времени на всех исследуемых объектах применяются существующие на сегодняшний день ГТМ.

Для определения степени пригодности каждой функции при описании динамики эксплуатации рассматриваемых объектов из представленного в работе перечня предположительно подходящих аппроксимационных зависимостей и выбора наиболее подходящих для объектов исследования ХВ был использован коэффициент несоответствия Тейла.

В результате расчета значений критерия Тейла установлено, что пятнадцать из двадцати рассматриваемых ХВ можно использовать в дальнейшем в качестве первоначального перечня для прогноза добычи нефти и оценки потенциально извлекаемых запасов нефти по объектам терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения при сложившейся системе и методах разработки.

Так как количество аппроксимационных зависимостей для расчета величины добычи нефти строго не регламентировано и в методиках разных нефтяных компаний отличается, для анализа величины потенциально извлекаемых запасов нефти при реализации существующей системы разработки в целях исключения субъективных ошибок в работе были использованы среднеарифметические значения пяти ХВ, наилучшим образом подходящих для

каждого рассматриваемого объекта.

В работе также была рассчитана средняя величина потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки по объектам исследования по пяти одинаковым ХВ, которые наиболее подходят по большему количеству объектов (в среднем по всем объектам). Для принятия решения при выборе использования для анализа индивидуальных ХВ для каждого объекта исследования или использования универсальных методов для всех объектов, была проведена оценка погрешности для обоих вариантов (табл. 1). При этом суммарная величина средних значений составляющих объекта была сопоставлена со средней величиной, полученной в целом по данному объекту. В результате анализа установлено, что как по Миннибаевской площади, так и в целом по горизонтам Д₀, Д₁ Ромашкинского месторождения наименьшая погрешность получена при сравнении величин, полученных при использовании ХВ, которые подходят отдельно для каждого объекта, что еще раз подтверждает отсутствие универсальных методов и необходимость поиска "лучших" зависимостей отдельно для каждого объекта.

Таблица 1 - Результаты сравнения суммарной величины потенциально извлекаемых запасов нефти с величиной, полученной в среднем по объекту

	Относительная погрешность, д.ед.	
	Миннибаевская площадь	Д ₁ , Д ₀ Ромашкинского месторождения
по кривым, наилучшим образом подходящих для каждого объекта		
при $q_x = \text{const}$ и $v=90\%$	0,010	0,035
при $q_x = \text{const}$ и $v=91\%$	0,009	0,012
при $q_x = \text{const}$ и $v=92\%$	0,004	0,016
по кривым, наилучшим образом подходящих в среднем для всех объектов		
при $q_x = \text{const}$ и $v=90\%$	0,016	0,081
при $q_x = \text{const}$ и $v=91\%$	0,017	0,073
при $q_x = \text{const}$ и $v=92\%$	0,005	0,064

В целях исключения необходимости проведения долгосрочного прогноза и повышения достоверности оценки с помощью ХВ были приняты допущения по блоку №4 Миннибаевской площади, Куакбашской площади, Северо-Альметьевской площади, Сармановской площади, для которых прогноз потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки был проведен до достижения обводненности меньше 92%. Кроме того

по Азнакаевской и Абдрахмановской площадям для анализа были использованы текущие отчетные данные, так как на сегодняшний день средняя обводненность по ним превышает прогнозную величину. Принятые допущения по всем перечисленным площадям были подтверждены результатами детального анализа блоков данных объектов.

В третьем разделе сопоставлены различные технологические показатели рассматриваемых объектов на основе динамики потенциально извлекаемых запасов нефти при реализации существующей системы разработки, рассчитанной с помощью ХВ, приведены результаты однофакторного ассоциативного и многофакторного дисперсионного анализов влияния различных показателей на величины текущего КИН и прогнозного Кивз для рассматриваемых условий, представлены зависимости влияния технологических показателей разработки на эффективность применения ГРП, даны рекомендации по повышению эффективности выработки объектов с прогнозными величинами Кивз меньше средних значений по площади и месторождению.

В результате анализа динамики изменения прогнозной величины Кивз, потенциально извлекаемых запасов нефти на одну скважину, среднего дебита нефти, компенсации отбора жидкости технологической закачкой, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин при сложившейся системе и методах разработки для различных параметров обводненности по блокам Миннибаевской площади и по площадям Ромашкинского месторождения выявлены объекты с величиной данных показателей ниже среднего значения (табл. 2).

