

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Удмуртский государственный университет»

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Кафедра «Геология нефти и газа»

ОТЧЕТ

ПО УЧЕБНОЙ ПРАКТИКЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ

Выполнил: Аль-Мансури каррар

студент группы О-21.03.01.01-22

Направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Направленность подготовки

21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Руководитель практики от кафедры ГНГ

Доцент, доцент кафедры ГНГ

С.А. Красноперова

Отчет защищен «__17__» июля _____ 2022 г.

С оценкой

подпись

Ижевск - 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	2
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	3
1.1 Геологическое строение месторождения.....	3-4
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разрез.....	4-7
1.3 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов.....	7-10
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	11-14
1.5 Запасы углеводородов.....	14-15
2 Текущее состояние разработки исследуемого месторождения	18
2.1 Проектные показатели разработки месторождения	18-25
2.2 Фонд скважин.....	25-28
2.3 Методы интенсификации и добычи нефти на данном месторождении	28-31
3 Практическая часть.....	32
3.1 Построение структурных карт.....	32
3.2 Построение графиков зависимостей коэффициента пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности и их статистических рядов.....	33
4 Заключение.....	34
5 Список использованной литературы.....	35

ВВЕДЕНИЕ

Учебная практика, технологическая, проходила на кафедре геологии нефти и газа Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева.

Срок прохождения практики: с 21.06.21г. по 10.06.21г. в соответствии с приказом №3624/01-01-05 от 18.06.21г.

Место прохождения практики – учебно-лабораторные комплексы ИНГ.

Руководителем практики является доцент кафедры ГНГ Красноперова С.А.

Цель учебной практики:

Целью практики являются закрепление теоретических знаний, полученных студентом во время аудиторных занятий и учебных практик, приобретение им общекультурных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций и приобретение им цифровых компетенций, необходимых для работы в профессиональной сфере.

Основные задачи:

1. закрепление знаний, полученных при изучении базовых дисциплин, полученных студентами в процессе теоретического изучения дисциплин учебного плана;
2. приобретение практических навыков работы с текущей нормативно-правовой документацией месторождений нефти и газа для решения отдельных задач по месту прохождения практики;
3. сбор и систематизация материалов для выполнения задания по практике;
4. приобретение навыков по анализу и обработке необходимой информации;
5. Подготовка письменного отчета о прохождении практики (отчет по практике).

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Геологическое строение месторождения

Ромашкинское нефтяное месторождение – находится в Российской Федерации, в восточной части республики Татарстана, в 70 км восточнее от г. Альметьевск и западнее на 20 км от г. Бугульма. Месторождение является крупнейшим в России Волгоуральской провинции. Открыто в 1948 в Бугульминском районе ТАССР. Основные тектонические показатели Ромашкинского нефтяного месторождения отнесены к СокскоШешминскому валу. Ромашкинское нефтяное месторождение тектонически приурочено к крупному платформенного типа асимметричному поднятию широтного простираения и расположено в сводовой части Южного купола Татарского свода.

