На правах рукописи

ТУПИЦИН АНДРЕЙ МИХАЙЛОВИЧ

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КОМПЛЕКСНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ВЫТЕСНЕНИЯ

(на примере Байтуганского месторождения)

Специальность 25.00.17 − Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Бугульма – 2017

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Научный руководитель доктор технических наук
Бакиров Ильшат Мухаметович

Официальные оппоненты:

Султанов Шамиль Ханифович
доктор технических наук, доцент,
ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет,
профессор кафедры «Геология и разведка НГМ»

Егоров Андрей Федорович,
кандидат технических наук,
Закрытое акционерное общество «Алойл»,
главный геолог

Ведущая организация: **ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»**

Защита состоится 22 июня 2017 г. в 14:00 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,ул. М. Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru

Автореферат разослан «___» _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Существующая на сегодняшний день ресурсная база углеводородов из года в год ухудшается, характеризуясь в основном истощением запасов нефти на разрабатываемых месторождениях и переходом части из них в категорию трудноизвлекаемых. Причем значительные запасы находящихся в разработке нефтяных залежей сосредоточены в коллекторах с высокой неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам и низкой подвижностью, связанной с повышенной вязкостью пластовой нефти. По данным «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» к нефти незначительной вязкости относят нефть с вязкостью в пластовых условиях до 5 мПа·с, к маловязкой нефти – от 5,1 до 10 мПа·с, повышенной вязкости – от 10,1 до 30 мПа·с, к высоковязкой – от 30,1 до 200 мПа·с, а к сверхвязкой – более 200 мПа·с. Свойствами высоковязкой нефти обладает пласт А4 Байтуганского месторождения (64 мПа·с), который при значительных запасах разрабатывается с 1947 года низкими темпами и объемами отбора. Данный объект принят для исследования за базовый объект, в котором будут изучаться основные задачи и технологии вытеснения вязкой нефти путем расширения, дополнения и развития эффективности технологий вытеснения с учетом аномалии вязкости и структурно-механических свойств. В частности, изучение и оценка роли капиллярного давления и его влияние на фильтрационные характеристики, изменение теплофизических свойств нефти и породы, на эффективность вытеснения, например, применением комбинированных технологий извлечения нефти путем создания тепловых оторочек в сочетании с нестационарными технологиями воздействия на пласт. В такой постановке цель изучения и разработка эффективных технологий извлечения нефти в связи с ростом числа месторождений с вязкой нефтью является крайне востребованной проблемой в промысловых условиях и имеет важное народнохозяйственное значение.

Степень разработанности темы.

Следует отметить, что актуальность необходимости изучения процессов вытеснения вязкой и высоковязкой нефти достаточно быстро прогрессирует в связи с истощением запасов с маловязкой нефтью. В этом направлении весомый вклад внесли в отечественную науку и практику коллективы институтов гг. Москвы, Уфы, Казани, Тюмени, Бугульмы, в частности работы Р.Х. Муслимова, Р.Н. Дияшева, Р.Р. Ибатуллина, И.Т. Мищенко, Н.Н. Михайлова, Н.Н. Непримерова, М.Л. Сургучева, И.М. Бакирова, А.Х. Мирзаджанзаде и многих других. Однако анализ существующей проблемы создания и повышения эффективности извлечения вязкой нефти говорит о том, что теоретические, экспериментальные и, главное, опытно-промышленные работы ведутся в недостаточном объеме. Нет достаточно подробной теории основ изучения фильтрационных характеристик вытеснения флюидов с применением понизителей вязкости нефти в пластовых условиях для широкомасштабного внедрения, а есть лишь определенные наработки в лабораторных установках или на стадии опытно-промышленных испытаний. В качестве методов снижения вязкости нефти в пластовых условиях упор делается на температурные процессы или применение физико-химических методов, например, термополимерное заводнение, закачка горячей воды, волновые технологии, но они ограничены в объемах.

В то же время технология термополимерного заводнения (профессор Кудинов

В.И.) не обладает высокой эффективностью в связи с потерями, связанными с тем, что большая доля полимера уходит в породу за счет сорбции, а тепло - в подошву и кровлю пласта, особенно в высокопроницаемых коллекторах. Недостаточно изучены изменения фильтрационных характеристик при фильтрации вязкой нефти, влияние капиллярных эффектов на процесс вытеснения нефти из объектов, особенно в промысловых условиях, хотя теоретическая часть подробно рассмотрена в работах профессора Михайлова Н.Н. Автор пытается остановиться на изучении механизма вытеснения вязкой нефти с изменением гидродинамических и теплофизических характеристик флюидов в пластовых условиях и разработкой новых комплексных технологий извлечения вязкой нефти.

Цель работы. Интенсификация извлечения вязкой нефти созданием комплексных технологий вытеснения вязкой нефти из пласта и управлением фильтрационными потоками.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи исследований:**

1. Обзор и анализ опубликованных теоретических и экспериментальных исследований по вытеснению вязкой нефти из пласта.
2. Исследование причин малой подвижности вязкой нефти с учетом капиллярных сил и неоднородности пласта.
3. Разработка и совершенствование методов определения коэффициента нефтенасыщенности по высоте и геометризации залежи.
4. Совершенствование технологий вытеснения вязкой нефти комбинированными методами.
5. Разработка рекомендаций по уточнению геолого-технологических мероприятий для повышения эффективной выработки запасов вязкой нефти.
6. Реализация рекомендаций диссертации при разработке Байтуганского месторождения.

Научная новизна

1. Получена аналитическая зависимость величины капиллярного давления смещения, с помощью которого вычисляется возможное положение границы залежи нефти в виде капиллярного барьера в пласте.
2. Аналитически получена формула для определения коэффициента водонасыщенности по высоте залежи нефти для неоднородного пласта по проницаемости, используя преобразования J -функции Леверетта, капиллярного давления по прослоям и положения зеркала чистой воды.
3. Установлена зависимость между степенью нефтеизвлечения и температурой нагрева призабойной зоны нагнетательных скважин при нестационарном термозаводнении для пласта А4 Байтуганского месторождения.
4. При нестационарном термозаводнении установлено возникновение синергического эффекта, заключающегося в вытеснении дополнительной нефти из низкопроницаемых коллекторов вследствие одновременного снижения вязкости нефти и увеличения энергии пласта от нестационарного воздействия.

Основные защищаемые положения

1.Метод геометризации нефтяной залежи на основе обобщенной капиллярной

кривой (расчетом) в условиях геологической неоднородности пластов по проницаемости.

2.Формула для определения распределения водонасыщенности по высоте залежи многослойного неоднородного по проницаемости пласта.

3.Комплексные технологии многофункционального действия для вытеснения вязкой нефти, состоящие из теплового источника и нестационарной технологии продвижения тепла в пласте к добывающим скважинам.

4.Зависимость между степенью нефтеизвлечения и температурой нагрева призабойной зоны нагнетательных скважин при нестационарном термозаводнении для пласта А4 Байтуганского месторождения.

5.Наличие синергического эффекта в виде сверхсуммарного превышения прогнозной прибыли при нестационарном термозаводнении над суммой прибыли отдельно от термозаводнения и от нестационарной закачки холодной воды для пласта А4 Байтуганского месторождения.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач осуществлялось путем теоретических исследований и результатов обработки статистической информации по объектам, характеризующим залежи вязкой нефти. Для изучения и анализа использовались данные измерений в скважинах, результаты лабораторных исследований керна, статистические данные, характеризующие объект, результаты оценки исходной геолого-промысловой информации, создание новых методик обработки и анализа информации. Широко применялись методы математического моделирования пластовых систем с обобщением промышленных испытаний.

Теоретическая и практическая значимость

1.Разработана методика расчета границ нефтяной залежи на основе использования обобщенной капиллярной кривой в условиях геологической неоднородности пластов по проницаемости.

2.Аналитически исследована зависимость J-функции Леверетта от водонасыщенности и капиллярного давления, с учетом которого объяснен механизм образования капиллярного барьера в пласте - границы нефтяной залежи. Метод широко используется при построении карт насыщенности, позволяя определять границы распространения нефтенасыщенного пласта.

3.Разработаны, предложены для испытания и реализованы в промысловых условиях комбинированные технологии вытеснения высоковязкой нефти в сочетании с тепловым источником нагнетаемой воды в нагнетательную скважину, состоящие из следующих вариантов:

- закачка холодной воды (базовый вариант);
- стационарное термозаводнение;
- закачка тепловых оторочек;
- нестационарное термозаводнение;
- нестационарное термозаводнение с изменением амплитуды закачки теплоносителя;
- нестационарное термозаводнение с увеличением времени цикла заводнения в тепловых оторочках;

- управление тепловым полем и интенсификация притока нефти к забою добывающих скважин.

4.От внедрения разработанных рекомендаций на Байтуганском месторождении в период с мая 2016г. дополнительная добыча нефти по участку составила 470 тонн нефти, при этом получен экономический эффект в размере 0,6 млн. рублей.

5.Установлено, что в целом при технологии теплового нестационарного воздействия на пласт на рассматриваемом объекте, при нагреве в призабойной зоне до 60°С нефтеотдача увеличивается на 6,8%.

6.Показано наличие при нестационарном термозаводнении синергического эффекта, прогнозная величина которого за 10 лет на рассматриваемом объекте составляет 10 млн.руб.