При нанесении полученных значений прогнозного Кивз для рассматриваемых условий на схему расположения объектов (рис. 1, 2) видно,

- 1) что величина Кивз возрастает с северо-востока на юго-восток Миннибаевской площади;
- 2) что наибольшие значения Кивз находятся на северо-западе и юге месторождения, а минимальные - на востоке Ромашкинского месторождения.

Таблица 2 - Объекты с величинами показателей меньше среднего значения по площади и месторождению.

Величина	блоки Миннибаевской площади		площади Ромашкинского месторождения			
	меньше средней величины по площади		меньше средней величины по месторождению		меньше средней величины по месторождению	
	число	номера	число	номера	число	номера
прогнозного Кивз	6	№1-№3, №5- №7	6	№1- №3, №5- №7	13	№1, №3- №5, №9-№13, №15, №16, №18, №19
прогнозных потенциально извлекаемых запасов нефти на одну скважину	4	№1, №2, №5, №7	-	-	15	№2-№4, №6, №8-№10, №12- №16, №19- №21
текущего среднего дебита нефти	4	№1-№3, №7	2	№1, №7	12	№1-№4, №9- №12, №15-№17, №21
прогнозного среднего дебита нефти	4	№1, №2, №4, №7	4	№1, №2, №4, №7	15	№1-№8, №11, №12, №15-№17, №21
компенсации годового отбора жидкости закачкой	4	№2, №3, №5, №6	2	№3, №5	10	№3, №4, №8-№10, №12-№14, №16, №18
соотношения "нагнетательные - добывающие скважины"	4	№2, №5-№7	2	№6, №7	11	№3, №4, №9, №10, №12-№14, №17-№19, №21
проектного конечного КИН	3	№1, №2, №5	7	№1- №7	12	№1- №6, №10, №12, №13, №15, №20, №21

Также в работе была проанализирована динамика изменения величины потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки по объектам исследования при условии выравнивания показателя обеспечения годового отбора жидкости закачкой по объектам с величиной меньше 80% и больше 120% за счет изменения отбора и закачки по скважинам, работающим на несколько объектов. После проведения перерасчета было установлено, что прогнозная величина Кивз, удельных потенциально извлекаемых запасов и среднего дебита нефти при реализации существующей системы разработки по всем объектам терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения меняется крайне незначительно.

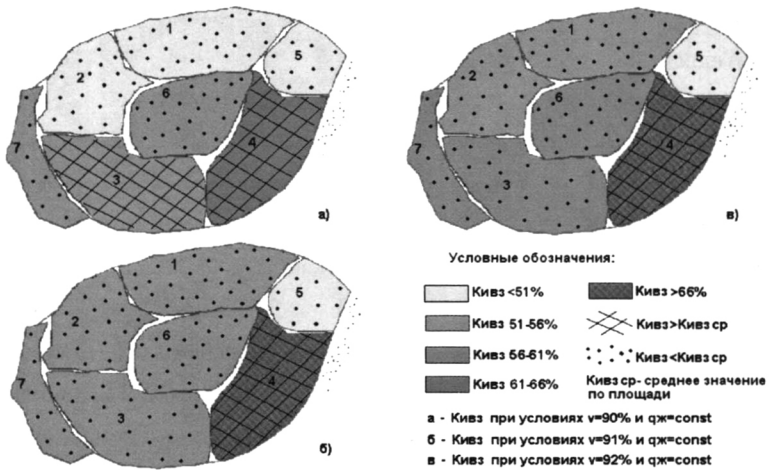


Рисунок 1 - Изменение прогнозного Кивз на схеме расположения блоков Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения

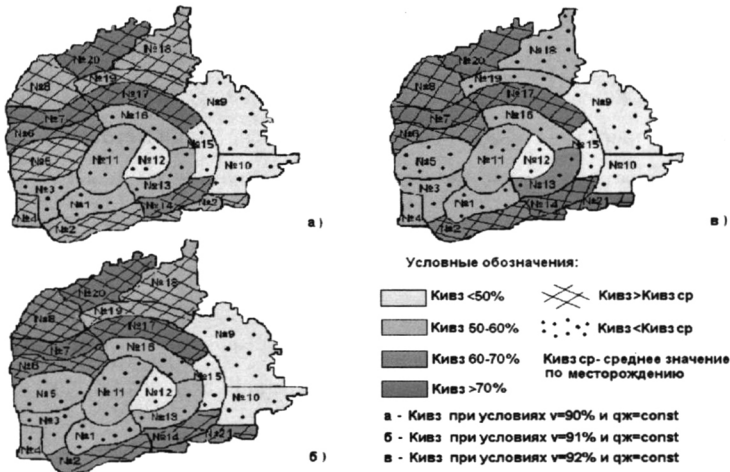


Рисунок 2 - Изменение прогнозного Кивз на схеме расположения площадей Ромашкинского месторождения

По блокам Миннибаевской площади за период с 1980 по 2010 год был проведен анализ динамики изменения показателей: компенсация отбора жидкости

закачкой, соотношение "нагнетательные - добывающие скважины", изменение КИН за год, средняя приемистость скважины и выделен период начала стабилизации данных показателей.

Для установления связи между компенсацией годового отбора жидкости технологической закачкой, отношением количества нагнетательных к количеству добывающих скважин, нефтенасыщенной толщиной и величиной текущего КИН, а также величиной прогнозного Кивз в работе были выполнены однофакторный ассоциативный и многофакторный дисперсионный анализы. По результатам данных анализов установлено, что на стадии стабилизации добычи нефти при обводненности свыше 71 % изменение показателя компенсация годового отбора жидкости закачкой в пределах от 99% до 142% по блокам Миннибаевской площади и от 68% до 158% по площадям Ромашкинского месторождения, показателя соотношение "нагнетательные-добывающие скважины" в пределах от 0,57 до 0,87 по блокам Миннибаевской площади и от 0,4 до 0,78 по площадям Ромашкинского месторождения, показателя нефтенасыщенная толщина в пределах от 11,4 м до 18 м по блокам Миннибаевской площади и от 3,7 м до 16,6 м по площадям Ромашкинского месторождения не влияет на величины текущего КИН, а также прогнозного Кивз при сложившейся системе и методах разработки. В результате дополнительно проведенного ассоциативного анализа влияния компенсации годового отбора жидкости закачкой на изменение величины текущего КИН с 1980 года по блокам Миннибаевской площади установлено отсутствие влияния данного показателя с 1994 года. Данный вывод позволяет утверждать о невысокой эффективности гидродинамических методов на стадии стабилизации и необходимости применения на данной стадии третичных МУН и методов интенсификации добычи нефти.

Для анализа величины темпа увеличения Кивз от промывки порового объема была построена и линеаризована зависимость величины Кивз от отношения накопленной добычи жидкости к поровому объему ($Q_{ж}/V_{пор}$) по блокам Миннибаевской площади и по площадям НГДУ "Альметьевнефть" для условий $q_{ж}=\text{const}$, $v=90\%$ и для условий $q_{ж}=\text{const}$ на одинаковую дату до достижения обводненности одного из объектов 92%. Темп увеличения Кивз

$(tg \frac{Kивз}{Q_{ж} / V_{пор}})$ как по блокам Миннибаевской площади, так и в целом по площадям

НГДУ "Альметьевнефть" является разным, что говорит о неодинаковой эффективности применения гидродинамических методов на достигнутой стадии стабилизации для увеличения величины нефтеизвлечения по данным объектам.

На основе проведения однофакторного ассоциативного анализа по блокам Миннибаевской площади установлена связь: 1) между темпом увеличения Кивз при повышении обводненности на 1% и отношением накопленной добычи жидкости к поровому объему для условий $q_{ж} = \text{const}$ и $v = 90\%$, а также между темпом увеличения Кивз и отношением накопленной добычи жидкости к поровому объему для условий $q_{ж} = \text{const}$ и достижения обводненности одного из объектов 92%; 2) между нефтенасыщенной толщиной и отношением накопленной добычи жидкости к поровому объему для условий $q_{ж} = \text{const}$ и достижения обводненности одного из объектов 92%.