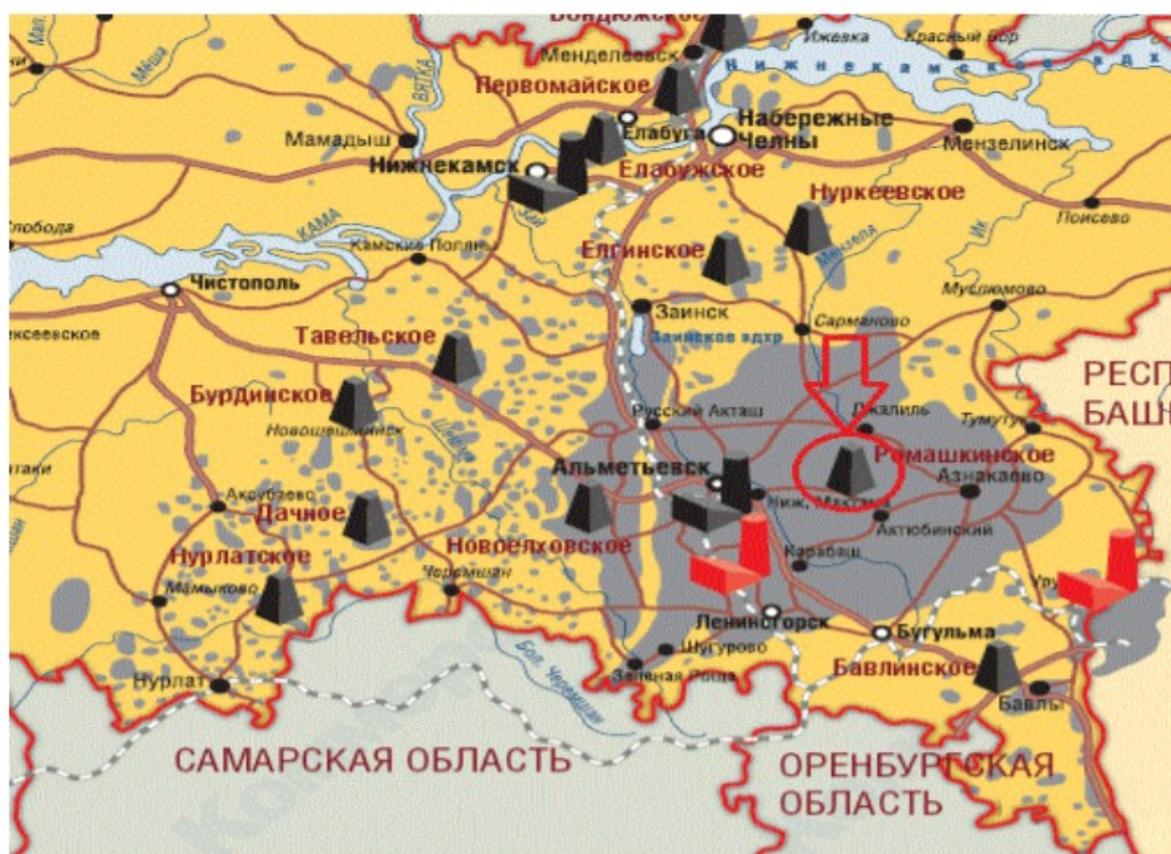


Рисунок 1-Географическое месторождение Ромашкинского месторождения

На основании этих данных было открыто месторождение Шугуровское, и накоплен уникальный материал, который доказывает особенности рельефной структуры. Докембрийский кристаллический фундамент характеризуется наличием подъёма от Шугурова в направлении северо-востока к населённому пункту Ромашкино (Тимяшево) в Новописьмянского района. Открытие крупнейших залежей в кыновско - пашийских коллекторах терригенной толщи девона в пределах вершины Южно-Татарского свода (ЮТС) на уникальном 6 Ромашкинском месторождении значительно снизило интерес геологов к отложениям среднего девона. Месторождение в Ромашкино на сегодня остаётся главным месторождением Татарстана. Внедренная новая система разработки нефтяных месторождений в 1962 г. с применением внутриконтурного заводнения, осуществилась на крупнейшем в СССР Ромашкинском нефтяном месторождении". большой группе специалистов "Татнефти" и учёных ВНИИнефти была присуждена Ленинская премия. В истории освоения татарстанских недр большую роль сыграло Ромашкинское месторождение. В условиях, когда споры о нефтеносности подземных недр Волго-Уральского региона продолжали будоражить научные круги, последнее слово оставалось все же за геологами и буровиками. Открытие все новых и новых нефтяных слоев позволяло науке выдвигать все более смелые гипотезы о промышленных запасах нефти в этом регионе. Развертывание и расширение нефтеразведочных работ и строительство Шугуровского нефтепромысла стали отправными точками для создания в Татарии новой нефтяной базы страны — «Второго Баку». Историческую значимость возникновения нового мощного центра нефтедобычи и нефтепереработки невозможно переоценить. Это было событием поистине мирового масштаба. Между тем открытия следовали одно за другим. В мае 1944 года буровая бригада Я.М. Буянцева скважиной вскрыла промышленную нефтеносность верей-намюрских отложений. Первоначально скважина давала до сорока тонн нефти в сутки, а затем начала эксплуатироваться самоизливом, давая до десяти тонн нефти в сутки. Открытие второго продуктивного горизонта в

нижнем карбоне имело значение не только само по себе, но и служило доказательством, что геологи и поисковики находятся на верном пути. Скважины дали уникальный материал, обобщив который, удалось доказать, что рельеф докембрийского кристаллического фундамента имеет подъем от Шугурова в северо-восточном направлении к деревне Тимяшево. И именно в этом направлении необходимо продолжать поиск более продуктивных нефтяных пластов. Открытия нефтяников из соседних республик и областей очерчивали область наиболее перспективного поиска, центр которого находился в Альметьевском регионе. Несомненно, что нефтеразведчики находились в шаге от новых открытий. В это время было принято несколько правительственных постановлений, сыгравших определяющую роль в развертывании строительства новых нефтепромыслов. Уже в марте 1944 года СНК СССР принял постановление о развитии разведочных работ и подготовке к строительству нефтяного промысла на Шугуровском месторождении. В этом документе перед нефтяниками были поставлены большие задачи по наращиванию буровых работ и открытию новых перспективных месторождений нефти для промышленного освоения. В частности, уже в 1944 году требовалось пробурить семь глубоких разведочных скважин общим метражом 4750 метров и довести количество работающих 7 станков в бурении на Шугуровском месторождении до четырех. Большая часть работы по освоению этого месторождения легла на Татарию. Из республиканского фонда были выделены строительные материалы, мобилизовано пятьсот рабочих из числа местных сельских жителей, а для перевозки оборудования и строительных материалов — сто подвод с возчиками. Особые надежды были связаны с бурением скважин близ деревни Ромашкино (Тимяшево) Новописьмянского района. Именно здесь в результате бурения скважины, которое вела бригада молодого бурового мастера С.Ф. Кузьмина из Шугуровской нефтеразведки (начальник А.В. Лукин), было открыто Ромашкинское месторождение нефти в продуктивной толще девона. 25 июля 1948