Достоверность результатов

Достоверность полученных результатов достигалась путем анализа результатов обработки статистической информации высокой представительности с применением современных методов математического моделирования и численного исследования на ПЭВМ, а также апробаций результатов на промысловых объектах.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтяного образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», Альметьевский государственный нефтяной университет (Альметьевск, 28-29 октября 2016 г.), XX Юбилейной специализированной выставке «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» и Международной выставке «Энергетика ШОС» (г.Уфа, 2014г.), на семинаре главных инженеров и специалистов ОАО «Оренбургнефть» по вопросам уточнения геологической и гидродинамической 3Д моделей, уточнения подсчетных параметров в карбонатных коллекторах (Бузулук, 2013-2014 гг.), на совещании специалистов ОАО «Оренбургнефть» и ЗАО «Алойл» по вопросу «Уточнение исходной информации в низкоомных коллекторах турнейского яруса», «Уточнение геологического строения фаменских отложений Алексеевского месторождения путем выделения локальных зон замещений коллектора и прирост запасов нефти в них» (ОАО «Оренбургнефть», ЗАО "Алойл" г.Бавлы, 2011-2013 гг.), на расширенном методсовете института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть».

Публикации и личный вклад автора

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 17 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, из них две статьи опубликованы самостоятельно.

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат участие в постановке задач, их решение, участие в анализе и обобщение полученных результатов, а также организация внедрения рекомендаций в промысловых условиях.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 113 наименований. Работа изложена на 131 странице машинописного текста, содержит 69 рисунков и 15 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.т.н. Бакирову И.М., а также профессору Гильмановой Р.Х., профессору Хисамутдинову Н.И., к.т.н. Сарваретдинову Р.Г., к.т.н. Сафиуллину И.А. за полезные советы, высказанные в процессе выполнения диссертационной работы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель, основные задачи исследования и методы решения, обозначены положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В первой главе проанализировано состояние изученности исследуемой проблемы. Отмечено, что в условиях высокой степени выработанности запасов нефти успешность проводимых и планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) в районах с развитой инфраструктурой, направленных на извлечение высоковязкой нефти, связана с правильным подбором технологий вытеснения нефти различными нефтевытесняющими составами, прежде всего, заводнением нефтяных пластов не только водой, но и интенсифицирующими добавками к воде. К настоящему времени накопилось много теоретических и опытно-промышленных данных в результате использования воды как основного нефтевытесняющего агента. В этом направлении эффективно работали такие известные ученые, как Сургучев МЛ., Сазонов Б.Ф., Муслимов Р.Х., Фазлыев Р.Т., Владимиров И.В., Лысенко В.Д. и многие другие. Определенный сдвиг в сторону повышения эффективности заводнения стал возможным после многочисленных исследований фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Здесь, прежде всего, следует выделить работы Михайлова Н.Н., Мищенко И.Т., Гафарова Ш.А., Манапова Т.Ф., Девликамова В.В. Не менее важными были исследования эффективности притока нефти к забою добывающих скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин технологиями гидроразрыва пласта (ГРП).

На основании анализа выполненных и опубликованных работ, опытно-промышленных, лабораторных исследований по вытеснению вязкой нефти сделаны следующие выводы:

1) Информационное обеспечение баз данных по многим месторождениям требует доработки новых методов их формирования и уточнения, например, водонасыщенности для неоднородного по проницаемости пласта, уточнения уровня водонефтяного контакта для неоднородного пласта.

2) Границы нефтяных залежей недостаточно четко отбиваются существующими методами исследования, поэтому часто они расширяются или сужаются в процессе получения дополнительной информации, что снижает точность определения запасов нефти.

3) Вытеснение вязкой нефти водной фазой в большинстве случаев не всегда эффективно, так как преодоление начальных градиентов давления с вязкой нефтью и начало фильтрации связаны с большими энергетическими потерями. Поэтому более предпочтительно вытеснение вязкой нефти (более 65 мПа·с) проводить со снижением начальной вязкости, например, закачкой горячей воды или физико-химическими методами воздействия на пласт, которые многократно обоснованы в текущих публикациях по результатам лабораторных и теоретических исследований и проведения опытно-промышленных работ.

Во второй главе проведена детализация строения объекта исследования и методы уточнения геолого-математической модели.

В качестве объекта исследования принят пласт А4 башкирского яруса Байтуганского месторождения, который характеризуется сложным геологическим строением. Площадь месторождения покрыта сетью тектонических трещин. Участки тектонических зон, выявленные по данным описания керна, указывают на то, что тектоническое строение участка более сложное, чем отображенное на структурных картах. Тектонические зоны с трещинами вскрыты скважинами не только в башкирских и серпуховских образованиях, но и ниже, в породах бобриковского горизонта и турнейского яруса. Это указывает на то, что трещины, скорее всего, пересекают весь геологический разрез месторождения.

Трещинами были разорваны покрышки залежей нефти, что могло привести к миграции вверх по разрезу легких компонентов нефти. В результате этого вязкость нефти в залежах повысилась за счет потери газовой фазы. Изучение и детализация характеристик объекта показали, что:

1. Данные по башкирскому ярусу представлены недостаточно полно, например обоснование водонефтяного контакта (ВНК), что отражается на значениях геологических и извлекаемых запасов нефти.

2. Проведенные лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти горячим агентом для условий пласта А4 Байтуганского месторождения хотя и показали высокую эффективность теплового воздействия, однако детальное теоретическое и технологическое обоснование пока является не полным.

3. Установлено, что при увеличении температуры увеличивается коэффициент вытеснения. Так, обработка автором данных по лабораторным исследованиям показала, что нагрев холодной воды от 16°С до расчетной температуры 60°С на забое скважины №409 с подогревателем воды ПП-0.63 дает прирост коэффициента вытеснения на 6.8%.

4. Выполненные автором обобщения лабораторных исследований подтвердили возможность и необходимость строительства установки по подогреву воды и модернизации технологии теплового воздействия на пласт

В третьей главе уточнены характеристики месторождения методом численных исследований, основанием для которых явились выявленные ошибки методов определения уровня ВНК, нефтенасыщенности, контура залежи нефти и вычисление отметки зеркала чистой воды, влияющих на определение геологических и извлекаемых запасов нефти.

Отмечено, что в процессе создания геолого-математической модели залежи нефти и исследования эффективности нефтеразработки существует необходимость оценки неизвестного значения какого-либо параметра (геофизического, геологического или разработки) на базе известных. Так, при интерпретации определяют значения проницаемости по известной пористости, или решение обратной задачи – оценка параметра $\alpha_{ПС}$ в скважинах с искаженными показаниями каротажа ПС (например, вследствие бурения на полимерном растворе) по известным значениям пористости. Так, пористость в базе геофизических исследований (ГИС) может определяться различными методами, но эти значения пористости будут

являться различными оценками одного и того же истинного значения пористости в пласте. Для вычисления пористости могут рассматриваться для каждого метода свои зависимости, включающие каждая свои геофизические параметры.

В связи с этим возникает задача сопоставления результатов определения корреляционных зависимостей геофизических параметров, решение которой позволило бы ответить на следующие вопросы:

- какая из нескольких сопоставляемых зависимостей наилучшим образом описывает значения параметров, содержащихся в базе исходных данных;
- насколько адекватно она соответствует этим исходным данным;
- каковы количественные характеристики точности этой зависимости.

Обосновывается новый подход путем создания методики сопоставления результатов определения корреляционных зависимостей, например:

- между пористостью (m) и относительным параметром ПС ($\alpha_{ПС}$) ($m = f(\alpha_{ПС})$);
- между пористостью и параметрами радиоактивного каротажа $A_{НГК}$ и $A_{ГК}$ ($m= f(RK)$).

Обе зависимости были выведены статистической обработкой из данных базы ГИС.

Методика включает следующую последовательность.

1. По каждой из сопоставляемых зависимостей вычисляют расчетное значение параметра для всех записей базы исходных данных, формируя для каждой из зависимостей новую совокупность данных, содержащую исходное и расчетное значения рассматриваемого параметра.

Представление этих совокупностей показано на рисунках 1 и 2 в виде кросс-плота составления исходных и расчетных значений. Степень соответствия расчетных и исходных данных определяется близостью точек облака данных прямой, проведенной под 45° к осям координат. Разброс точек вокруг этой прямой для второй зависимости выше, чем для первой.

2. Для каждой зависимости определяются «невязки» по всем точкам совокупности данных. «Невязка» - это разница между исходными и расчетными значениями параметра, взятая без знака. Графически «невязка» представляет собой расстояние от точки облака данных до прямой, проведенной под 45° к осям координат, взятое параллельно одной из осей (любой).

3. Для каждой зависимости строятся кривые накопленных частот распределения «невязок», которые размещаются для всех зависимостей на одном графике (рисунок 3):

- Значения «невязок» ранжируются по возрастанию.
- Каждой «невязке» присваивается порядковый номер, нормированный по числу «невязок» таким образом, что минимальной «невязке» соответствует нормированный номер, равный нулю, а максимальной – единица. Остальные номера изменяются от 0 до 1. Эти нормированные номера и являются накопленными частотами распределения «невязок»
- Значения «невязок» и нормированных порядковых номеров выносятся на график (рисунок 3) с осями «невязок» по горизонтали и накопленных частот (в долях) по вертикали.

