УДК 622.276

На правах рукописи

ИДИЯТУЛЛИНА ЗАРИНА САЛАВАТОВНА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТНОГО И ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

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» им. В.Д.Шашина

Научный руководитель - доктор технических наук
Хакимзянов Ильгизар Нургизарович

Официальные оппоненты - **Владимиров Игорь Вячеславович,**
доктор технических наук, профессор,
ЗАО «Конкорд», заместитель генерального директора - директор департамента проектирования и анализа разработки нефтяных и газовых месторождений

- **Мирсаитов Ринат Габдрауфович,**
кандидат физико-математических наук,
АО «СМП-Нефтегаз», ведущий геолог отдела геологии и разработки месторождений

Ведущее предприятие - **Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология»**

Защита состоится «14» сентября 2017 года в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 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 темы

С целью достижения максимальных уровней добычи нефти в условиях ухудшения структуры активных запасов нефти и прогрессирующего обводнения нефтяных месторождений, имеющих длительную историю разработки, и опережающей выработки наиболее продуктивных пластов одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеизвлечения является применение скважин с горизонтальным окончанием (СГО), позволяющих осуществлять избирательную довыработку запасов по площади и разрезу, стремясь в то же время к более полному охвату дренированием остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти. При этом совершенствование технологий разработки залежей нефти должно сопровождаться снижением капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Особую актуальность она приобретает при вводе в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных и терригенных отложений девона месторождений Татарстана, в которых сосредоточено более 60% балансовых запасов категории $A+B+C_1+C_2$.

Так по отложениям пашийского горизонта Ромашкинского месторождения - основного объекта эксплуатации выработанность запасов нефти в целом составляет более 85 %, при этом остаточные запасы нефти сосредоточены в недовыработанных глинистых, слабопроницаемых интервалах по разрезу, разработка которых невозможна без проведения исследовательских работ (петрофизических, гидродинамических, сейсмических и др.).

При этом традиционные техника и технологии вскрытия не обеспечивают высокой степени дренирования этих объектов, так как не обеспечивается целевая направленность работы скважин. Именно поэтому особую актуальность приобретает совершенствование технологии выработки этих запасов с использованием скважин с горизонтальным окончанием.

Степень разработанности темы.

В настоящее время большое количество работ посвящено исследованиям в области разработки и проектирования карбонатных отложений башкирского, серпуховского, турнейского ярусов с применением скважин с горизонтальным окончанием.

К основным работам относятся труды таких исследователей, как Г.С. Абдрахманов, Р.Г. Абдулмазитов, З.С. Алиев, И.М.Бакиров, Р.М. Батлер, Т.Г. Бердин, Ю.П. Борисов, И.В. Владимиров, А.М. Григорян, В.Г. Григулецкий, С.Н. Закиров, И.С. Закиров, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, А.И. Ибрагимов, В.А. Иктисанов, А.Г. Корженевский, В.И. Кудинов, В.П. Меркулов, Л.М. Миронова, Р.Х. Муслимов, И.А.Нуриев, В.П. Пилатовский, Р.Г.Рамазанов, В.А.Савельев, Д.К.Сагитов, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, В.М. Хусаинов, В.В. Шеремет, И.Г. Юсупов, А.Ф. Яртиев, D.K. Babu, M.J. Economides, K. A Furui, F.M. Giger, S.D. Joshi, G.I. Renard.

При этом ряд вопросов, связанных с проектированием и эксплуатацией скважин с горизонтальным окончанием в отложениях карбонатного и терригенного девона, требуют проведения необходимых исследований и доизучения.

Не в полной мере оценен потенциал внедрения СГО на эксплуатируемых объектах разработки для достижения стратегических целей ПАО «Татнефть».

Не изучена зависимость вскрытой длины ствола СГО от коллекторских свойств пласта, а также влияние технологии индивидуального воздействия на пласт в различных интервалах горизонтального ствола (применение водонабухающих пакеров и изолирующих элементов, разделение ствола СГО портами индивидуального воздействия). Отсутствуют надежные технологии по изоляции водопритоков в условно-горизонтальных стволах (УГС) скважин с горизонтальным окончанием и по выработке запасов нефти из отложений девона.

Цель работы - повышение эффективности выработки запасов нефти из карбонатных и терригенных отложений девона на месторождениях Татарстана скважинами с горизонтальным окончанием.

Основные задачи исследований:

1. Уточнение геологического строения коллекторов карбонатного и терригенного девона месторождений РТ, влияющее на эффективность эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием.

2. Выявление зависимостей начального дебита нефти для отложений карбонатного и терригенного девона от геолого-физических параметров рассматриваемых залежей. Обоснование наиболее приемлемых аналитических моделей для оценки производительности скважин с горизонтальным окончанием в отложениях карбонатного и терригенного девона для условий нефтяных месторождений Татарстана.

3. Обоснование и выбор методики уточнения радиуса контура питания для оценки расчетного начального дебита и сопоставление с фактическим дебитом нефти.

4. Оценка влияния геолого-физических параметров пласта на производительности скважин с горизонтальным окончанием с применением расчетных аналитических моделей.

5. Разработка способов и технологий выработки запасов нефти неоднородных по коллекторским свойствам и выработанности залежей нефти в карбонатных и терригенных отложениях девона с использованием скважин с горизонтальным окончанием.

Методы решения поставленных задач.

Решение поставленных задач сводится к теоретическим исследованиям для обоснования прогнозного дебита нефти и достоверной оценки предложенных аналитических моделей определения производительности скважин с горизонтальным окончанием на основе сопоставления результатов, полученных численным путем, с фактическими промысловыми данными. Проведение анализа данных на основе построение уравнений регрессии влияния геолого-физических параметров пластов на показатели работы скважин с горизонтальным окончанием, анализа графиков поверхностей,

зависимостей начального дебита СГО от геолого-физических параметров пластов с использованием средств математической статистики на основе выбранного диапазона данных, зависимостей радиуса контура питания от расстояния между скважинами.

Научная новизна результатов работы.

Для скважин с горизонтальным окончанием:

1. Для скважин длиной до 200 м в отложениях терригенного девона месторождений Татарстана получена линейная зависимость начального дебита нефти от эффективной длины ствола.

2. В отложениях карбонатного девона выявлена нелинейная зависимость увеличения начального дебита нефти от эффективной длины ствола до 150 м и при дальнейшем ее увеличении зависимость выполаживается.

3. Обоснована зависимость радиуса контура питания в системе разработки от расстояния до окружающих скважин.

4. Получена корреляционная зависимость накопленной добычи нефти и жидкости от последовательности отключения обводненных участков ствола.

Основные защищаемые положения:

1. Выявленные зависимости производительности СГО от геолого-физических параметров пластов на основе многофакторного анализа.

2. Методика уточнения радиуса контура питания с учетом интерференции окружающих скважин для оценки расчетного начального дебита нефти.

3. Технология эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках ее обводнения с последовательной поинтервальной отработкой всего горизонтального участка ствола скважины.

4. Технология разработки залежей нефти массивного типа с послойной неоднородностью с использованием скважин с пологонаправленными условно горизонтальными стволами для увеличения нефтеизвлечения.

5. Технология повышения эффективности разработки слабопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами с применением разветвленных горизонтальных скважин для увеличения охвата пластов выработкой запасов.