года при испытании скважины получен фонтан: более ста двадцати тонн безводной нефти в сутки! Впоследствии оказалось, что это не только самое крупное месторождение нефти в Татарстане, но и одно из крупнейших в мире.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разрез

Сводный стратиграфический разрез Ромашкинского месторождения составлен секторами отдела поисковой и разведочной геологии ТатНИПНефть на основе классического литолого-стратиграфического разреза.

Геологический разрез изучаемого участка сложен девонскими, каменноугольными, пермскими и четвертичными отложениями с общей мощностью около 2000 метров. Из них 75% приходится на карбонатные и 25% - на терригенные породы.

Наиболее древними образованиями являются гранитогнейсовые породы кристаллического фундамента, над разрушенной поверхностью которого лежат отложения среднего девона.

Четвертичные отложения 0-10м.

Аллювиальные и глинисто-песчанистые породы. Мощность 10м.

Пермская система.

Казанский ярус 10-130м.

Песчаники и глины с прослоями плотных известняков. Мощность 120м.

Уфимский ярус 130-250м.

Песчаники, глины, аргиллиты. Мощность 120м.

Аргинский ярус 250-370м.

Кавернозные известняки с включением гипса; мергели и глины.
Мощность 120м

Средний карбон

Мячковский горизонт 450-610м

Доломиты, известняки с включением гипса, ангидрида, глины.
Мощность 120м

Подольский горизонт 610-695м

Доломиты, известняки с прослоями глинисто-алевролитового
материала. Мощность 85м

Каширский горизонт 695-765м

Органогенно-обломочные, известняки и доломиты с прослоями
аргиллитов. Мощность 70м

Верейский горизонт 765-805м

Органогенно-обломочные, известняки и доломиты с прослоями
аргиллитов. Мощность 40м

Башкирский ярус 805-855м

Известняки с примазками глин и остатками брахиопод. Мощность
50м

Нижний карбон

Намюрский ярус 855-905м

Органогенные известняки с хорошо развитыми стилолитовыми швами и доломиты. Мощность 50м

Серпуховско-Окский надгоризонт 905-1125м

Известняки, доломиты с включениями гипса и ангидрида, и прослоями известняков. Мощность 210м

Яснополянский надгоризонт 1125-1165м

Песчаники, известняки, аргиллиты с прослоями углистых сланцев. Отмечены нефтепроявления. Мощность 40м

Турнейский ярус 1165-1200м

Органогенно-обломочные известняки с включением углисто-глинистого материала. пористые разности известняков насыщены нефтью. Мощность 35м

Заволжский слой 1200-1260м.

Органогенно-обломочные известняки прослоями окремнелые и стилолизированные. Отмечены нефтепроявления. Мощность 60м

Фаменский ярус 1260-1460м

Глинистые известняки, прослоями доломитизированные. В доломитах отмечается пятнами битумю Мощность 230м

Верхнефранский подъярус.

Евлано-Ливенский+воронежский 1490-1610м

Переслаивание битуминозно-глинистых известняков в различной степени доломитизированных, доломитов, мергелей. Мощность 120м

Бурагский горизонт 1610-1655м

Тонкозернистые известняки, глинисто-битуминозные, доломитизированные. Мощность 45м

Нижнефранский подъярус.