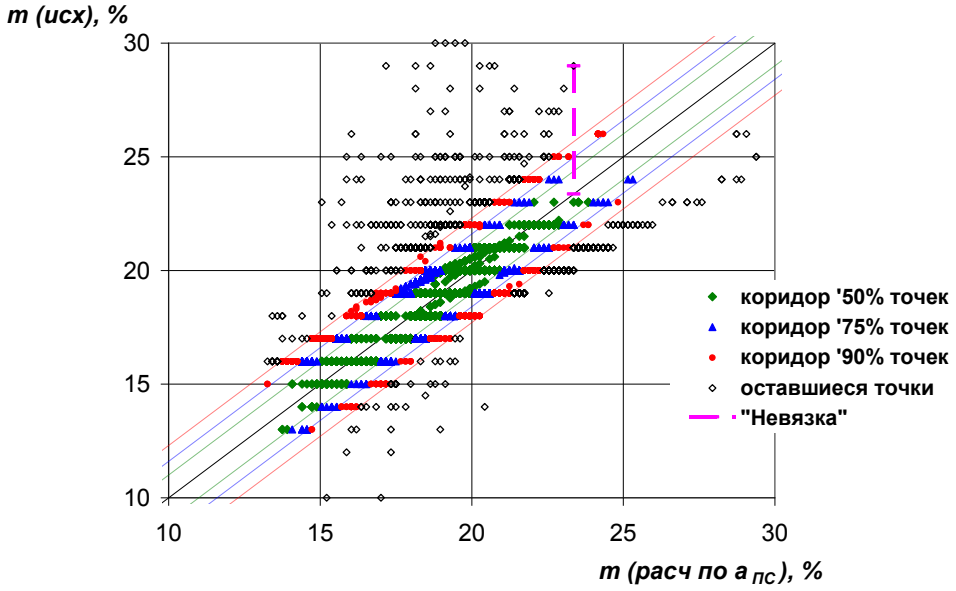


Рисунок 1 - Кросс-плот сопоставления исходных и расчетных (по $\alpha_{ПС}$) значений пористости (m)

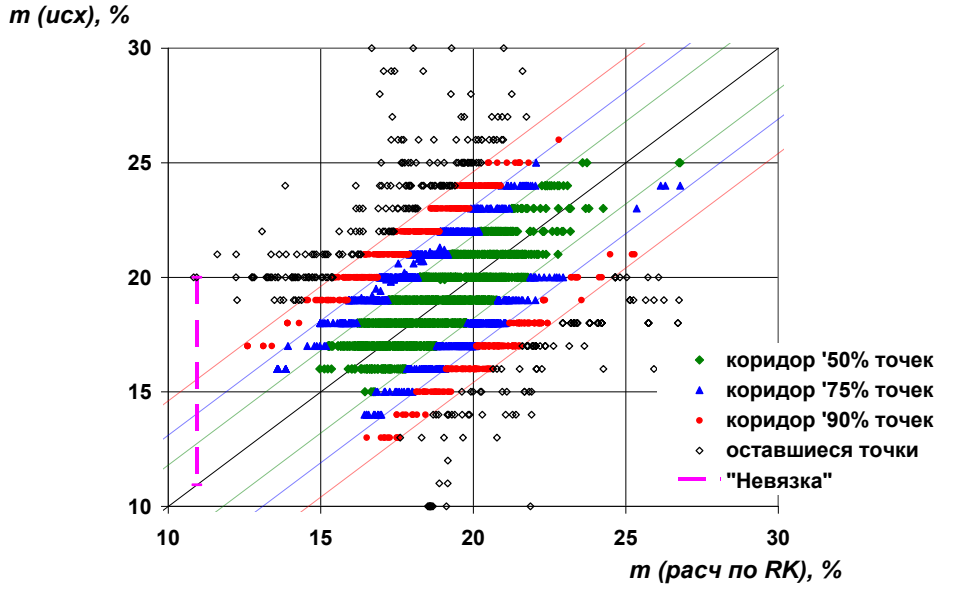


Рисунок 2 - Кросс-плот сопоставления исходных и расчетных (по RK) значений пористости (m)

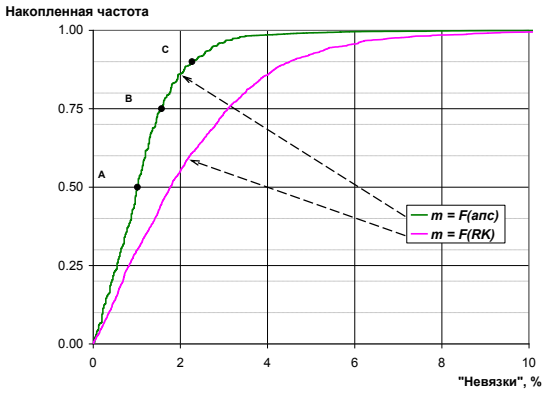


Рисунок 3 - Накопленные частоты распределения "невязок" при определении пористости по различным методам

Методика позволяет количественно оценить точность сравниваемых зависимостей и внести соответствующие поправки (рис. 3).

Также в главе 3 предложен метод уточнения насыщения коллекторов и определения уровня ВНК на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. За основу обоснования уровня ВНК принят пласт О5 на Никольском куполе Сорочинско-Никольского месторождения. Схема обоснования уровня ВНК на Никольском куполе состоит в том, что создается определенный интервал насыщения флюидами по старым отметкам и новым по результатам опробования скважин.

Далее показан аналитический метод геометризации залежи на основе обобщенной капиллярной кривой на примере пласта Б2 Байтуганского месторождения. За основу приняты капиллярные кривые зависимости капиллярного давления *Рс* от водонасыщенности *Кв* по результатам капиллярных исследований образцов керна. Нормализация значений *Рс* по пробам с различными значениями пористости *m* и проницаемости *K* проводится на основе капиллярных кривых путем вычисления J-функция Леверетта по формуле

$$J = \frac{Pc\sqrt{K/m}}{\sigma \cdot \cos\theta}, \qquad (1)$$

где σ – поверхностное натяжение, θ – угол смачивания.

Так как распределение параметров σ и θ по латерали неизвестно, на практике принято считать эти параметры постоянными. Поэтому *J*-функция примет вид

$$J = \frac{Pc\sqrt{K/m}}{A}, \qquad (2)$$

где $A = \sigma \cdot \cos\theta = const$.

Зависимость *J*-функции от водонасыщенности *Кв* аппроксимируется выражением

$$J = a \cdot Кв^{-b} \qquad (3)$$

Если прологарифмировать обе части формулы (3), получится уравнение линейного типа, графически описываемое прямой. Однако фактически зависимость *J*-функции от *Кв* в логарифмических координатах здесь сильно отличается от прямой. Эту зависимость следует описывать совокупностью двух прямых (рисунок 4).

В данном примере аппроксимирующие прямые пересекаются в точке с *X*= 1,975, что соответствует *Кв*= 94.5%.

Это позволяет получить аналитически формулу обобщенной капиллярной кривой (рисунок 5), по которой определяется капиллярное давление смещения *Рс.см* – давление начала фильтрации нефти как продолжение платообразного участка..

Из рисунка 5 видно, что продолжение платообразного участка является касательной к графику «*Lg*(*Рс*)» - «*Кв*» в точке излома графика. Поэтому, модифицируя существующий подход, аналитически выведена формула зависимости капиллярного давления смещения от ФЕС, которая позволяет определить давление смещения *Рс.см* для каждой скважины, в которой определены значения проницаемости *K* и пористости *m*:

$$Pc.см = \frac{35.77}{\sqrt{K/m}}. \qquad (4)$$

Строится карта капиллярного давления смещения по пласту для определения

возможного положения капиллярного барьера – непроницаемого для фильтрации нефти капиллярного экрана.

Также численно исследован метод определения коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи нефти.

Традиционный метод по зависимости Арчи-Дахнова имеет следующие недостатки.

1. В тонких изолированных прослоях (менее 1,5 м) определение УЭС недостоверно из-за влияния вмещающих пород.
2. В прослоях, подверженных обводнению, сопротивление не соответствует начальному.
3. При наличии в пласте пород с повышенной проводимостью (пирит и т.п.) показания УЭС искажаются.
4. Не учитывается наличие переходной зоны (нефть+вода), в которой имеет место закономерность уменьшения *Кн* вниз по разрезу от значения предельного насыщения до остаточного нефтенасыщения на ВНК и нулевого значения на зеркале чистой воды (ЗЧВ).

Для оценки распределения нефтеводонасыщенности по высоте залежи и в переходной зоне используются результаты капиллярных исследований - зависимости капиллярного давления *Рс* от водонасыщенности *Кв* при различных фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) породы (капиллярные кривые). Перейдя от капиллярных кривых к *J*-функции Леверетта по формулам (1) и (3), получают формулу, позволяющую вычислить *Кв* для заданных значений *K*, *m* и высоты над ЗЧВ *h*:

$$Кв = \left(\frac{3{,}183 \cdot (\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot h \cdot \sqrt{K/m}}{a \cdot \sigma \cdot \cos\theta} \right)^{-1/b}, \qquad (5)$$

Подбирая значение ЗЧВ и определяя значение *h*, вычисляют значения *Кв* по *J*-функции (5) по прослоям таким образом, чтобы они были как можно более близки к значениям *Кв* по формуле Арчи.