6. Способ разработки отложений терригенного девона с применением скважины с горизонтальным окончанием с ниспадающим забоем к подошве пласта для нагнетания вытесняющего агента и отбора продукции.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п. 5: Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов.

Практическая ценность результатов работы.

1. Предложенный подход оценки начального дебита нефти на основе составления уравнений регрессии и построения трехмерных графиков с использованием средств математической статистики обеспечивает определение диапазона применимости аналитических моделей в зависимости от конкретных свойств пластов.

2. Полученные в работе результаты использовались при разработке четырех руководящих документов ПАО «Татнефть»: РД 153-39.0-597-08 (Методическое руководство по технологии слабовырабатываемых запасов (тупиковые зоны, линзы, водонефтяные зоны, целики в заводнённых зонах, микроструктуры в заводнённых зонах) с горизонтальными и наклонными скважинами, скважины с горизонтальными и вертикальными боковыми стволами, 2008 г.), РД 153-390-778-12 (Методическое руководство по технологиям разработки малоразведанных залежей, отдельных линз и залежей на поздней стадии скважинами с горизонтальным окончанием, наклонно направленным и вертикальным окончанием и боковыми стволами с горизонтальным, наклонно направленным и вертикальным окончанием, 2012 г.), РД 153-39.0-836-13 (Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию выбора объектов и геолого-гидродинамическому сопровождению бурения горизонтальных скважин, боковых и боковых горизонтальных стволов, 2013г.), РД 153-39.0-904-15 (Методическое руководство по технологии разработки месторождений нефти с высокой зональной и послойной неоднородностью коллекторов горизонтальными и вертикальными скважинами, а также скважинами малого диаметра с оптимизацией системы заводнения и плотности сетки скважин и проведением гидроразрыва пластов, 2015 г.). Разработаны технологии, направленные на интенсификацию добычи нефти: технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках ее преждевременного обводнения, технология разработки залежи нефти массивного типа с послойной неоднородностью с пологонаправленными условно-горизонтальными стволами (УГС), технология повышения эффективности разработки слабопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, способ разработки отложений терригенного девона с применением скважины с горизонтальным окончанием с ниспадающим забоем к подошве пласта.

3.Проведен анализ эффективности технологий на основе построения геологических и гидродинамических моделей. Показано, что последовательное отключение обводненных участков горизонтальной части ствола скважины приводит к увеличению накопленной добычи нефти до 5 % и снижению накопленной добычи жидкости на 25 %.

4. При выполнении диссертационной работы предложены четыре технических решения, признанных изобретениями: Способ разработки залежи нефти массивного типа с послойной неоднородностью, пат. 2439298; Способ разработки нефти в слоистых коллекторах, пат. 2431038; Способ разработки нефтяной залежи с карбонатным коллектором, пат. 2520123; Способ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами, пат. 2488690.

5. Положения диссертационной работы применены при составлении проектно-технической документации на разработку Ромашкинского, Сабанчинского и Мухарметовского нефтяных месторождений Татарстана.

6. Применение предложенных в диссертационной работе технологий разработки залежи нефти в карбонатных и терригенных отложениях девона позволило получить дополнительную добычу нефти 19,2 тыс. т., удельный экономический эффект составляет 130,6 млн. руб.

Личный вклад автора состоит в участии постановки задач исследований, обосновании методических подходов по реализации технологий разработки месторождений с применением скважин с горизонтальным окончанием на отложениях девона, анализе и обобщении результатов эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием, проведении аналитических расчетов и построении зависимостей, разработке новых технических решений, научном сопровождении внедрения результатов на объектах месторождений ПАО «Татнефть».

Апробация результатов работы

Основные результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на X-ой международной научно-практической конференции («Роснефть», Геленджик, 2010 г.); Международной научно-практической конференции, посвященной памяти Р.Н. Дияшева (Казань, 2012г.); международной научно-практической конференции «Проблемы и повышение эффективности разведки и разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» (г. Казань, 2013 г.); международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» (Казань, 2014 г.); международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» (Казань, 2015 г.); Российской технической нефтегазовой конференции и выставке по разведке и добыче (Москва, 2014 г.); научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования ОАО "Татнефть" (Альметьевск, 2010 г.); научно-практической конференции «История и перспективы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана, посвященной 70-летию начала разработки месторождений РТ (Альметьевск, 2013 г.); на научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» (Бугульма, 2016 г.); на научно-практической ярмарке идей и предложений, посвященной 60-летию ПАО «Татнефть» (Бугульма, 2010 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 20 научных трудах, в том числе в 1 монографии, 4 статьях в рецензируемых научных изданиях, 4 патентах РФ на изобретения.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа изложена на 105 страницах машинописного текста, состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы из 86 наименований. Включает 48 рисунков и 10 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, доктору технических наук И.Н. Хакимзянову, а также признательность к.т.н. Р.Г. Рамазанову, к.т.н. В.Н. Петрову, к.т.н. Д.Т. Киямовой, с.н.с. ООО «Наука» Л.М. Мироновой и сотрудникам института «ТатНИПИнефть» за помощь в написании и ценные советы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении отражены актуальность проблемы, цель работы, основные задачи исследований и методы решения поставленных задач, основные положения, научная новизна и практическая ценность результатов работы.

Указано, что в настоящее время актуальными и основными задачами являются разработка девонских отложений скважинами с горизонтальным окончанием и совершенствование традиционных технологий вскрытия пластов.

В первой главе представлены краткие характеристики особенностей геологического строения отложений верхнего и среднего девона месторождений Республики Татарстан, влияющие на эффективность СГО.

Показано, что при бурении условно горизонтальных стволов (УГС) СГО при существующей системе разработки на карбонатные и терригенные отложения девона, необходимо учитывать целый ряд геологических параметров (*табл. 1*):

Таблица 1

Тип коллектора	Наличие остаточных запасов нефти, тыс.т.	Эффект. нефтенас. толщина пласта, м	Эффект. нефтенасыщ. толщина при наличии плотного прослоя в подошвенной части,м	Миним-ное расстояние от УГС до ВНК, м	Расчлененность	Глинистость, %	Трещиноватость	Пористость, %	Пластовое давление, МПа	Длина горизонтальной части ствола, м
терригенный	50-60	≥4	≥3	≥3	2-4	0-5	-**	16,8-19,9	Рпл≥0,8	150-200
карбонатный		≥12	≥4-5	≥10	-*			7-7,4	Рпл нач	

** - характеризуется неоднозначной насыщенностью, и траектория СГО зависит от конкретных условий залегания адресного пласта по разрезу рассматриваемых участков*

*** - СГО рекомендуется проводить под зенитным углом 45-130 градусов относительно направления трещиноватости по карбонатным коллекторам при проведении в последующем многозонного ГРП*

Во второй главе оценена производительность СГО карбонатных и терригенных отложений девона и приведены зависимости начального дебита скважин от геолого-физических параметров пластов.

Как показывает практика, определить расчетный потенциальный дебит нефти УГС СГО с помощью исследований, применяемых в промысловых условиях, достаточно сложно. Характер притока флюида в условно горизонтальных стволах (УГС) неоднороден и более всего зависит от фильтрационно-емкостных свойств

(ФЕС) отдельных пластов, прослоев неоднородного объекта эксплуатации и способов его вскрытия.