Доманиковский горизонт 1655-1700м

Известняки перекристаллизованные, иногда битуминозные.
Мощность 45м

Саргаевский горизонт 1700-1725м

Известняки глинисто-битуминозные с прослоями мергелей и
горючих сланцев. Мощность 25м

Кыновский горизонт 1725-1751м

Аргиллиты листовато-слоистые с прослоями сильно глинистых
алевролитов и карбонатных пород. Мощность 25м

Пашийский горизонт 1750-1785м

Переслаивание песчаников и алевролитов в различной степени
глинистых с аргиллитами. Мощность 35м

Средний девон

Живетский ярус 1785-1795

Аргеллиты и алевролиты глинистые, сидеритизированные, с
прослоями мелкозернистых песчаников и песчанистых
алевролитов, участками нефтесодержащих. Вскрытая мощность
15м

1.3 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Ромашкинское месторождение является типичным многопластовым месторождением платформенного типа с доказанной нефтеносностью и битуминосностью в широком диапазоне разреза осадочной толщи от живетских до казанских отложений. Нефтеносность разреза осадочной толщи была установлена в 22 горизонтах девона и карбона, из которых промышленные притоки получены из 18 горизонтов. Однако их промышленная значимость весьма различна. Основным объектом

эксплуатации являются залежи нефти терригенного девона (пашийский и кыновский горизонты). Коллекторы пашийского (пласт Д₁) и тиманского (пласт Д₀) горизонтов образуют самую крупную многопластовую залежь сводового типа с площадью нефтености 4255 км² как следует из приложения В. Залежи турнейских отложений связаны с отдельными куполами и являются массивными. Наряду с пластовыми сводовыми распространены и литологические залежи. Все залежи объединены в 12 укрупненных залежей. В среднекаменноугольных отложениях наиболее крупная залежь (1,5х20 км) открыта в юго-западной части месторождения.

Из локально нефтеносных к наиболее значимым могут быть отнесены терригенные отложения живетского яруса и карбонатные породы семилукского, петинского горизонтов франского яруса, елецкого горизонта, заволжского надгоризонта фаменского яруса, а также упинского, малевского и алексинского горизонтов нижнего карбона.

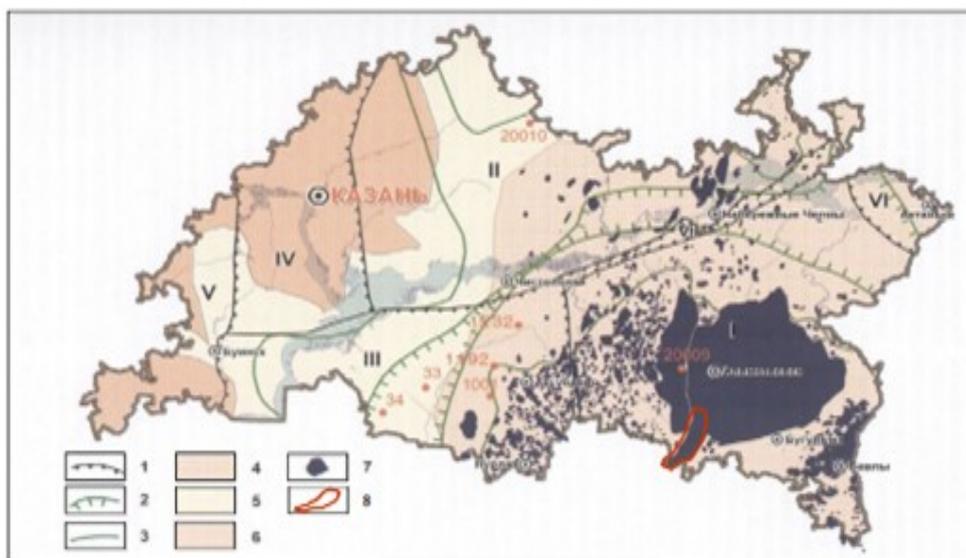
На долю терригенного девона приходится 83,5% разведанных запасов. Следующим по промышленной значимости являются терригенные отложения нижнего карбона, содержащие 9,6% разведанных запасов месторождения. В карбонатных отложениях девона и карбона содержится 5,9% разведанных запасов месторождения. Основное промышленное значение здесь имеют залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верей-башкирские отложения среднего карбона, к которым приурочено 5,4% разведанных запасов. Остальные горизонты ввиду локальной нефтености и небольших размеров представляют меньший промышленный интерес. Всего на месторождении выявлена 421 залежь, из которых 41 в терригенных отложениях девона, 162 в терригенных отложениях карбона, 87 в карбонатных пластах верхнетурнейского подъяруса, 3 в среднем карбоне и 128 в других горизонтах.

На месторождении, как и в целом в пределах восточной части Татарстана с учетом характера нефтености и степени

выдержанности коллекторов продуктивных отложений по разрезу и простиранию, изолированности их друг от друга выделяется семь нефтегазоносных и битумосодержащих комплексов: 1 - терригенной толщи девона; 2 - карбонатного девона и карбонатно-терригенного нижнего карбона; 3 - карбонатного нижнего и карбонатно-терригенного среднего карбона; 4 - карбонатного среднего и верхнего карбона, карбонатного нижней перми; 5 - терригенного уфимской толщи; 6-7 - терригенно-карбонатных толщ верхнеказанского подъяруса. На территории Ромашкинского многопластового месторождения основными нефтесодержащими комплексами являются нижние, а битумоносными - верхние комплексы.