Вместо данного метода предлагается метод определения коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи нефти, который в отличие от рассмотренного выше метода с использованием *J*-функции основан на данных базы ГИС без использования капиллярных исследований.

После преобразования (5) получаем:

$$Кв = a_1 \cdot \left((H - C) \cdot \sqrt{K/m} \right)^B \qquad (6)$$

или

$$Lg(Кв) = A + B \cdot Lg\left((H - C) \cdot \sqrt{K/m} \right) \qquad (7)$$

где a_1, *A*, *B* – *const*, *B*=-1/*b*; *C* – коэффициент, соответствующий уровню ЗЧВ; *H* – абсолютная отметка прослоя, м; *K* – проницаемость прослоя, 10^{-3}мкм^2, *m* – пористость, %.

Формула (7) представляет собой линейное уравнение и описывает зависимость распределения водонасыщенности по высоте залежи, для которого, задаваясь определенным значением коэффициента *C* (ЗЧВ), коэффициенты *A* и *B* определяют известными статистическими методами на основе данных базы ГИС, даже без капиллярных исследований. Коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле *Кн*=100-*Кв*, %

Показан расчетный способ вычисления уровня зеркала чистой воды.

Традиционно при определении зависимости распределения *Кв* по высоте залежи по формуле (5) подбор ЗЧВ поводят вручную, добиваясь, чтобы значения *Кв* по прослоям были как можно более близки к значениям по формуле Арчи. Вместо этого расчетный способ автоматизированного вычисления уровня ЗЧВ позволяет определять его путем проведения расчетов по известным статистическим методам на базе формулы (6).

После преобразования формулы (6) получаем линейное уравнение

$$Y = A \times X + D, \tag{8}$$

где $$Y = \frac{Кв^{1/B}}{\sqrt{K/m}}; \qquad X = H - ВНК; \qquad D = z \times A; \tag{9}$$

1/B=-b - коэффициент в аппроксимирующей зависимости *J*-функции от коэффициента водонасыщенности (3); *A* и *D* – коэффициенты, которые определяются статистическими методами; *C* – коэффициент, соответствующий ЗЧВ; *z* – неотрицательное расстояние между ВНК и ЗЧВ (*z=ВНК-C*).

Из (9) следует, что $$z = D/A. \tag{10}$$

Отсюда $$C = ВНК - z. \tag{11}$$

На рисунке 6 показан кросс-плот сопоставления значений ЗЧВ, полученных традиционным способом ручного подбора, с вычисленными по предлагаемому расчетному способу по различным залежам и месторождениям. Из рисунка 6 видна хорошая сходимость расчетных значений ЗЧВ с полученными ручным подбором.

В четвертой главе изложены технологии извлечения вязкой нефти пласта А4 башкирского яруса на базе результатов исследований, изложенных в главе 3. Прежде всего на опытном участке были определены запасы нефти.

Принятое решение о проведении опытно-экспериментальных работ по технологии нестационарного теплового вытеснения вязкой нефти с тепловым источником путем нагнетания теплой воды в нагнетательную скважину №409 реализовано в следующей последовательности. В соответствии с рекомендациями автора подсчет геологических запасов нефти и газа объемным методом для небольших участков более правильно считать по мини-программе при отсутствии полной достоверной геологической модели, которая имеет определенные ошибки, по формуле.

$$Q = Q' \times K, \tag{12}$$

где *Q'* – исходные начальные геологические запасы, тыс.т;

Q – скорректированные начальные геологические запасы, тыс.т;

K – внесенные поправки (0,9…1,4), учитывающие снижение или повышение запасов от уточнения геологической модели.

В данной работе внесены следующие поправки в формулу (12) в соответствии с разработками, изложенными в главе 3.

Уточнена площадь участка по методу геометризации залежи нефти с использованием капиллярной кривой. В результате при расчете по стандартной методике площадь участка составила 9380 тыс.м^2, а по уточненной 9258 тыс.м^2. Объем пород с учетом поправок на нефтенасыщенную толщину составил 128743 тыс.м^3.

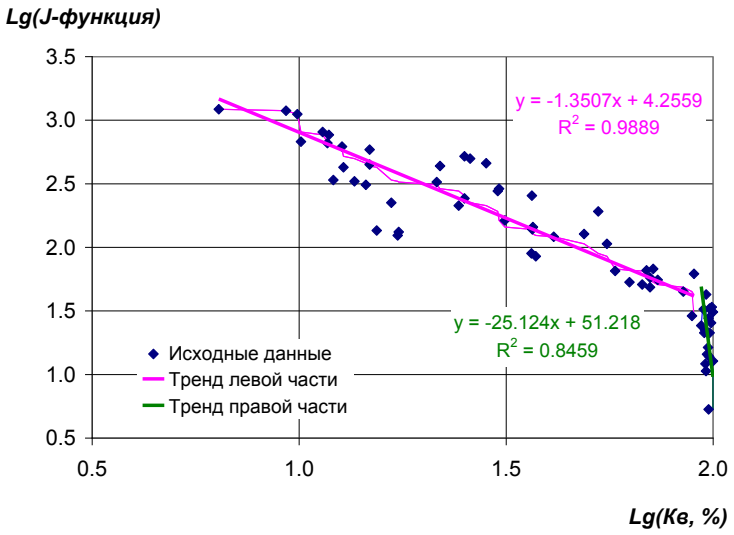


Рисунок 4- Зависимость *J*-функции от *Кв* в логарифмических координатах

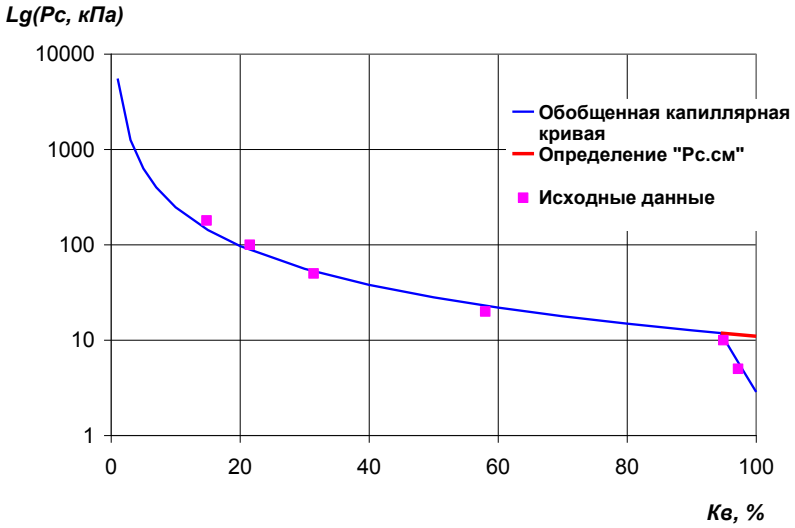


Рисунок 5 - Обобщенная капиллярная кривая

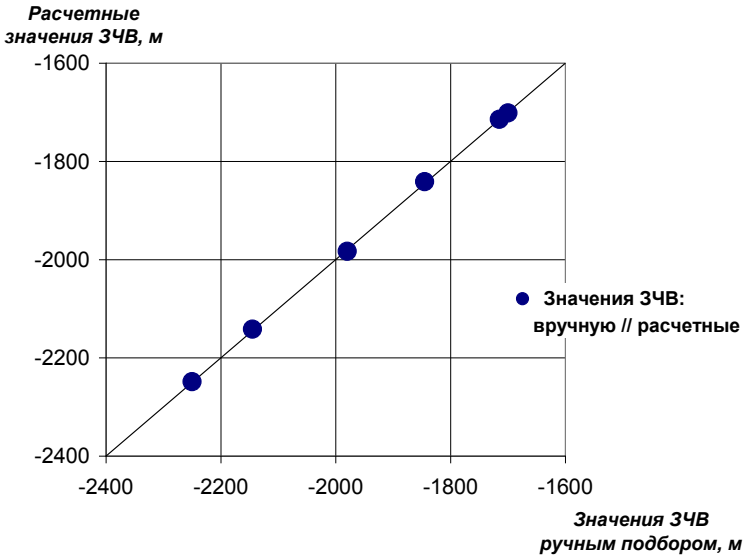


Рисунок 6- Кросс-плот сопоставления значений ЗЧВ ручным подбором // расчетом

Введены поправки и на отметку ВНК. В отличие от ранее принятых методик значительные поправки внесены при определении пористости и нефтенасыщенности. С внесенными поправками значение коэффициента нефтенасыщенности составило 0.76 доли ед. Подсчитанное значение начальных геологических запасов нефти с учетом поправок составило 114422 тыс.т. При этом плотность нефти принята при температуре пласта 16°С равной 0,9014 г/см^3.

С учетом всех поправок начальные извлекаемые запасы нефти по участку считаются по формуле

$$Qизвл = Qгеол \times КИН . \quad (13)$$

По данным проекта разработки и подсчета запасов коэффициент извлечения нефти (КИН) принимался равным 0,2994 доли ед.

С учетом этого извлекаемые запасы по участку составили 3420 тыс.т. Отметим, что в отличие от ранее выполненных работ подход, предложенный в данной работе, является более обоснованным. Предлагаемый расчет запасов типа экспресс – метода является более достоверным, чем традиционный.