В качестве методов, позволяющих на стадии стабилизации добычи нефти повысить выработку объектов, можно предложить методы ГРП. В работе для анализа эффективности применения данного метода на блоках Миннибаевской площади, а также на площадях НГДУ "Альметьевнефть" использовалась средняя величина удельной технологической эффективности ГРП на одну реагирующую скважину за период с 2000 по 2010 год. В результате оценки влияния метода ГРП на величину текущего КИН по данным объектам установлено, что применение ГРП на Миннибаевской площади позволило увеличить текущий КИН за данный период на 0,1%, на площадях НГДУ "Альметьевнефть" - на 0,17%.

Для оценки влияния величины и темпа увеличения Кивз, а также отношения накопленной добычи жидкости к поровому объему на эффективность ГРП в работе был выполнен однофакторный ассоциативный анализ. На основе данного анализа была установлена связь между средним темпом увеличения Кивз при повышении обводненности на 1% и эффективностью ГРП по блокам Миннибаевской площади (наибольшая величина среднего темпа увеличения Кивз при повышении обводненности на 1% соответствует наибольшей технологической эффективности ГРП).

Максимальная величина прогнозного Кивз и максимальный темп увеличения Кивз на площадях НГДУ "Альметьевнефть" соответствует максимальной эффективности ГРП на одну реагирующую скважину. Наибольшие величины отношения накопленной добычи жидкости к поровому объему по блокам Миннибаевской площади и в целом по площадям НГДУ "Альметьевнефть" для условий $q_{ж}=\text{const}$ и $v=90\%$ соответствуют наибольшей эффективности ГРП.

На рис. 3 представлена зависимость темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП на одну реагирующую скважину для условий $q_{ж}=\text{const}$ и $v=90\%$ и для условий $q_{ж}=\text{const}$ и достижения обводненности одного из объектов 92% по блокам Миннибаевской площади. Кроме того был определен положительный тренд темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП по площадям Ромашкинского месторождения НГДУ "Альметьевнефть" для рассматриваемых условий.

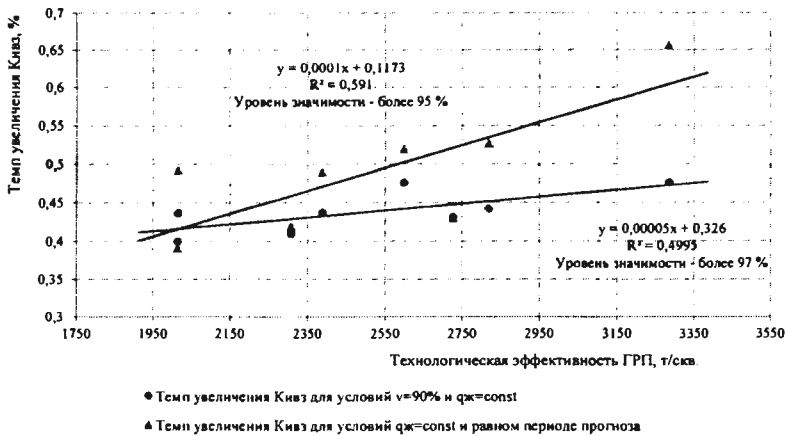


Рисунок 3 - Зависимость темпа увеличения Кивз от эффективности ГРП по блокам Миннибаевской площади

При сопоставлении полученных в результате расчета прогнозных значений Кивз с утвержденными конечными величинами КИН объектов можно сделать

вывод о том, что на шести блоках Миннибаевской площади (№1 - №4, №6, №7) и на четырнадцати площадях Ромашкинского месторождения (№1 - №8, №13 - №15, №17, №20, №21) величина прогнозного Кивз при условиях $v=92\%$ и $q_{ж}=\text{const}$ превышает утвержденную величину конечного КИН данных объектов. При этом на шести блоках Миннибаевской площади (№1 - №4, №6, №7) и на шестнадцати площадях Ромашкинского месторождения (№1 - №8, №13, №14, №16 - №21) прогнозная величина Кивз при условиях $v=92\%$ и $q_{ж}=\text{const}$ является выше средней проектной величины конечного КИН по месторождению. Остальные объекты для достижения утвержденной величины НИЗ нефти требуют внесения изменений в существующую систему разработки и первоочередного применения дополнительных ГТМ.