Отложения пашийского горизонта (D_I) и пласта D_0 кыновского горизонта, из которых были получены наиболее значительные промышленные притоки нефти, слагают самую крупную залежь в разрезе осадочной толщи Ромашкинского месторождения. Это многопластовая сводового типа залежь, структурно приуроченная к обширному пологому поднятию с наиболее приподнятыми участками в районе Миннибаевской и Абдрахмановской площадей и имеющая ряд самостоятельных структур, разделенных незначительными по амплитуде понижениями. Средняя отметка водо-нефтяного контакта (ВНК) составляет по месторождению минус 1490м. От присводовых участков во все стороны наблюдается пологое погружение слоев к крыльям в основном с незначительными углами падения до отметок минус 1490 - минус 1500м. В центральной части месторождения нефтеносными являются все пласты горизонта D_I , но к периферии их количество уменьшается, как и этаж нефтеносности горизонта как следует из приложения Г.

Отложения пласта D_0 в основном нефтеносны в северо-западной и северной частях месторождения, а на остальной территории пласт представлен неколлектором. В целом рассмотренные отложения могут рассматриваться как части единой пашийско-кыновской залежи.



В нефтенасыщенной части залежей отмечается преобладание высокопроницаемых коллекторов I группы с усредненной пористостью 14,2%, проницаемостью - 0,063 мкм², остаточной водонасыщенностью - 26,4%. В целом, в верхнетурнейских пластах Ромашкинского месторождения доля коллекторов высоко- и среднепроницаемых составляет 73%. Слабопроницаемые коллекторы (III группа) составляют 10% объема пластов; нефть в этих породах на данном этапе разработки не извлекается. Неколлекторы составляют 16,8%.

В объем высокоамплитудных залежей Ромашкинского месторождения входят отложения не только кизеловского горизонта, но и черепетского горизонта. Черепетские отложения представлены теми же структурно-генетическими разностями, что и кизеловские, но за счет некоторого уменьшения размеров породосоставляющих элементов, более обильного цемента в сгустково-детритовых разностях, коллекторские свойства их ниже. Коллекторские свойства отложений определялись как по керновым данным, так и по результатам геофизических исследований скважин. Проницаемость, определенная по керну, составила в среднем 0,030 мкм². Результаты определения пористости и проницаемости по достаточно представительной информации как по керну, так и по геофизике можно считать достаточно сопоставимыми. Средняя пористость составляет около 12,0% (может достигать и 20,0%), а нефтенасыщенность - около 72,0%

(может достигать 90,0%). При подсчете запасов, на основе детального изучения различного вида зависимостей, были приняты следующие нижние кондиционные пределы параметров для пород-коллекторов: по пористости - 9,8%, по проницаемости - 0,0015 мкм² и по нефтенасыщенности-54,0%.

При изучении характеристик неоднородности отложений установлено, что доля коллекторов составляет в среднем около 50%, а о достаточно высокой степени неоднородности отложений по разрезу свидетельствует величина коэффициента расчлененности, которая может достигать по отдельным залежам 2-3 и более.

Промышленные скопления нефти в терригенных отложениях нижнего карбона приурочены к отложениям радаевского, бобриковского и нижней части тульского горизонтов. Наиболее распространены залежи в песчаниках радаевско-бобриковского и нижней части тульского горизонта. Всего выявлено около 100 залежей, которые имеют различные размеры и этажи нефтеносности. Они контролируются отдельными локальными поднятиями или группой структур. Прерывистое строение и неоднородность пластов-коллекторов, обусловленные изменением литологофациального состава отложений, наряду со структурными факторами, обуславливают весьма сложную конфигурацию залежей в плане при наличии участков замещения в самых различных частях локальной структуры. Поэтому наряду с пластово-сводовыми залежами широко распространены и литологически осложненные залежи.

Многочисленные залежи (более 80) месторождения в настоящее время объединены в 37 укрупненных по принадлежности к территориям НГДУ как следует из приложения Е. Залежи характеризуются широким диапазоном по размерам (по длине от 2 до 35 км, по ширине от 1 до 21 км) и по высоте (от 3 до 47 м).

карбонатность отложений верхнепашийского подгоризонта по сравнению с нижнепашийскими.