Показаны и обоснованы методика выделения объекта и выбор расчетного варианта разработки с построением всех карт с учетом разработок (рис. 7).

Расчлененность пласта по участку средняя и составляет от 3 до 9 прослоев, что является благоприятным условием для термозаводнения (ТЗ), так как позволяет вести опережающую доставку теплоносителя по превалирующему пропластку.

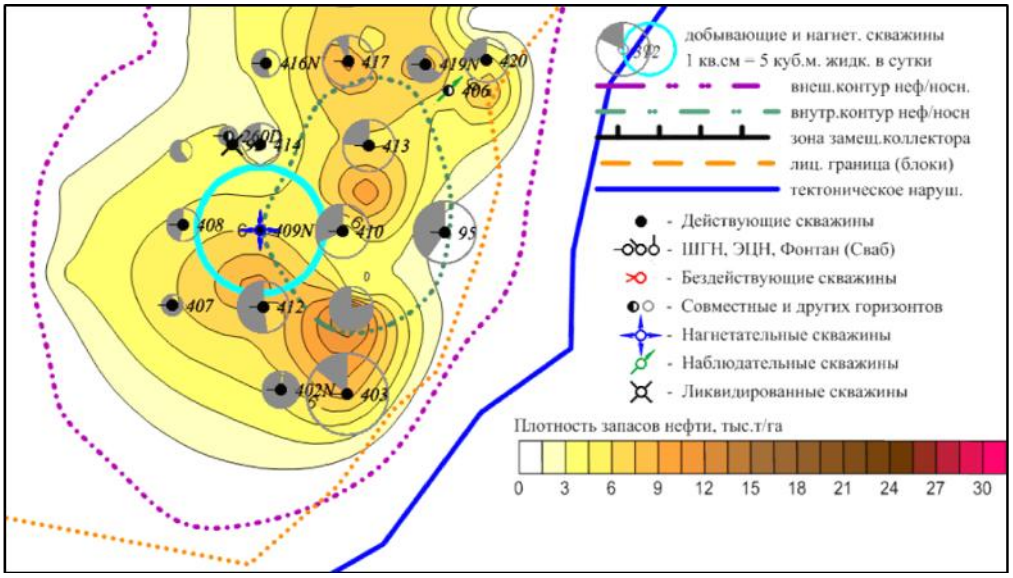


Рисунок 7 - Карта плотности текущих извлекаемых запасов нефти

Кроме того, пласт характеризуется повышенной послойной и умеренной зональной неоднородностью. Результирующая неоднородность высокая от 3 до 7 единиц, что также благоприятно сказывается на опережающем прогреве пласта в области ТЗ.

Оценка степени связанности скважин по разрезу во всех направлениях от нагнетательной скважины, показала разнопрофильность пласта по проницаемости (по ГИС) в соседних с нагнетательной скважиной добывающих скважинах, что так же является благоприятным условием для заводнения по участку в целом, так как прорыв воды по суперколлектору не прогнозируется (рис. 8).

Часть участка расположена в чисто-нефтяной зоне (ЧНЗ), а большая его часть в бесконтактной водонефтяной зоне (ВНЗ). Наличие бесконтактной ВНЗ, имеющей хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью по водонасыщенным прослоям в подошве залежи, является дополнительным положительным фактором, так как позволит плавно изменять пластовое давление по большей части участка. При этом участок характеризуется повышенными коллекторскими характеристиками в области ЧНЗ, что обеспечит равномерность формирования очага воздействия.

Предварительный частотный анализ показал, что взаимовлияние нагнетательной скважины № 409N с двумя добывающими скважинами №№ 408 и 410 достаточно высокое. Однако с накоплением исторических данных по работе нагнетательной скважины № 409N можно будет отследить уровень взаимовлияния и по остальным скважинам реагирующей группы (рис. 9). Такой подробный анализ состояния изученности участка позволяет проводить подробные исследования для оценки эффективности ТЗ.

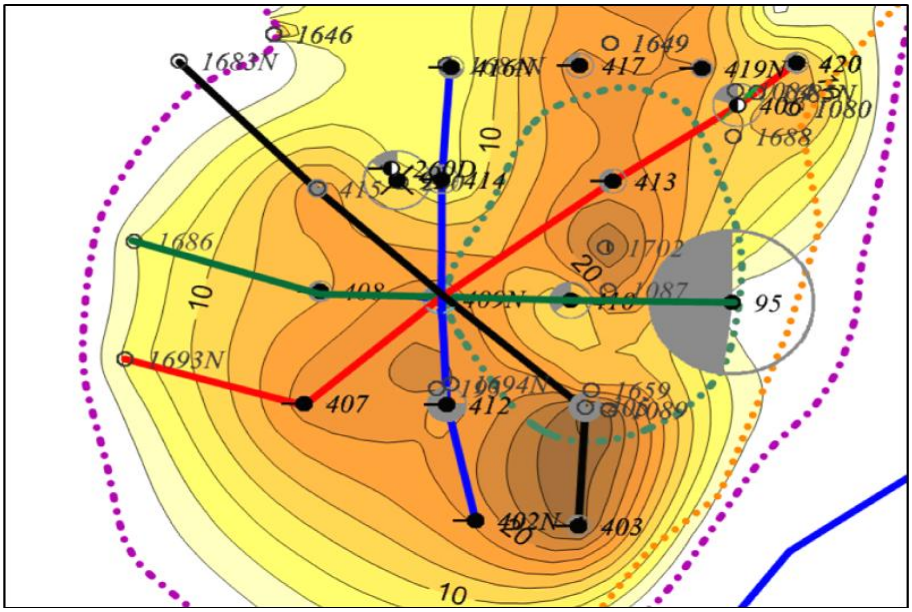


Рисунок 8 - Схема выбора разрезов для оценки взаимовлияния скважин по разрезу пласта в районе очага термозаводнения (нагнетательная скважина № 409N)

Одной из технологий вытеснения вязкой нефти является метод нагнетания горячей воды в неоднородные пласты с высокой вязкостью закачкой теплоносителя в виде оторочек проталкиваемой холодной воды. Имеются разновидности нестационарной технологии для выработки запасов нефти в которых эффективно используются упругая энергия пласта путем создания закачкой вытесняющего агента в режиме нестационарной закачки.

Для интенсификации вытеснения нефти автором предложена технология нагнетания подогретой горячей воды в сочетании с нестационарным заводнением (НЗ) с внесенными усовершенствованиями (рис. 10).

В качестве усовершенствования в технологии рассмотрены следующие режимы: стационарное заводнение - базовое, нестационарное поделенное на технологии закачки тепловых оторочек, в том числе с изменением амплитуды, времени в циклах и объемов закачки в оторочках. На рисунке 11а показаны для блока

скважины №409N расположение нагнетательной и реагирующих скважин, в котором дано также распространение теплового поля от скв.409N к добывающим, рассчитанное по исходным данным запасов пласта А4 Байтуганского месторождения, определены запасы: геологические, извлекаемые, остаточные, и теплофизические характеристики участка. Тепловые расчеты выполнены по системе Ловерье для различных технологий их исполнения. Кроме этого при расчете тепловых полей внесены поправки на определение коэффициента средневзвешенной объемной теплоемкости и теплопроводности породы за счет сложного состава газовой фазы и свойств нефти. Прогнозная карта распространения тепла от источника до добывающих скважин приведена на рисунке 11б.

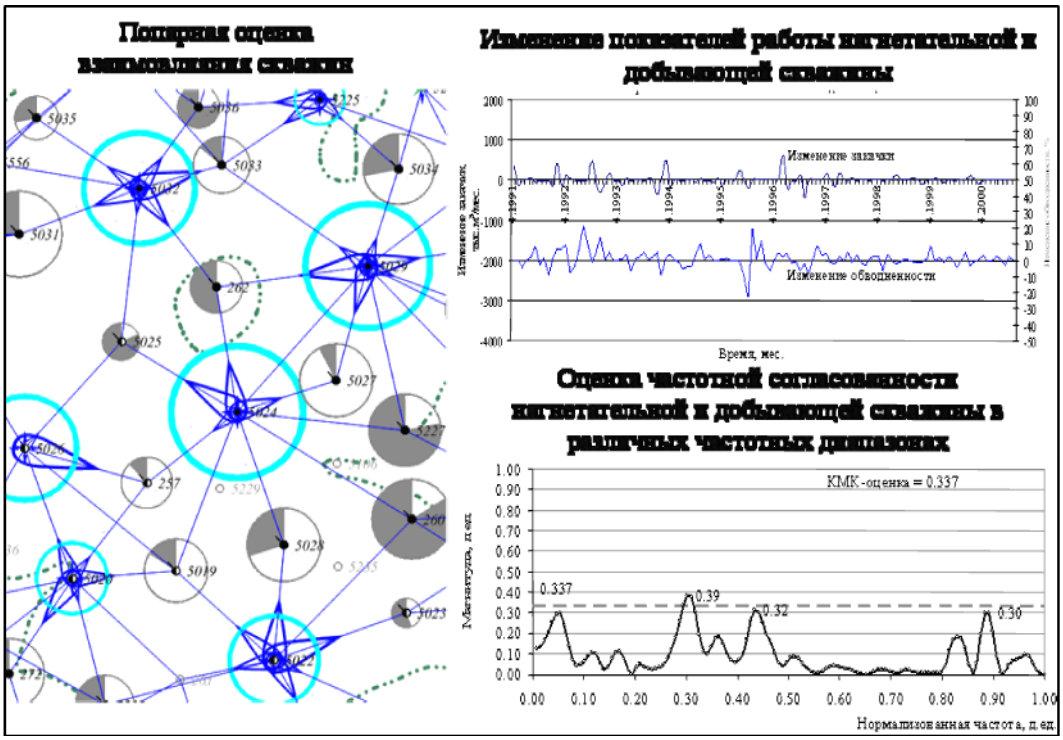


Рисунок 9 - Пример частотного анализа взаимовлияния скважин, по уровню когерентности изменения объемов закачки и обводнения

Новым усовершенствованием является обеспечение газом для нагрева воды из затрубного пространства добывающих скважин, а расходы на печь регулируются регулятором расхода и давления.