Выраженная зависимость начального дебита нефти от эффективной длины горизонтальной части ствола СГО выявлена для терригенных отложений пашийского горизонта по скважинам с общей длиной стволов СГО до 200 м, а для кыновского горизонта - до 100 м.

По анализу геолого-физических параметров кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения выявлены линейные зависимости начального дебита нефти от коэффициента пористости (*рис. 1а*), от проницаемости (*рис. 1б*) по СГО Зеленогорской площади и степенная - от коэффициента глинистости по СГО Зеленогорской площади (*рис. 1в*).

Для СГО Алькеевской, Чишминской площадей характерны степенные зависимости начального дебита нефти от коэффициента пористости (R^2=0,723) и глинистости (R^2=0,598), логарифмическая – от коэффициента проницаемости (R^2=0,717) (*рис. 1г-е*).

В *таблице 2* представлены результаты корреляционного и регрессионного анализа изменения начального дебита нефти СГО в зависимости от геолого-физических факторов для терригенных отложений кыновско-пашийского и карбонатных отложений данково-лебедянского горизонтов.

Таблица 2 - Результаты корреляционного и регрессионного анализа изменения дебита нефти СГО в зависимости от геолого-физических факторов для терригенных отложений кыновско-пашийского и карбонатных отложений данково-лебедянского горизонтов

горизонт	Объекты разработки	Уравнение (вид) зависимости	Коэффициент корреляции	Диапазон изменения данных
Кыновский	Алькеевская, Чишминская площади (23 ГС)	$q_н$=9,5+0,08×$К_{прон}$+ +1,52×$L_{вскр}$	0,83	49≥L≤210 м 0,16≥К пр≤0,4 мкм^2 1,7≥К гл≤6,5 % 16≥К пор≤19,7 %
Пашийский	Азнакаевская (8 ГС), Восточно-Лениногорская (10 ГС), Павловская (16 ГС), Зеленогорская (20 ГС), Бавлинское месторождение Жмакинский участок (3ГС)	$q_н$= 2,7+0,003×L+ +0,007×$К_{прон}$	0,6	65≥L≤280 м 0,08≥К пр≤0,41мкм^2 1,3≥К гл≤7 % 15≥К пор≤19,8 %
Данково-лебедянский	665 залежь Ромашкинского месторождения	$q_н$ = 126,8-0,129×L+172,5×$К_{пор}$+ +0,83×$К_{н.нас}$+ 0,28×$К_{глин}$+1,1×$К_{прод}$	0,75	35≥L≤319 м 0,05≥К пр≤0,38мкм^2 0,46≥К гл≤2,1 % 4,6≥К пор≤8 %

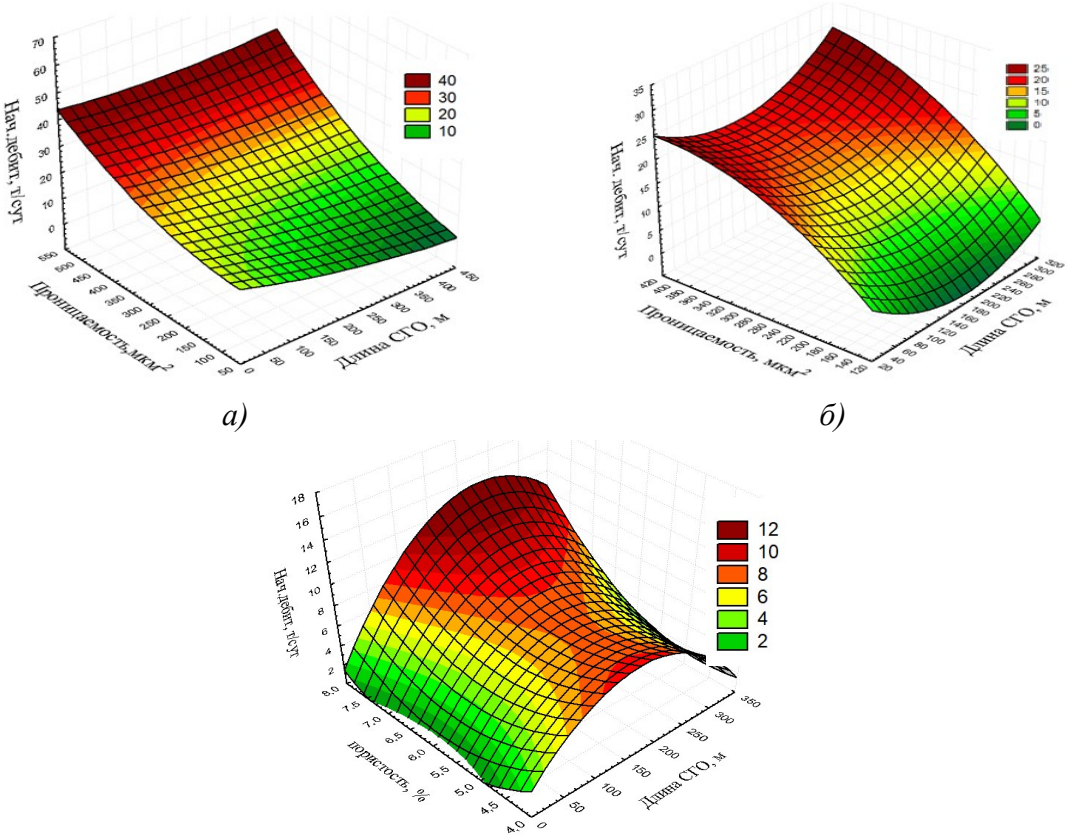
Из *таблицы 2* видно, что наиболее значимая зависимость дебита нефти от геолого-физических параметров получена по СГО на терригенных отложениях кынов-

ского горизонта Сармановской и Алькеевской площадях (коэффициент корреляции равен 0,83).

По терригенным отложениям пашийского горизонта выявлено влияние абсолютной проницаемости, эффективной длины горизонтальной части ствола СГО и вязкости на дебит нефти (коэффициентом корреляции 0,6).

По данково-лебедянскому горизонту начальный дебит СГО зависит от изменения эффективной длины горизонтальной части СГО, пористости, глинистости, нефтенасыщенности (коэффициент корреляции 0,75).

С использованием средств математической статистики выполнен одновременный анализ большого массива данных, построены графики поверхностей и получены уравнения регрессии основных показателей работы СГО от изменения геолого-физических параметров *(рис. 2 а-в)*.



в) данково-лебедянский

Рисунок 2 - Зависимость дебита нефти от коэффициента проницаемости, пористости, длины условно горизонтального ствола СГО по отложениям: а) кыновского; б) пашийского; в) данково-лебедянского горизонтов

Анализ этих уравнений показывает, что практически по всем объектам начальный дебит нефти СГО зависит от глинистости коллектора ($К_{глин}$, д.ед.), абсолютной проницаемости пласта ($К_{прон}$, мкм^2), эффективной длины горизонтальной части СГО ($L_{вскр}$, м), депрессии на пласт (ΔP, МПа).