Одной из важных особенностей геологического строения Ромашкинского месторождения, как и подобных ему крупных нефтяных месторождений платформенного типа, является наличие обширных по площади и содержанию значительных запасов водонефтяных зон (ВНЗ), которые большей частью приурочены к нижним пластам горизонта Д₁. Пологое залегание коллекторов, значительная послойная и зональная неоднородность являются, с одной стороны, причиной чередования в пределах ВНЗ участков развития пластов нефтеносных (бесконтактная зона) и с подошвенной водой (контактная зона), а с другой - того, что запасы, содержащиеся в этих коллекторах, взаимосвязаны. Эти факторы учитывались в процессе разработки для повышения эффективности выработки запасов по зонам различной степени насыщенности.

Параметры пластовых нефтей пашийского горизонта изменяются в следующих пределах: плотность нефти от 787,0 до 818,0 кг/м³, среднее значение - 803,0 кг/м³; вязкость нефти от 2,7 до 6,5 мПа.с, среднее - 4,5 мПа.с; объемный коэффициент при диффразгазировании - от 1,1020 до 1,1840, среднее - 1,1549; газовый фактор - 50,1 м³/т; давление насыщения - 9,0 МПа.

Средние величины параметров нефти по отложениям турнейского яруса по различным залежам составляют: давление насыщения - 4,1 МПа, газовый фактор - 5,9 м³/т, плотность пластовой нефти 879,0 кг/м³, вязкость - 32,6 мПа.с. Нефти турнейского яруса относятся к группе высокосернистых и парафиновых нефтей. Плотность поверхностной нефти равна 904,0 кг/м³. Содержание серы в нефти изменяется от 1,2 до 4,8% (в среднем 3,2%), асфальтенов от 2,1 до 10,4% (в среднем 3,4%), парафинов - от 2,3 до 14,0% (в среднем 3,0% весовых). При разгонке нефти получены следующие фракции: до 100 °С - 4,1%, до 200 °С - 12,9% и до 300 °С - 29,0% объемных.

Таблица 3-Параметры пластовой нефти

№ п/п	Площади	Толщины, м	Коллекторские свойства	Показатели неоднородности
общая	нефтенасыщенная	Кп, д.ед.	Кпр, мкм ²	Кн, д.ед.
1	Абдрахмановская	40,8	16,6	0,203
2	Ю-Ромашкинская	44,3	14	0,197
3	З-Лениногорская	42,5	8,2	0,194
4	Зай-Каратайская	46,3	8,8	0,196
5	Куакбашская	40,2	6,1	0,195
6	Миннибаевская	37,8	16,5	0,201
7	Альметьевская	35,7	10,8	0,193
8	С-Альметьевская	34,3	10,8	0,197
9	Березовская	38,7	5,3	0,2

1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть – это смесь углеводородов зависимости от состава смеси, одни находятся углеводороды при н.у. в газообразном состоянии, другие в жидком или в твердом содержащий серу, кислород, азот и т.д. Нефть и газ относятся к горючим полезным ископаемым. Изучение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей и попутных газов проводилось в институте "ТатНИПИнефть" и в лабораториях НГДУ "Лениногорскнефть". Пластовые нефти исследовались на установках УИПН-2М и АСМ-30; газ, выделенный из нефти при разгазировании, анализировался на аппаратах ХЛ-3, ХЛ-4, ЛХМ-8МД. Поверхностные нефти исследовались по существующим ГОСТам [5]. Нефть продуктивного горизонта относится к группе малосернистых. Результаты исследований и компонентный состав газа при дифференциальном разгазировании приведены ниже. Свойства пластовой нефти: • давление насыщения газом, МПа 4,8-9,3; • газосодержание, % 52,2-66,2; • суммарный газовый фактор, 50,0; • плотность, кг/м³ 768,0-818,0; • вязкость, мПа·с 2,4-10,4; • объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании 1,128- 1,196; • плотность дегазированной нефти, кг/м³ 795,0-879,0. Компонентный состав газа: • азот + редкие; • гелий, % 10,36; • метан, % 39,64; • этан, % 22,28; • пропан, % 18,93; • изобутан, % 1,74; • н. бутан, % 4,36; • н. пентан, % 0,65; • пексан, % 0,46; • сероводород, % 0,02; • углекислый газ, % 0,89; • плотность газа, кг/м³ 1,2398. Пластовые воды по своему химическому составу рассолы хлор – кальциевого типа с общей минерализацией 252 – 280 г / л, в среднем 270 г /л. в ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 168г / л) и натрия (70,8 г / л). Плотность воды в среднем 1,186 г/см³ , вязкость 1,9 мПа·с. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. Газонасыщенность подземных вод 0,248 – 0,368 м³ /

мЗ , снижается по мере удаления от нефтяных залежей. В составе растворенного в воде газа преобладает метан .