Численный расчет теплового поля на скважине №409N показал, что в пласте и блоке температура 60°С достигается только через 270 суток непрерывной закачки горячей воды с учетом тепловых потерь в наземных коммуникациях и стволе скважины. На выходе из подогревателя режимом предусмотрено 70°С. По достижению температуры пласта 50-60°С, которая определяется исследованием, вся ячейка с окружающими скважинами переводится в режим нестационарного (циклического) заводнения.

Продолжительности периодов повышенной и пониженной закачки в ранее опубликованных технологиях примерно равны и должны определяться временем, достаточным для перераспределения давления в пласте до установившегося. Выполнение этого условия не всегда приводит к желаемому эффекту в связи с тем,

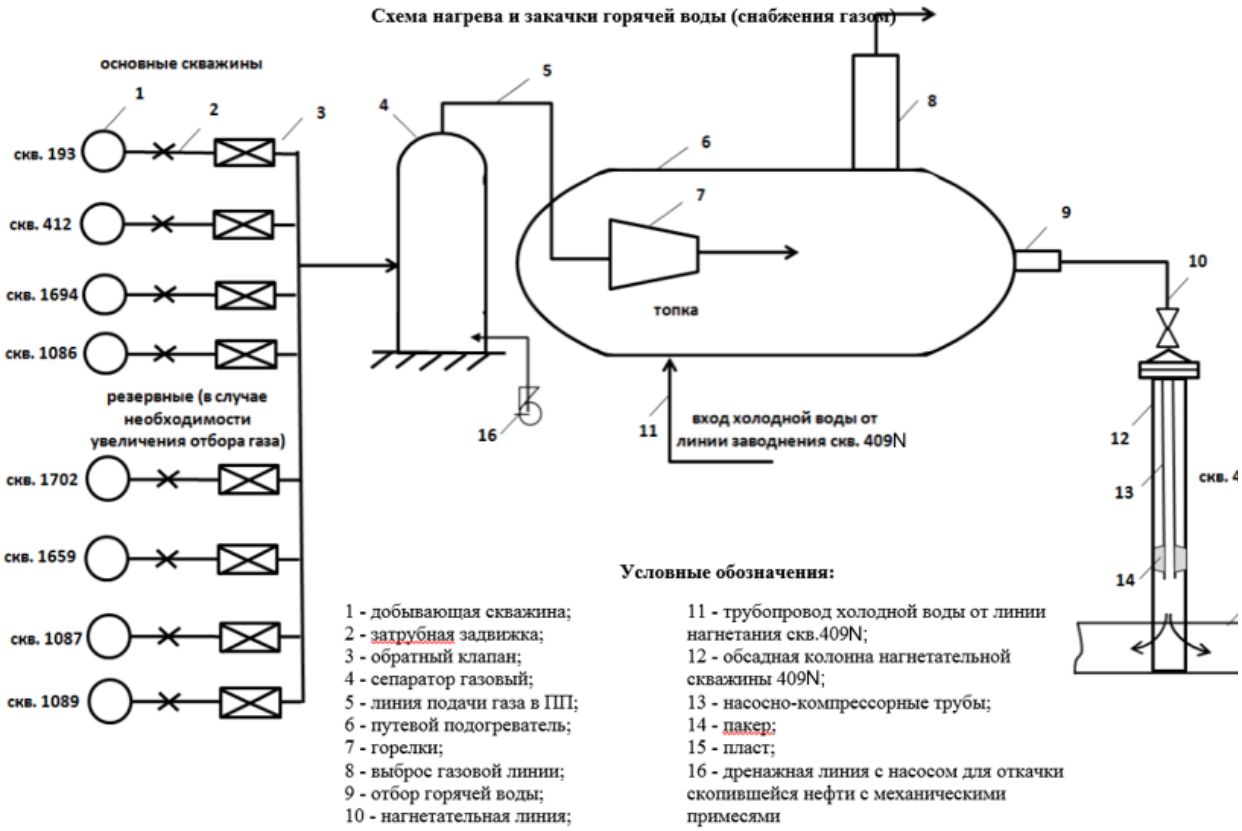


Рисунок. 10 - Схема нагрева и закачки горячей воды, снабжения газом

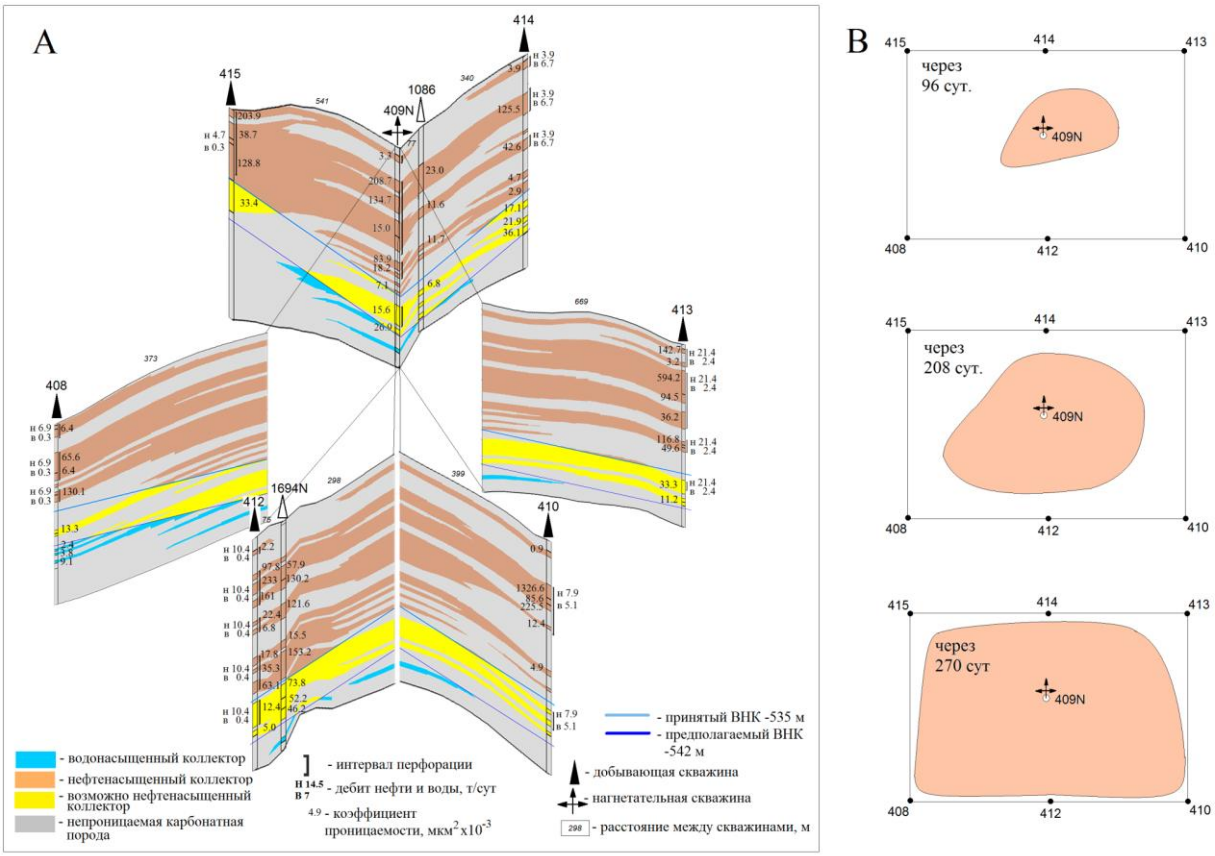


Рисунок 11 - а – блок-схема нагнетательной скв.409N,
б - распространения теплового поля от скв.409N по схеме Ловерье

что ввиду различных свойств насыщающих породу флюидов (рисунок 11) и остаточных явлений от деформации породы продолжительность полуцикла должна быть либо больше, либо меньше расчетного времени перераспределения давления. Занижение длительности импульса (повышение частоты) приводит к интенсивному воздействию лишь на зоны, прилегающие к нагнетательной скважине за счет ослабления воздействия на удаленные зоны. Завышение длительности фазы нагрузки (или разгрузки) ведет в целом к снижению градиента давления между промытой зоной и зоной слабой проницаемости, что может привести как к увеличению сроков разработки, так и к меньшему коэффициенту вытеснения.