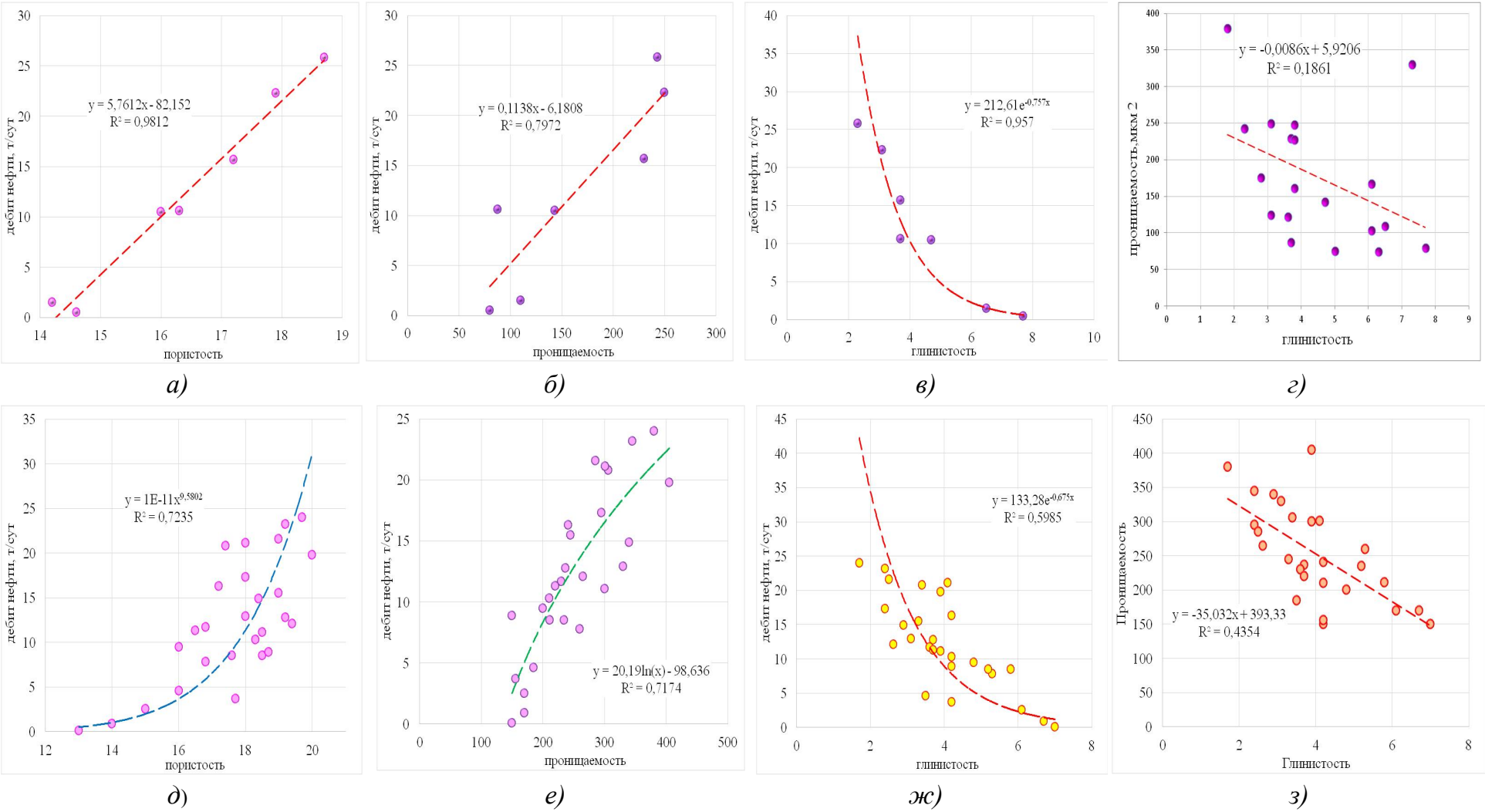


Рис. 1 – Зависимость начального дебита нефти по СГО пашийского горизонта Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения от: а) пористости; б) проницаемости; в) глинистости; г) глинистости от проницаемости и по СГО кыновского горизонта Алькеевской и Чишминской площадей от: д) пористости; е) проницаемости; ж) глинистости; з) глинистости от проницаемости

Во второй главе приведены основные методики определения производительности СГО (Меркулов В.П., Борисов Ю.П., Григулецкий В.Г., Алиев З.С., Шеремет В.В., Joshi S.D., Economides M.J., Giger F.M., Furui K.A., Butler R.M., Renard G.I, Dupuy J.M., Babu D.K., A.S. Odeh).

С целью сопоставительного анализа с использованием аналитических формул были проведены расчеты потенциально-возможного дебита нефти с учетом геолого-промысловой информации уже пробуренных СГО на отложениях терригенного девона Ромашкинского месторождения.

Для сопоставления были выбраны 13 СГО Азнакаевской, Зеленогорской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения.

При сопоставлении фактических и расчетных дебитов для оценки потенциально-возможных дебитов использовались геолого-физические параметры участков заложения СГО: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по разрезу, значение абсолютной проницаемости по пласту, вязкость нефти в пластовых условиях, начальные пластовое и забойное давления, длины СГО, радиус ствола скважины, радиус контура питания.

При оценке потенциально-возможного дебита нефти СГО по аналитическим методикам невозможно достоверно определить радиус контура питания, который учитывается в каждом уравнении. Поэтому появилась необходимость в уточнении радиуса контура питания, при котором расчетный дебит нефти был бы близок к фактическому, полученному на конкретной залежи и площади.

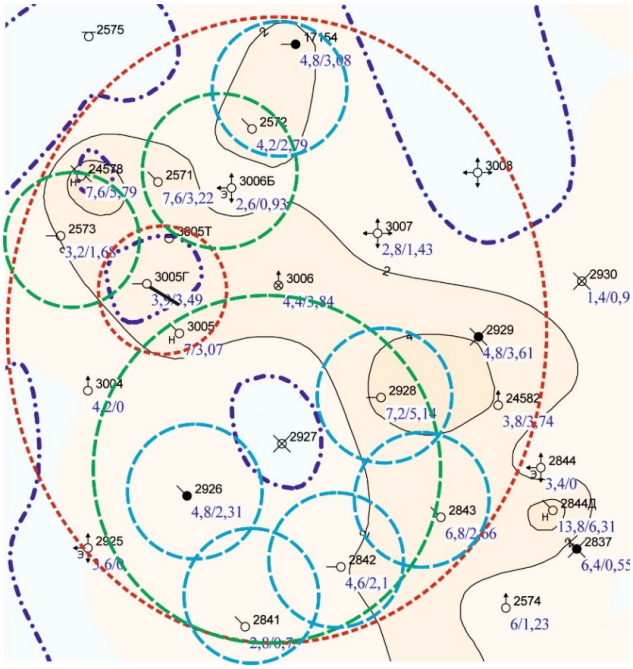
По каждой рассмотренной СГО конкретной площади проведен анализ эксплуатации окружающих ВС и определено количество окружающих скважин, расстояние от каждой ВС до СГО и значения их радиуса контура питания.

По всем анализируемым скважинам построена зависимость радиуса контура питания от расстояния между вертикальными и горизонтальными скважинами. На *рис. 3б* приведен график степенной зависимости радиуса контура питания окружающих ВС (№№ 2571, 2572, 2573, 3005, 2926, 2826, 2841, 2842, 2843) от расстояния до СГО № 3005Г (*рис. 3а,б*).