1.5 Запасы углеводородов

Западно-Лениногорская площадь была выделена в самостоятельный объект разработки, где был сделан подсчет запасов только для ЗападноЛениногорской площади. Данным проектом был предусмотрен максимальный уровень добычи нефти 3,4 млн. т. с сохранением его в течение 6-7 лет. Фактически же максимальный уровень добычи был достигнут в 1971г. и составил 3,89 млн. т. Принятый вариант разработки предусматривал ряд мероприятий по дальнейшей разработке площади: бурение скважин, очаговое заводнение, уменьшение забойного давления до 90 атмосфер, увеличение давления нагнетания для верхних пластов до 18-20 МПа, увеличение резервных скважин до 100. Размер доказанных резервов и извлекаемых запасов равен трём млрд тонн. Песчаники, содержащие нефть, представлены девоном и карбоном, которые вскрываются глубокими скважинами. Глубина разрабатываемых залежей не превышает 1,8 км. Стартовый суточный объём скважин составляет до 200 тонн. Рабочие размеры — 65x75 км. Бобриковский горизонт, имеющий терригенные толщи, обуславливает промышленную нефтеносность месторождения. Выявлено порядка 200 нефтяных залежей. Высота основной залежи — 50 метров. Коллекторами являются кварцевые песчаники, имеющие суммарную мощность не более 50 метров. Средние показатели нефти насыщенной мощности составляют почти 15 метров. Залежи отличаются водонапорным и упругим водонапорным режимами. Основной тип залежей эксплуатируется при помощи поддержания пластового давления, посредством внутриконтурного и законтурного заводнения с использованием механизированного способа. Климат района резко континентальный. Суровая, холодная зима с сильными буранами и жаркое лето. Преобладающее направление ветров - ЮгоЗападное. Самым холодным месяцем является

январь, имеющий среднюю 11 месячную температуру -13,7 – 14,4 С°. Наиболее теплым месяцем является июль 18 – 19 С°. Абсолютный минимум температуры достигает в некоторые годы до -49 С°. Максимальная летняя – 38 С°. Наибольшее количество осадков выпадает в июне (до 60 мм). Минимальное в феврале (до 17 мм). Грозовая деятельность от 40 до 60 мин. в год. Основным объектом разработки являются запасы нефти, приуроченные к терригенным коллекторам пашийского горизонта Д1, которые представлены двумя группами: высокопродуктивные с проницаемостью более 0,100 мкм² и малопродуктивные с вариацией проницаемости 0,30 – 0,100 мкм². В свою очередь в рамках первой группы выделены коллекторы с объемной глинистостью менее и более 2%. Таким образом объект разработки Д1 представляется совокупностью трех типов пород – коллекторов с различной фильтрационной характеристикой, которые имеют прерывистый характер строения, выражающийся в смене одного типа коллекторов другим, а также и полным их замещением неколлекторами[7]. По состоянию на 1.01.02г. из продуктивных пластов горизонта ЗападноЛениногорской площади отобрано 73,599 млн. т. нефти или 89,7% начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,498. Попутно с нефтью отобрано 156,8 млн. т. воды. Средняя обводненность добываемой продукции за период разработки составила 68,9%. Водонефтяной фактор – 1,76. В 2002г. с площади отобрано 420 тыс. т. нефти. Темп отбора нефти составил 0,6% начальных и 3,48 от текущих извлекаемых запасов. Попутно с нефтью отобрано 3046 тыс. т. воды. Обводненность добываемой продукции равна 86,8%. Фонд действующих добывающих скважин составил 364, из которых 14 скважин бездействующие.

2 Текущее состояние разработки исследуемого месторождения

2.1 Проектные показатели разработки месторождения

Основной девонский объект (горизонты Д1, Д0) Ромашкинского месторождения разделен рядами нагнетательных скважин на отдельные площади самостоятельной разработки.

В первую очередь в разработку вводили наиболее продуктивные центральные площади Ромашкинского месторождения: Миннибаевская, Абдрахмановская, Южно-Ромашкинская и Павловская. В несколько этапов разбуривали и площади, прилегающие к центральным: Альметьевская, Северо-Альметьевская, Восточно-Сулеевская, Алькеевская, Зеленогорская и Зай-Каратайская.

Скважины на Ромашкинском месторождении на начальном этапе размещали преимущественно по неравномерной сетке 600х400 и 800х650 м. Равномерная квадратная сетка скважин применена только на Сармановской, Карамалинской, Холмовской (600х600 м) и Березовской (720х720 м), равномерная треугольная сетка скважин на Куакбашской (650х650 м) площадях. На Куакбашской и части Холмовской площади внедрена избирательная система заводнения продуктивных пластов, а на Сармановской - линейная. На всех остальных площадях применяется комбинированная система заводнения - линейная на непрерывные базисные пласты и очаговая - на прерывистые коллекторы.