Приведена методика расчета объема закачки из условия равенства упругого запаса пластовой системы в начале и конце цикла. Расчет объемов и темпов закачки в период загрузки (Q_{max}) и разгрузки (Q_{min}) в циклах, включает расчеты, разделенные на отдельные фазы (рисунок 12).

Необходимый суммарный объем закачки для второго цикла определяется с учетом компенсации запаса (избытка) закачки, накопленного за I цикл. II, III и IV циклы рассчитываются аналогично.

Фаза цикла делится на несколько расчетных интервалов по времени (рис. 12).

Для контроля за созданием переменных полей упругих сил пласта создан экспресс-метод расчета параметров нестационарного теплового воздействия на пласт по амплитуде и объему оторочек.

При выборе величины амплитуды давлений (δP) необходимо учитывать следующие положения:

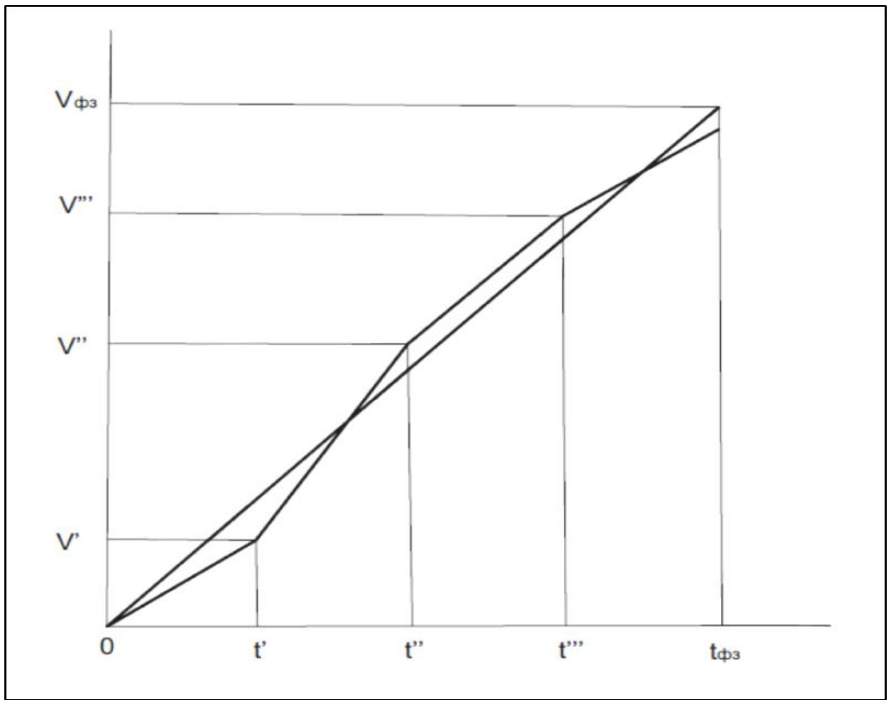
- будем иметь ввиду, что для накопления упругой энергии пласта давление закачки будет выше текущего пластового;
- отрицательная амплитуда давления (δm_N) по абсолютному значению устанавливается в 1.2-1.8 меньше, чем положительная (δmx);
- если абсолютная величина δP при простом нестационарном заводнении устанавливается более высокой, то при комбинированном её пределы изменяются для положительного значения на 10-80%, а отрицательного на 1.3-1.5 раза.

В целом «размах» давления для простого теплового воздействия (ТВ) должен быть в 1,3-1.5 раза выше, чем при комбинированном методе.

При наличии ограничения снизу уточнение необходимо делать и на фазу разгрузки. В этом случае в течение начальных интервалов темп закачки можно поддерживать на 1-3% ниже. Это вызвано необходимостью и возможностью. Необходимость заключается в том, что если комбинированное ТЗ обеспечивает ступенчатую форму импульса, то метод простого ТВ связан с достаточно плавным изменением давления в призабойной зоне нагнетательной скважины. Поэтому некоторое снижение эффективности процесса, вызванное плавностью импульса, следует компенсировать увеличением «размаха» давления. Возможность большого «размаха» давления при простом ТВ обусловлена отсутствием технического ограничения, которое характерно и является ограничительной мерой для комбинированного.

Показаны примеры регулирования процессов закачки рабочего агента и оценка охвата пласта тепловым воздействием.

Рассмотрены и численно исследованы:



V', V'', V''' – фактические значения накопленного объема закачки к концу первого (t'), второго (t''), третьего (t''') интервалов времени;
Vфз – планируемый суммарный объем закачки для всей фазы;
tфз – продолжительность фазы.

Рисунок 12 - Пояснительный график «Корректировка темпов закачки»

- закачка холодной воды (базовый вариант);
- стационарное ТЗ (непрерывная закачка теплоносителя на всем промежутке прогнозного периода);
- закачка тепловых оторочек;
- нестационарное ТЗ (циклическая закачка теплоносителя);
- варианты увеличения амплитуды циклической закачки подогретой воды;
- варианты увеличения продолжительности циклов нестационарного ТЗ;
- нестационарное заводнение холодной водой (для сравнения).

Нефтенасыщенность для стационарного ТЗ меняется более интенсивно из-за большей скорости продвижения фронта вытеснения (рис. 13).

Следовательно, из-за прогрева коллектора и увеличения подвижности при стационарном ТЗ закачиваемый агент прорывается к забоям добывающих скважин раньше, чем при закачке холодной воды. Однако за счет более эффективного вытеснения эффективность ТЗ относительно базового варианта после прорыва увеличивается значительно.

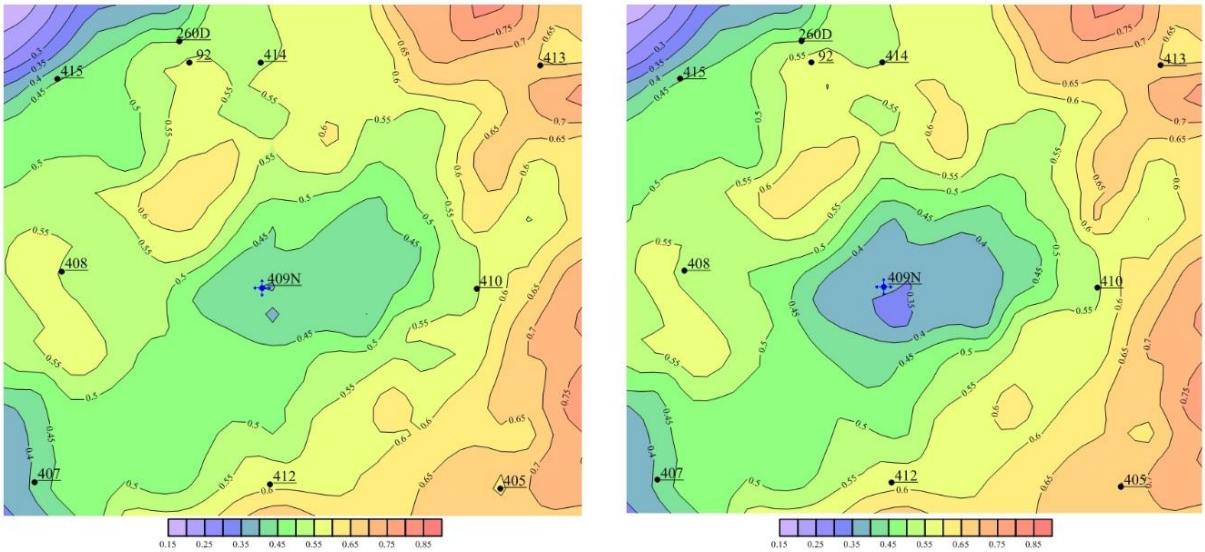
Рассмотрено нестационарное ТЗ, представляющее из себя циклическую закачку теплоносителя в пласт. Каждый цикл состоит из активной и пассивной фазы. В активной фазе закачка увеличивается на 100 м^3/сут, в пассивной фазе закачка уменьшается на 50 м^3/сут по сравнению с запроектированным расходом воды в скважине №409N.

Установлено, что с увеличением объемов закачки в циклах увеличивается нефтеотдача пласта. Срок окупаемости затрат при нестационарном заводнении с

вариантом НТЗ-200 составляет один год, а закачкой в виде оторочек малых объемов - 7 лет. Для варианта с увеличенной амплитудой нестационарной закачки объемов в рентабельный период начинается уже через несколько месяцев.

Распределение прибыли за 10 лет от внедрения МУН по вариантам ТЗ приведено на рисунке 14.

Видно, что наибольший экономический эффект имеют варианты нестационарного ТЗ. Прирост добычи за счет нестационарного ТЗ нивелирует эксплуатационные и капитальные затраты данной технологии.