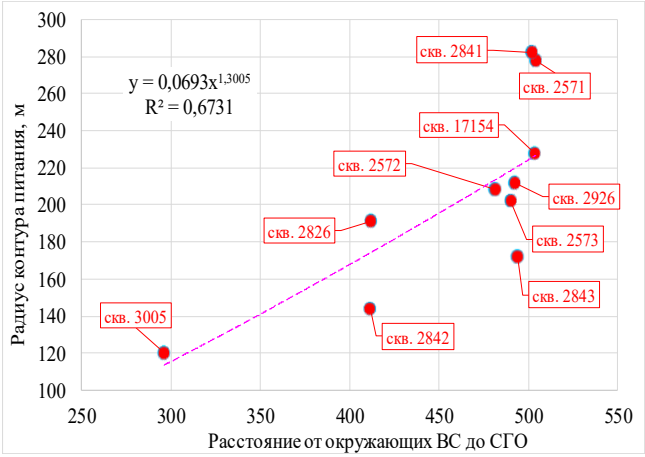
Приняв в качестве исходных данных полученный уточненный контур питания по аналитическим методикам, проведены сопоставительные расчеты по определению потенциально-возможных дебитов нефти по каждой из выбранной СГО.

По результатам сопоставления расчетных и фактических дебитов нефти СГО видно *(табл.3),* что по каждой конкретной СГО расчетный дебит имеет близкое к фактическому значение с использованием различных аналитических методик (Борисов Ю.П., Григулецкий В.Г., Joshi S.D., Renard G.I.-Dupuy J.M., Economides M. J.).

Отмечено, что по выбранным 13 СГО наиболее близкими к фактическим начальным дебитам оказались дебиты СГО Азнакаевской пл. (№№3005Г,4392Г, 4517Г) и Сармановской пл. (№№22038Г,22370Г), которые рассчитаны по методике Борисова Ю.П. и Григулецкого В. Г.



а)



б)

Рис. 3 – а) схематизация размещения СГО и окружающих ВС и б) зависимость радиуса контура питания от расстояния до СГО №3005Г

Таким образом, по расчетным дебитам нефти СГО, определенным по аналитическим методикам, только 6 из 11 показали близкие к фактическим значениям дебиты нефти. Остальные рассмотренные методики дают заниженные или завышенные значения.

Отсюда следует, что аналитические методики не дают достаточно достоверных значений расчета потенциально-возможного дебита нефти СГО, так как в них не учитываются такие факторы, которые отражают процесс разработки: текущая нефтенасыщенность; остаточные запасы нефти; анизотропия пластов по проницаемости; эксцентричность расположения УГУС в пласте; интерференция между скважинами; текущее состояние сформированности системы разработки с ППД. Влияние этих факторов корректно возможно оценить только на основе построения 3Д геолого-технологических моделей месторождений.

На примере 3Д геолого-технологической модели залежи пашийского горизонта Азнакаевской пл. Ромашкинского месторождения проведено обоснование потенциально-возможного дебита нефти СГО №3005Г.

Для решения данной задачи из геолого-технологической модели пашийского горизонта отдельно выделен участок в районе СГО №3005Г с находящимися в эксплуатации тремя ВС. Размерность расчетной сетки составляла 51×56×90 ячеек.

С целью оценки правильности и рентабельности проектирования и бурения СГО №3005Г проведены численные эксперименты по определению влияния окружающих ВС и закачки воды на технологические показатели СГО. Рассмотрено 3 варианта дальнейшей разработки участка Азнакаевской пл. Ромашкинского месторождения.

Из анализа результатов технологических показателей разработки по каждой скважине видно, что на накопленную добычу нефти и обводненность бурение СГО и организация системы ППД влияет различным образом.

Таблица 3 - Результаты сопоставительной оценки потенциально-возможных расчетных дебитов СГО с фактическими дебитами с использованием уточненного радиуса контура питания Ромашкинского месторождения

Показатели \ № скважин		Азнакаевская пл.			Павловская пл.		Зеленогорская пл.		Вост.- Лениногорская пл.		Алькеевская пл.		Сармановская пл.	
		3005Г	4392Г	4517Г	4996Г	19452Г	8620Г	6479Г	29085Г	29337Г	30482Г	30502Г	22038Г	22370Г
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Фактический начальный дебит нефти, т/сут		26,2	12,6	18,9	23,4	23,1	21,9	17,7	35,7	25,8	9,5	8,9	12,1	17,3
Борисов Ю.П. (2.2)	Расчетный дебит	24,11				24,1		18,06						
	Уточн. радиус питания	200,4				134,6		134,1						
Григулецкий В.Г. (2.4)	Расчетный дебит		13,09	19,21									12,01	17,33
	Уточн. радиус питания		160,0	108,5									113,4	127,2
Joshi S.D. 2.6)	Расчетный дебит									25,41				
	Уточн. радиус питания									128,3				
Renard G.I.-Dupuy J.M., (2.17)	Расчетный дебит										9,56			
	Уточн. радиус питания										229,2			
Economides M. J. (2.8)	Расчетный дебит											8,86		
	Уточн. радиус питания											230		

По нескольким ВС (№№ 2571, 2572, 2573, 3005) и произошла потеря накопленной добычи и полное обводнение скважин.

Результаты проведенных численных экспериментов показали, что при проектировании СГО необходимо учитывать, как влияние окружающих ВС (интерференцию), так и правильность организации системы ППД на эффективность эксплуатации СГО.

Третья глава посвящена разработке оптимальных технологий для выработки запасов нефти с применением скважин с горизонтальным окончанием.

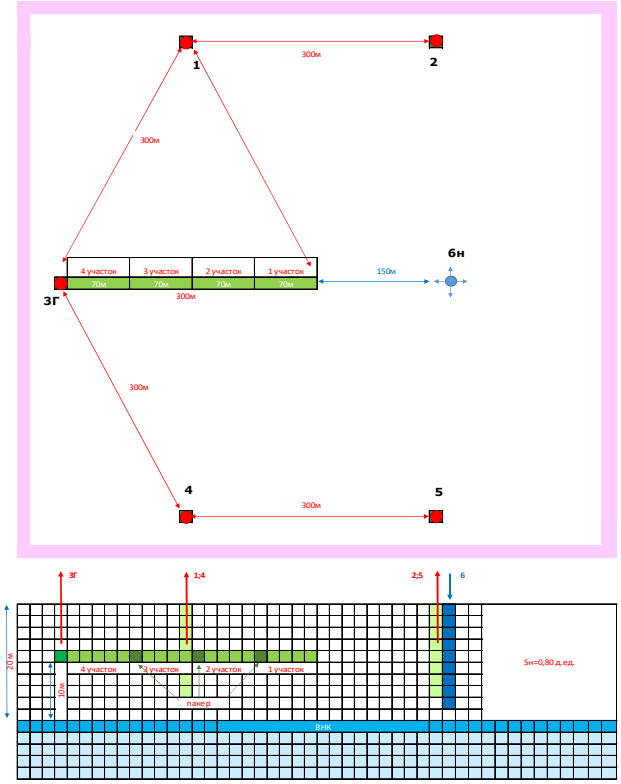
СГО по своей физической сущности позволяет увеличить площадь вскрытия продуктивного пласта, а также имеет значительные потенциальные возможности обводнения продукции в процессе эксплуатации. При этом обводнение продукции в СГО может происходить пластовыми водами, без воздействия на пласт.

В компании ПАО «Татнефть», в среднем, обводнение СГО происходит в течение 3-5 лет и ведет к значительному снижению текущего дебита нефти СГО.