В работе был проведен анализ более 20 технологических показателей разработки объектов исследования, по результатам которого определены явные признаки того, что терригенный эксплуатационный объект D_0D_1 Ромашкинского месторождения можно рассматривать как объект фрактального типа, считая в последовательно уменьшающемся масштабе самоподобными фрагментами Миннибаевскую площадь и блок №3 Миннибаевской площади. На основе оценки погрешности получена удовлетворительная сходимость целого ряда показателей разработки этих объектов, в частности, по прогнозируемому Кивз, прогнозным средним дебитам нефти, отношениям отбора жидкости и закачки к поровым объемам и т.д.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основе сравнительной оценки абсолютной и относительной погрешности определения суммарной величины потенциально извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе и методах разработки с величиной, полученной в среднем по объекту при использовании для анализа индивидуальных ХВ для объекта или использования универсальных методов для всех объектов, установлено, что как по Миннибаевской площади, так и по горизонтам D_0 , D_1 Ромашкинского месторождения наименьшая погрешность получена при использовании индивидуально выбранных ХВ, что еще раз подтверждает отсутствие универсальных методов и предопределяет

необходимость применения индивидуальных зависимостей для каждого объекта.

2. Определена динамика величин потенциально извлекаемых запасов нефти при условии постоянного отбора жидкости и различных величинах обводненности по блокам Миннибаевской площади и площадям Ромашкинского месторождения для оценки необходимости оптимизации системы разработки на данных объектах.

3. Проанализированы прогнозные величины Кивз, потенциально извлекаемых запасов нефти на одну скважину, среднего дебита нефти, отношения количества нагнетательных к количеству добывающих скважин, компенсации отбора жидкости технологической закачкой блоков Миннибаевской площади, а также площадей Ромашкинского месторождения при неизменных условиях разработки и различных величинах обводненности, полученные на основе прогноза потенциально извлекаемых запасов нефти. Выявлены зоны с величиной данных показателей меньше средней по площади и по месторождению величины.

4. Выявлена ориентированность изменения прогнозной величины Кивз и других основных технологических показателей по объектам терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения при различной динамике потенциально извлекаемых запасов нефти для рассматриваемых условий на схеме расположения объектов исследования.

5. На основании результатов однофакторного ассоциативного и многофакторного дисперсионного анализов, проведенных для оценки влияния ряда геолого-технологических показателей на процесс извлечения нефти, по блокам Миннибаевской площади и площадям Ромашкинского месторождения установлено, что на стадии стабилизации добычи нефти и обводненности свыше 71% компенсация годового отбора жидкости закачкой, соотношение "нагнетательные-добывающие скважины", нефтенасыщенная толщина не оказывают значимого влияния на величины текущего КИН и прогнозного Кивз, причем отсутствие влияния проявляется только в строгом диапазоне их величин. Данный вывод позволяет утверждать, что эффективность применения гидродинамических методов на стадии стабилизации будет невысокой и необходимо рекомендовать применение третичных МУН и методов стимуляции

скважин.

6. Построены зависимости изменения величины Кивз от отношения накопленной добычи жидкости к поровому объему по блокам Миннибаевской площади и по площадям НГДУ "Альметьевнефть" для определения темпа увеличения Кивз при различных значениях обводненности. По полученным результатам был проведен ассоциативный анализ влияния различных показателей на величину и темп увеличения Кивз, на основе которого установлена связь между темпом увеличения Кивз и отношением накопленной добычи жидкости к поровому объему, а также между нефтенасыщенной толщиной и отношением накопленной добычи жидкости к поровому объему по блокам Миннибаевской площади для условий $q_{ж} = \text{const}$ и достижения обводненности одного из объектов 92%.

7. Выполнена оценка влияния метода ГРП на изменение величины текущего КИН по блокам Миннибаевской площади и по площадям НГДУ "Альметьевнефть" за период с 2000 по 2010 год (применение ГРП на Миннибаевской площади позволило увеличить текущий КИН на 0,1%, а в целом на площадях НГДУ "Альметьевнефть" - на 0,17%). На основе однофакторного ассоциативного анализа установлена связь между темпом увеличения Кивз при повышении обводненности на 1% и эффективностью ГРП по блокам Миннибаевской площади. Установлена статистически значимая прямая зависимость темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП по блокам Миннибаевской площади, а также определен положительный тренд темпа увеличения Кивз от роста технологической эффективности ГРП по площадям НГДУ "Альметьевнефть".