а) б)

Рисунок 13 - Поле нефтенасыщенности для условия непрерывной закачки холодной (а) и подогретой (б) воды в упругом режиме

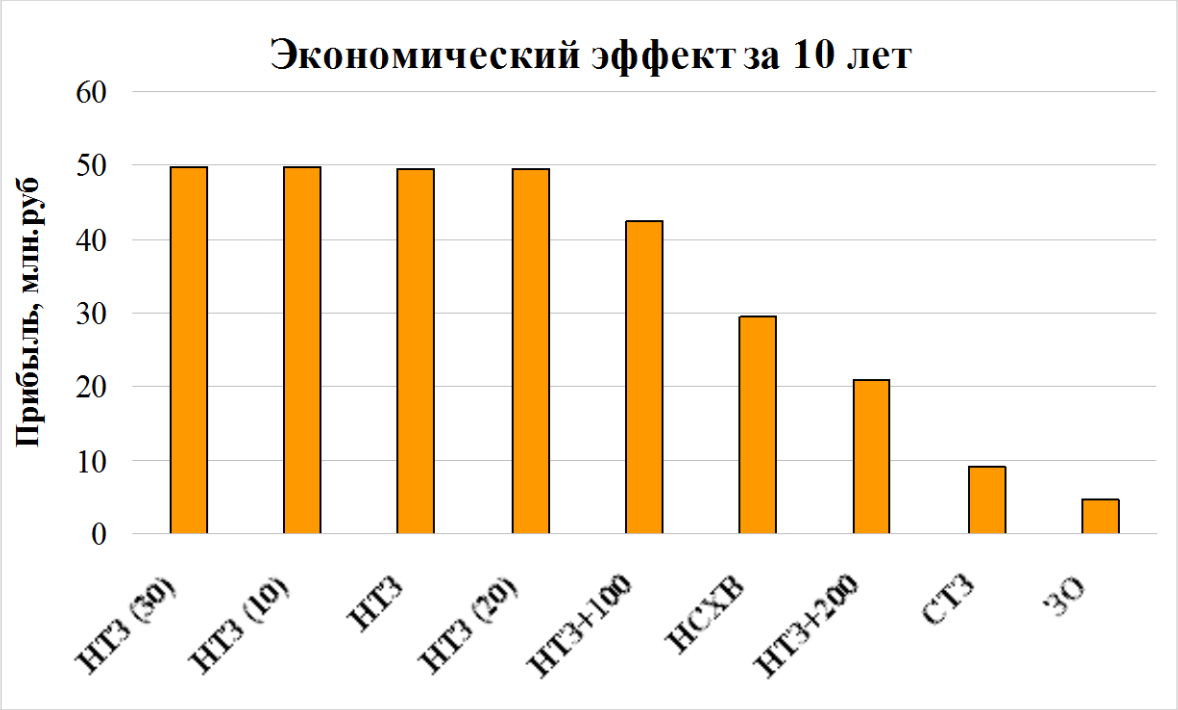


Рисунок 14 - Прогноз экономического эффекта за 10 лет применения технологии термозаводнения

Суммарная прибыль отдельно от стационарного термозаводнения (СТЗ) и нестационарного заводнения холодной водой (НСХВ) составит (10+30)=40 млн. руб., в то время как от комплексной технологии нестационарного термозаводнения (НТЗ) – 50 млн.руб. Следовательно, синергический эффект от применения нестационарного термозаводнения за 10 лет равен (50-40)=10 млн.руб.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. В результате обзора и анализа опубликованных работ установлено, что информационное обеспечение баз данных по многим месторождениям требует доработки методов их формирования и уточнения; границы нефтяных залежей недостаточно четко отбиваются существующими методами исследования; вытеснение вязкой нефти водной фазой в большинстве случаев не всегда эффективно, так как преодоление начальных градиентов давления в пластах с вязкой нефтью и начало фильтрации связаны с большими энергетическими потерями.
2. Установлено, что на Байтуганском месторождении существует высокая вероятность наличия сети тектонических трещин, не выявленных сейсморазведкой, но обнаруженных по данным описания керна, и пересекающих весь геологический разрез месторождения. Трещинами были разорваны покрышки залежей нефти, что могло привести к миграции вверх по разрезу легких компонентов нефти, в результате этого вязкость нефти по объекту исследования - пласту А4 повысилась за счет потери газовой фазы.
3. Разработаны новые методики уточнения геологического строения и определения запасов нефти в залежи, включающие методику сопоставления результатов определения корреляционных зависимостей геофизических параметров, метод геометризации залежи с использованием обобщенной капиллярной кривой, объясняющей образование капиллярного барьера, определение коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи нефти, методику расчета зеркала чистой воды для уточнения ВНК.
4. Приведенные в работе исследования позволяют утверждать о том, что нефтяные месторождения с повышенной вязкостью нефти могут успешно разрабатываться с помощью комбинированных технологий, сочетающих использование теплового воздействия на пласт и нестационарного режима вытеснения. Однако надо иметь ввиду, что границы рентабельного порога зависят от наличия дешевого теплового источника, оборудования для нагнетания в пласт и регулирования технологии нагнетания.
5. Предложена технология нестационарного теплового воздействия на пласт, сочетающая снижение вязкости и начального сдвига нефти с использованием создания переменных полей изменения упругих свойств пласта и температуры.
6. Рассмотрены комбинированные технологии и их разновидности исполнения в том числе: стационарное тепловое воздействие, нестационарное тепловое воздействие с увеличением объемов закачки до соотношения 1:1,5. Закачка разовых оторочек, нестационарные технологии с изменением продолжительности закачки в оторочках, амплитуды и объемов показали, что наиболее эффективным является вариант, когда объемы оторочки с поляризующим циклом увеличиваются в соотношении 1:1,5.

7. Установлено, что в целом при технологии теплового нестационарного воздействия на пласт А4 на Байтуганском месторождении, при нагреве в призабойной зоне до 60°С нефтеотдача увеличивается на 6,8%.

8. От внедрения разработанных рекомендаций на Байтуганском нефтяном месторождении в период с мая 2016г. дополнительная добыча нефти по южному участку пласта А4 составила 470 тонн, при этом получен экономический эффект в размере 0,6 млн. рублей. Прогнозный синергический эффект за 10 лет на этом участке равен 10 млн.руб.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:

1. Тупицин, А.М. Метод уточнения насыщения коллекторов и определения уровня ВНК на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки / А.М. Тупицин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2013. - №9. - С. 28-31.

2. Комплексная оценка причин снижения эффективности заводнения / Д.К. Сагитов, А.Р. Листик, А.М. Тупицин, А.Т. Ахмадишин // Нефтепромысловое дело. - 2012. - № 7. - С.23-27.

3. Особенности выработки запасов нефти по пластам Росташинского месторождения / Н.И. Хисамутдинов, М.А. Фатхлисламов, И.Ф. Рустамов, А.М. Тупицин // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 3. - С. 53-57.

4. Влияние ГРП на выработку запасов участка залежи на примере Сорочинско-Никольского месторождения / И.Р. Сафиуллин, И.А. Магзянов, А.М. Тупицин, В.В. Фирсов // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 3. - С. 58-60.

5. Выработка активно заводняемых разрозненных запасов нефти в условиях геологической неоднородности / Д.К. Сагитов, А.М. Тупицин, В.В. Фирсов, Р.Р. Шагалин // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 8. - С. 5-9.

6. Косвенная оценка неизвестного относительного параметра ПС по известным геофизическим параметрам / А.Б. Петрушин, Т.И. Кузнецова, А.М. Тупицин, Р.Г. Сарваретдинов, Р.З. Хуснутдинова // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 10. - С.23-27.

7. Выбор оптимального времени начала термозаводнения коллекторов с высоковязкой нефтью / И.Р. Сафиуллин, Д.К. Сагитов, И.А. Кристьян, А.М. Тупицин // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 10. - С. 84-87.

8. Методика сопоставления результатов определения корреляционных зависимостей геофизических параметров / С.М. Игитов, Р.А. Гиззатуллин, А.М. Тупицин, Р.Г. Сарваретдинов, Р.З. Хуснутдинова // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 10. - С. 14-18.

9. Тупицин, А.М. Опыт выделения и учета повышенной радиоактивности коллекторов окского надгоризонта / А.М. Тупицин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2013. - № 11. - С. 16-18.

10. Поиск зависимости потенциально возможного прироста добычи жидкости в результате проведения СКО от набора геологических параметров / В.Н. Кожин, Н.В. Федоренко, Р.Г. Сарваретдинов, А.М. Тупицин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2015. - № 3. - С. 40-43.

11. О характере рапространения глин в разносортных по проницаемости песчаных коллекторах и их влияние на приемистость и приток жидкости к забою скважин по Вахитовскому месторождению / А.Н. Елисеев, С.А. Урусов, В.А. Лепихин, А.А. Махмутов, А.М. Тупицин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - № 2. - С. 42-46.

12. Способ оперативного выбора контрольного участка перед применением технологии нестационарного заводнения / О.П. Торопчин, А.М. Тупицин, Д.К. Сагитов, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - № 9. - С. 45-50.

13. Метод выделения вертикальных скважин на основе минимума информации по скважинам / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.М. Тупицин, В.А. Ленский // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2016. - №10. - С. 24-27.

14. Метод геометризации залежи на основе обобщенной капиллярной кривой / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, А.М. Тупицин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2016. - № 11. - С. 41-45.

15. Метод определения коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.М. Тупицин, Р.З. Нургалиев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2016. - №12. - С. 27-31.

16. Аналитический способ вычисления уровня зеркала чистой воды / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.М. Тупицин, Р.З. Нургалиев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2017. - № 1. - С. 48-50.

17. Расчет показателей технологии нестационарного теплового воздействия на нефтенасыщенный пласт по Байтуганскому месторождению / Н.И. Хисамутдинов, А.М. Тупицин, О.П. Торопчин, И.М. Бакиров // Нефтепромысловое дело. - 2017. - №1. - С. 11-16.