С целью повышения эффективности процесса вытеснения нефти водой в карбонатных отложениях предложена технология увеличения охвата пласта вытесняющим агентом за счет последовательной отработки всего УГС, снижения обводненности продукции СГО и возможности последовательного отсечения участков ствола.

Согласно данной технологии нефтяная залежь разбуривается по схеме, представленной на *рисунке 4* ВС (№№ 1,2,4,5) и СГО (№ 3Г) по треугольной сетке скважин с расстоянием 300×300м.

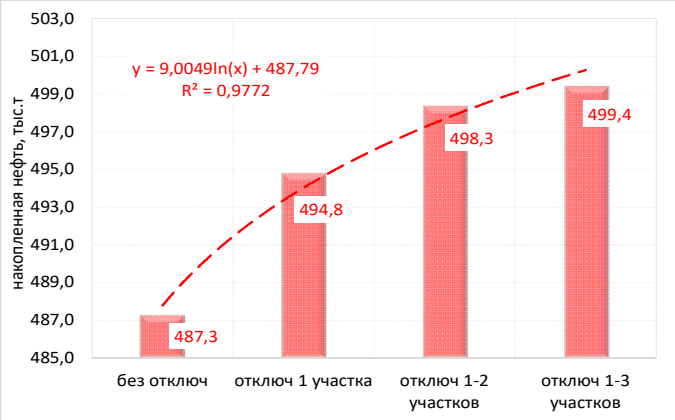
С целью оценки эффективности применения данной технологии с использованием моделирования проведены численные расчеты технологических показателей разработки залежи.



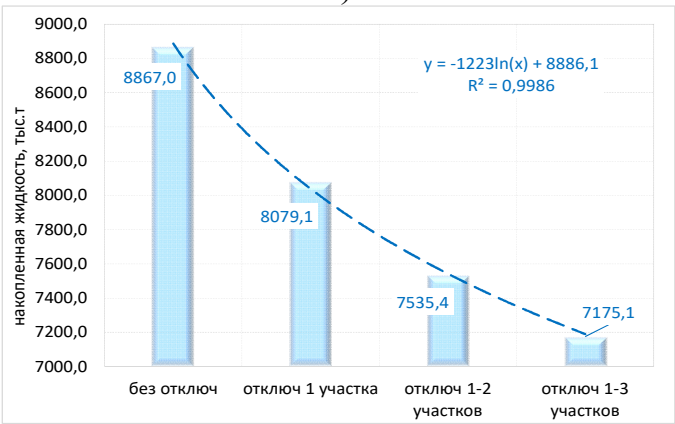
Для поддержания пластового давления рекомендуется на начальном этапе пробурить вертикальную нагнетательную скважину (№6н). При этом УГС проводится по середине залежи в 10 м от ВНК.

Рис. 4 – Схематизация залежи нефти и расположения скважин в элементе

Принципиальным отличием данной технологии от традиционной схемы разработки является то, что ствол СГО №3Г делят на равные участки изолирующими элементами или пакерами. По мере достижения обводненности 98 % каждый участок последовательно отсекают и тем самым регулируют выработку отдельных прослоев пласта в конкретной скважине и участка в целом.



а)



б)

Эффективность применения данной технологии оценена по дополнительной добыче нефти в целом по залежи, а также по добыче отдельно взятых скважин, в том числе и по СГО №3. Из анализа результатов расчетов в целом по залежи получена зависимость накопленной добычи нефти и жидкости от последовательности отключения обводненных УГС СГО (*рис. 5 а,б*).

Рис. 5 - Зависимость накопленной добычи: а) нефти и б) жидкости от количества работающих участков УГС СГО №3

Каждое последовательное отключение обводненных участков УГС СГО приводит к увеличению накопленной нефти (5 %) и снижению накопленной жидкости (25 %).

Сопоставление динамики накопленной добычи нефти по вариантам с последовательным отключением участков УГС СГО показало, что с каждым отключением одного или нескольких участков происходит перераспределение накопленной добычи нефти между скважинами пропорционально расстоянию между добывающими и нагнетательными скважинами.

С каждым годом в балансе запасов нефти как Республики Татарстан, так и в других регионах, увеличивается доля остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти в сложнопостроенных многопластовых залежей, характеризующихся высокой слоистой неоднородностью коллектора и расчлененностью, низкой проницаемостью. Применение известных целевых способов разработки таких продуктивных интервалов снизит экономическую эффективность разработки залежей и приводит к консервации значительных запасов нефти.

Основываясь на опыте бурения и эксплуатации более 100 СГО в отложениях девона в Республике Татарстан, предложена оригинальная технология для разработки залежи нефти со слоистыми слабопроницаемыми коллекторами, разделенными непроницаемыми глинистыми прослоями.

Применение данной технологии основано на проектировании разветвлено-горизонтальной скважины (РГС) в отложениях залежи нефти с низкопроницаемыми слоистыми коллекторами с перемежающимися глинистыми перемычками таким образом, чтобы основной ствол РГС располагался по середине продуктивного пласта, а

выше и ниже по продуктивным пропласткам – его горизонтальные ответвления. При этом плотные глинистые прослои изолируются профильными перекрывателями или управляемыми фильтрами.

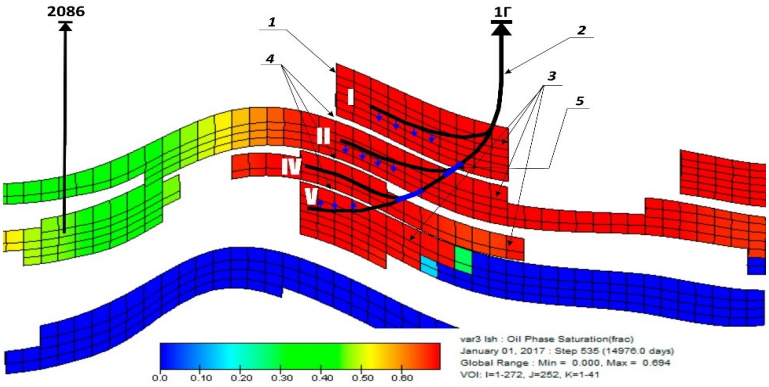
В большинстве случаев при разработке многопластовых участков залежей наблюдается практически полное их совмещение в плане, которое позволяет вскрыть их одной СГО.

В случае прорыва воды из нижних водоносных прослоев нижний горизонтальный ствол отсекают и изолируют обводненный участок горизонтальной разветвленной добывающей скважины. С целью увеличения площади дренирования всех залежей данная технология предусматривает проведение гидрокислотного разрыва пластов, начиная с верхнего продуктивного пропластка к нижнему.

Схема реализации разработанной автором технологии рассмотрена на одном из поднятий данково-лебедянского горизонта Сабанчинского месторождения и представлена на *рис. 6*.

Анализ результатов расчетов, проведенных на геолого-технологической модели, показал, что применение данной технологии для геолого-физических условий данково-лебедянского горизонта Сабанчинского месторождения позволит повысить конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) до 15%.