8. Выявлены объекты, на которых прогнозная величина Кивз при обводненности 92% и неизменной системе разработки не достигнет утвержденной величины конечного КИН, что может потребовать внесения корректив в технологию разработки и необходимости первоочередного применения дополнительных ГТМ для достижения утвержденных параметров.

9. По результатам анализа и сопоставления более 20 технологических показателей разработки объектов исследования определены явные признаки того,

что терригенный эксплуатационный объект Д₀Д₁ Ромашкинского месторождения можно рассматривать как объект фрактального типа, считая в последовательно уменьшающемся масштабе самоподобными фрагментами Миннибаевскую площадь и блок №3 Миннибаевской площади. На основе оценки погрешности получена удовлетворительная сходимость целого ряда показателей разработки этих объектов, в частности, по прогнозному Кивз, прогнозным средним дебитам, отношениям отбора жидкости и закачки к поровым объемам и т.д.

Список основных работ, опубликованных по теме диссертации:

В изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Леванова Е.В. Ретроспективный анализ процесса выработки запасов нефти девонских отложений по объекту Ромашкинского месторождения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". - 2011. - №2. - С. 438-447. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Levanova/Levanova_1.pdf

2. Леванова Е.В. Результаты анализа выработки горизонтов Д₁Д₀ по различным объектам Ромашкинского месторождения для различных параметров разработки // Научно-теоретический журнал "Известия высших учебных заведений. Нефть и газ". - 2011. - №4. - С. 40-47.

В других изданиях:

3. Леванова Е.В. Использование функциональных зависимостей (характеристик вытеснения) // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ. - 2010. - С. 16-19.

4. Леванова Е.В. Прогноз показателей разработки нефтяных месторождений по характеристикам вытеснения // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2009 года. - Альметьевск: АГНИ. - 2010. - С. 29-31.

5. Леванова Е.В. Процесс выработки запасов нефти отложений девона одной из площадей Ромашкинского месторождения // Сборник материалов 1-го Российского нефтяного конгресса (14-16 марта 2011 года). - М. - 2011. - С. 106-109.

6. Леванова Е.В. Состояние выработки объектов площади Ромашкинского месторождения // Материалы научной сессии ученых Альметьевского

государственного нефтяного института по итогам 2010 года. - Альметьевск: АГНИ. - 2011. - С. 29-31.

7. Леванова Е.В. Изменение величины коэффициента извлечения нефти по объектам центральной площади Ромашкинского месторождения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ. - 2011. - С. 36-38.

8. Леванова Е.В. Анализ извлечения запасов нефти при условии применения существующей системы разработки на блоках центральной площади Ромашкинского месторождения // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы III Международного научного симпозиума. - М.: ОАО "Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт". - 2011. – Т. 2. - С.105-107.

9. Леванова Е.В. Оценка КИН и других показателей разработки пашийско-кыновских отложений площадей Ромашкинского месторождения // Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: Тезисы докладов XIX Губкинских чтений. - М. - 2011. - С. 198-199.

10. Леванова Е.В. Применение характеристик вытеснения для оценки извлекаемых запасов нефти по объектам Ромашкинского месторождения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ. - 2012. - С. 56-63.

11. Леванова Е.В. Анализ влияния технологических показателей разработки на эффективность применения ГРП // Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института: Материалы региональной научно-практической конференции. - Альметьевск: АГНИ. - 2012. - С.111–114.

12. Леванова Е.В. Ассоциативный и дисперсионный анализы влияния показателей разработки на величину текущего КИН // Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института: Материалы региональной научно-практической конференции. - Альметьевск: АГНИ. - 2012. - С.114–117.

Подписано в печать 12.07.2012 г.
Формат 60×84/16
Печать RISO Объем 1,75 ус.печ.л.
Тираж 100 экз. Заказ № 77

ТИПОГРАФИЯ
АЛЬМЕТЬЕВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА
423452, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2