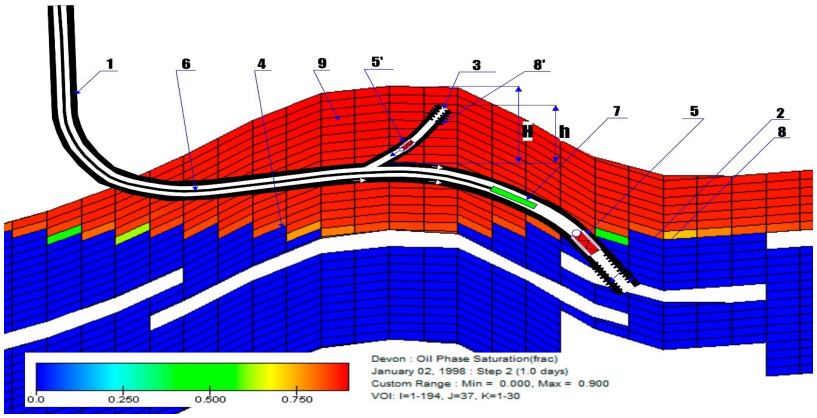
Также автором предложен способ разработки терригенных отложений пашийского горизонта Мухарметовского месторождения с применением СГО с ниспадающим забоем к подошве пласта для нагнетания вытесняющего агента и отбора продукции, позволяющий расширить охват пласта выработкой по площади и по разрезу, увеличить дебит скважины, повысить КИН и поддерживать оптимальное пластовое давление.



Условные обозначения: 1 – залежь нефти; 2 – основной ствол горизонтальной разветвленной добывающей скважины; I-IV – горизонтальные ответвления добывающей скважины; 3 – продуктивные пропластки; 4 – непроницаемые глинистые прослои; 5 - управляемый фильтр

Рис. 6 – Схематический профиль проводки РГС в разрезе залежи нефти в слоистых коллекторах данково-лебедянского горизонта Сабанчинского месторождения

Реализация данной технологии рассмотрена и смоделирована на примере залежи нефти пашийского горизонта Булатовского поднятия Мухарметовского месторождения (*рис. 7*).



Условные обозначения: 1 – основной горизонтальный ствол добывающей скважины; 2 – ниспадающий участок горизонтальной скважины; 3 – восходящий ствол горизонтальной скважины; 4 – водонефтяной контакт (ВНК); 5 - пакер со всасывающим клапаном; 5′ – пакер с нагнетательным клапаном; 6 – лифтовые трубы; 7 – насос; 8 – интервал вскрытия нисходящего участка (2); 8′ – интервал вскрытия восходящего ствола (3)

Рис. 7 - Схема реализации с бурением СГО с ниспадающим забоем к подошве пласта для нагнетания вытесняющего агента и отбора продукции

На начальном этапе бурится СГО в продуктивном пласте с ниспадающим участком к подошве пласта. Затем из неё на расстоянии 150÷500 м от ниспадающего участка проводится восходящий УГС к кровле пласта высотой $h \leq 0{,}9H$, где h – высота между УГС; H - расстояние от основного УГС до кровли пласта. В ниспадающем участке проводится вторичное вскрытие пласта ниже уровня ВНК, а в восходящем стволе – выше уровня ВНК.

Восходящий УГС оснащается пакером со всасывающим клапаном, пропускающим продукцию пласта в этот ствол. Саму СГО оснащают дополнительным пакером с подпружиненным (нагнетательным) клапаном, на участке между ниспадающим участком и восходящим УГС, пропускающим из него жидкость к вскрытию ниспадающего участка при давлении, превышающем гидростатическое давление в СГО. Отбор продукции пласта из восходящего УГС производится через всасывающий клапан пакера. По мере отбора продукции пласта, при снижении пластового давления на 30% и выше от начального, добычу насосом прекращают и начинают закачку воды по межтрубному пространству через ниспадающий участок в пласт ниже уровня ВНК для поддержания пластового давления. После достижения пластового давления близкого к начальному закачку прекращают и возобновляют добычу продукции насосом.

Результаты геолого-технологического моделирования показали, что бурение СГО с ниспадающим забоем к подошве пласта для нагнетания вытесняющего агента и отбора продукции для геолого-физических условий терригенных отложений Мухарметовского месторождения позволит: расширить охват пласта выработкой по площади и по разрезу; увеличить дебит скважины на 27%, тем самым дополнительно отобрать 8 тыс.т нефти; повысить конечный коэффициент извлечения нефти на 10% с поддержанием пластового давления близким к начальному.

Четвертая глава посвящена технологической оценке успешности бурения СГО на отложения карбонатного и терригенного девона.

Оценка технологической эффективности применения СГО на отложениях карбонатного и терригенного девона была проведена путем сопоставления начальных и текущих дебитов нефти по ВС, наклонно направленным скважинам (ННС) и СГО.

Результаты сопоставления основных технологических показателей эксплуатации СГО и ННС пробуренных на отложения карбонатного и терригенного девона показывают явное превышение (2,4÷2,7 раза) среднего текущего дебита нефти СГО относительно среднего дебита нефти ННС, что доказывает эффективность их применения в пределах рассматриваемых отложений. При этом обводненность продукции СГО по карбонатным отложениям девона ниже обводненности ННС на 30,1%, по терригенным - на 20,1%, что является важным фактором, оценивающим эффективность работы скважин.

С целью оценки эффективности применения СГО по сравнению с ННС по отложениям карбонатного и терригенного девона проведено сопоставление начальных дебитов этих скважин Ромашкинского месторождения, где пробурены и находятся в эксплуатации наибольшее количество СГО.

Результаты сопоставления удельной накопленной добычи нефти СГО и ННС введенных в 2014 г показали, что максимальные объемы накопленной добычи нефти были достигнуты по одной СГО пашийского горизонта НГДУ «Лениногорскнефть» и по трем СГО пашийского горизонта НГДУ «Альметьевнефть» с удельной накопленной добычей нефти соответственно, 20 и 8,6 тыс.т.

Что может быть связано с влиянием организованной системы ППД на работу добывающего фонда СГО, при этом в качестве нагнетательных скважин может быть использованы как горизонтальные, так и наклонно-направленные скважины.

Анализ работы участков, на которых было организовано заводнение, показывает увеличение КИН, стабилизацию дебитов скважин и пластового давления, снижение темпов обводнения добываемой продукции.

Несмотря на то, что в Республике Татарстан имеется большой опыт применения и проектирования СГО, тем не менее, возможности по совершенствованию горизонтальной технологии еще не исчерпаны.

В целом по ПАО «Татнефть» до 2020 г. ежегодно планируется пробурить в среднем по 62 СГО на карбонатные и терригенные отложения девона, в частности, 23 ГС и 16 БГС.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Для скважин с горизонтальным окончанием:

1. В результате уточнения геологического строения коллекторов карбонатного и терригенного девона месторождений РТ установлено, что на эффективность эксплуатации скважин в основном влияют: остаточное распределение нефтенасыщенности, толщины пластов-коллекторов в терригенном девоне, наличие в зоне дренирования перемежающихся с непроницаемыми перемычки нефте- и водонасыщенных прослоев, характер распространения трещиноватости и кавернозности по разрезу и по площади залежей.

2. Установлена зависимость начального дебита нефти от эффективной длины горизонтальной части ствола для скважин длиной до 200 м в отложениях терригенно-

го девона и нелинейная зависимость в отложениях карбонатного девона. Показано, что с увеличением эффективной длины горизонтальной части ствола в отложениях карбонатного девона начальный дебит нефти имеет тенденцию к росту, но при достижении длины 150 м зависимость выполаживается.

3. По результатам сопоставления фактических дебитов нефти пробуренных скважин с расчетными дебитами по различным аналитическим методикам выявлено, что наиболее приемлемым для геолого-физических условий Азнакаевской, Павловской, Зеленогорской, Восточно-Лениногорской, Алькеевской и Сармановской пл. является методика Григулецкого В.Г.

4. Выявлена зависимость дебита нефти от геолого-физических параметров по скважинам, пробуренным на отложения кыновского горизонта Алькеевской, Чишминской площадей (коэффициент детерминации 0,83) и по СГО пашийского горизонта Азнакаевской, Павловской, Зеленогорской, Восточно-Лениногорской площадей (коэффициент детерминации 0,6), по карбонатным отложениям данково-лебедянского горизонта (коэффициент детерминации 0,75).

5. Обоснована зависимость радиуса контура питания в системе разработки от расстояния между проектируемыми скважинами и ближайшими окружающими скважинами и апробирована на объектах НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Джалильнефть» для оценки расчетного начального дебита нефти.

6. Предложена технология для эффективной эксплуатации СГО при признаках ее преждевременного обводнения, заключающаяся в последовательном отключении обводненных участков. Эффективность технологии подтверждается результатами математического моделирования залежи нефти с системой ВС и СГО, по которым получено, что последовательное отключение участков УГС СГО позволяет увеличить добычу нефти (5 %) и снизить добычу жидкости (25 %).

7. Разработана технология проектирования СГО с разветвленными УГС на залежи нефти данково-лебедянского горизонта Сабанчинского месторождения, характеризующаяся слоистыми слабопроницаемыми коллекторами, разделенными непроницаемыми глинистыми прослоями и позволяющая оптимизировать систему разработки, уменьшить объемы бурения ВС.

8. Предложен способ разработки терригенных отложений пашийского горизонта Мухарметовского месторождения с применением СГО с ниспадающим забоем к подошве пласта для нагнетания вытесняющего агента и отбора продукции.

9. Положения диссертационной работы применены при составлении проектно-технической документации на разработку Ромашкинского, Сабанчинского и Мухарметовского нефтяных месторождений Татарстана.

10. Применение предложенных в диссертационной работе технологий разработки залежи нефти в карбонатных и терригенных отложениях девона позволило получить дополнительную добычу нефти 19,2 тыс. т., удельный экономический эффект составляет 130,6 млн. руб.

Основные положения диссертации отражены в следующих публикациях:

Монография:

1. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан: монография / А.Ф. Яртиев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. - Казань: изд-во «Ихлас», 2016. – 192 с: ил.

Статьи в рецензируемых научных изданиях и патенты на изобретения:

2. Рамазанов, Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р.Г.Рамазанов, З.С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. – 2009. - №4. – С.2-5.

3. Идиятуллина, З.С. Повышение эффективности выработки запасов нефти из слабопроницаемых слоистых коллекторов на месторождениях Республики Татарстан / З.С. Идиятуллина, А.И. Арзамасцев, Л.М. Миронова. - Территория «Нефтегаз». – 2012. – № 4. – С. 44-49.

4. Идиятуллина, З.С. Повышение эффективности выработки запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов с применением гидроразрыва в скважинах с горизонтальным окончанием / З.С. Идиятуллина, А.И. Арзамасцев, Е.Н.Музоваткина. // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №1. – С.78-79.

5. Идиятуллина, З.С. Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках ее преждевременного обводнения / З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов, Д.Т. Киямова // Георесурсы. – 2016. - №1. – С.14-18.

Патенты:

6. Способ разработки залежи нефти массивного типа с послойной неоднородностью: пат. 2439298. Рос. Федерация, E21B 43/16 /Хисамов Р.С., Рамазанов Р.Г., Бакиров И.М., Идиятуллина З.С., Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010129895/03; заявл 16.07.2010 г.; опубл. 10.10.12 г.- 6 с. 2 ил.

7. Способ разработки нефти в слоистых коллекторах: пат. 2431038 Рос. Федерация, E21B 43/16/ Хисамов Р.С., Рамазанов Р.Г., Миронова Л.М., Идиятуллина З.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010129897/03; заявл 16.07.2010 г.; опубл. 10.10.11 г. – 6 с.

8. Способ разработки нефтяной залежи с карбонатным колектором: пат. 2520123. Рос. Федерация, E21B 43/16, 33/12/ Хисамов Р.С., Бакиров И.М., Идиятуллина З.С., Плаксин Е.К., Рамазанов Р.Г., Салихов А.Д.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2012151762/03; заявл 03.12.2012 г.; опубл. 20.06.2014 г.- 6 с. 1 ил.

9. Способ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами: пат. 2488690 Рос. Федерация, E21B 43/20 / Хисамов Р.С., Идиятуллина З.С., Оснос В.Б., Шешдиров Р.И., Плаксин Е.К., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2012102963/03; заявл 27.01.2012 г.; опубл. 27.07.2013 г. -8 с.

Публикации в других научно-технических изданиях:

10. Рамазанов, Р.Г. Опыт заводнения залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Р.Г. Рамазанов, З.С. Идиятуллина // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО "Татнефть". – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – С. 67-80.

11. Комплексная технология разработки залежи нефти массивного типа с послойной неоднородностью / Р.С. Хисамов, Р.Г. Рамазанов, И.М. Бакиров, З.С. Идиятуллина, В.Б. Оснос, С.И. Ибатуллина, А.Д. Салихов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний "Татнефть", посвященная 60-летию ОАО "Татнефть". Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 59-67.

12. Прошлое, настоящее и будущее применения скважин сложной архитектуры при разработке нефтяных месторождений в ОАО "Татнефть" / Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Р.Г. Рамазанов, З.С. Идиятуллина // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования ОАО "Татнефть", 28 мая 2010 г. – Альметьевск, 2010. – Ч. 1. – С. 58-65.

13. Этапы становления и дальнейшие перспективы развития горизонтальных технологий в Республике Татарстан / Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Р.Г. Рамазанов, З.С. Идиятуллина // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. докл. X науч.-практ. конф., 21-23 сент. 2010 г., г. Геленджик. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – С. 30.

15. Применение горизонтальных технологий на месторождениях РТ на поздней стадии разработки (этапы развития и перпективы бурения) / З.С. Идиятуллина, И.Н.Хакимзянов // Проблемы и повышение эффективности разведки и разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – с.200-203

16. Akhmetgareev V.V., Idiyatullina Z.S. 2014. Development of Carbonate Reservoirs with Complex Trajectory Wells in Republic of Tatarstan. Paper SPE 171327. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 14–16 October 2014.

17. Повышение эффективности разработки слабопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами» / В.В. Ахметгареев, З.С. Идиятуллина // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 3-4 сент. 2014 г. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014.

18. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти на истощенных месторождениях с применением скважин с горизонтальным окончанием / З.С. Идиятуллина, В.В. Ахметгареев, Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – с. 162-165.

19. Совершенствование выработки остаточных запасов отложений терригенного девона с применением скважин с горизонтальным окончанием / А.В. Насыбуллин, М.А. Шавалиев, З.С. Идиятуллина, Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин // Нефтяная провинция. - 2015. -№2.- С.79-91.

20. Прошлое, настоящее и будущее технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, И.Н. Хакимзянов, З.С. Идиятуллина, В.Н. Петров // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»: 13-14 апр. 2016 г., г. Бугульма / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. – С. 165-170.