На терригенные отложения девона пробурено 19527 скважин (77,7% проектного фонда), из них 13991 добывающих, 4498 нагнетательных и 1038 скважин других категорий. В настоящее время выбыло из эксплуатации 6868 скважин (35,2% фонда), из которых 2638 - из-за нерентабельности в новых рыночных условиях и 967 ожидают работ по увеличению дебита нефти или водоизоляционных работ, 3263 ликвидированы или ожидают ликвидации.

С начала разработки по горизонтам Д1-Д0 добыто 90,0% начальных извлекаемых запасов, текущая нефтеотдача достигла 47,4%. Отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован

закачкой воды на 108,8%. Средневзвешенное пластовое давление составляет 16,2 МПа.

Максимальный уровень добычи нефти 81,5 млн. т на месторождении был достигнут в 1970 г. Добыча нефти на уровне 80 млн. т удерживалась в течение 6 лет. С 1975 г. при отборе 53,9% начальных извлекаемых запасов (НИЗ) добыча нефти по месторождению начала снижаться и в 1994 г. составила 13,0 млн. т (0,6% НИЗ и 5,7% ТИЗ)

С 1975 г. месторождение вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся ростом темпов обводнения (в среднем в 3 раза), сокращением (в 5-10 раз) эксплуатационного фонда, снижением в 1,5-2,0 раза эффективности геолого-технических мероприятий и неуклонным падением уровня добычи нефти. Последнее, кроме всего прочего, объясняется и ухудшением структуры запасов.

Отбор жидкости по месторождению увеличивался ежегодно до 1985 г. Затем объединение «Татнефть» резко изменило техническую политику в сторону снижения отбора попутной воды.

На поздней стадии разработки основной целью регулирования является уменьшение отбора попутной воды при одновременном увеличении текущих отборов нефти и нефтеотдачи. В результате отбор попутной воды уменьшен на 180 млн. т в год.

Соответственно уменьшилась закачка воды, улучшились технико-экономические показатели разработки.

Давление на устье нагнетательных скважин на отдельных площадях составляет 10,0-4,9 МПа, на забое добывающих скважин - 7,2-11,2 МПа. Средний дебит нефти снизился с максимального значения 63,0 до 4,6 т/сут, жидкости с 63,6 до 35,3 т/сут.

Максимальный отбор жидкости в 1985 г. составил 18,4 млн. т, закачка - 17,1 млн. м³, а в 1994 г. соответственно 7,0 млн. т и 6,0 млн. м³. Отбор попутной воды составил 38,7% достигнутого уровня. Обводненность в течение последних 10 лет

стабилизировалась на уровне 70%, водонефтяной фактор составил всего 1,6.

Средний дебит нефти снизился с максимума, 21,9, до 4,2 т/сут, жидкости от 34,5 до 14,7 т/сут. Давления на устье нагнетательных скважин составляют 5,6-11,7 МПа, на забое добывающих 4,7-8,2 МПа.

Объединение «Татнефть» по Ромашкинскому месторождению провело большую работу по оптимизации плотности и размещения сеток скважин. Опыт оптимизации плотности сетки скважин на Ромашкинском месторождении является уникальным и его обобщение имеет громадное теоретическое и практическое значение. На примере Ромашкинского месторождения было доказано существенное влияние плотности сетки скважин на производительность, технико-экономические показатели разработки и нефтеотдачу неоднородных расчлененных объектов, сформулированы принципы начального и конечного уплотнения сетки скважин.

Практика разработки месторождения убедительно свидетельствует о том, что при уплотнении сетки за счет бурения дополнительных скважин и соответствующего изменения системы заводнения можно увеличить добычу нефти пропорционально числу скважин и улучшить экономические показатели разработки.

Проведенная оценка ожидаемой нефтеотдачи при практическом внедрении проектных решений Генеральных схем разработки месторождения показало, что при реализации первой Генеральной схемы разработки месторождения с бурением 9400 скважин конечная нефтеотдача составила бы всего 38%. Вторая Генеральная схема предусматривала бурение 12000 скважин. Однако и при этом нефтеотдача составила бы всего 42%. При реализации третьей Генеральной схемы с бурением более 19000 скважин конечная нефтеотдача должна составить 49%. Таким образом, необходима дальнейшая оптимизация сетки скважин для достижения проектной нефтеотдачи пластов, равной 53%. С этой

целью по каждой площади рассчитаны технико-экономические показатели четырех вариантов разработки (по годам на весь срок), отличающихся друг от друга конечной плотностью сетки скважин.

Один из вариантов представляет собой продолжение осуществляемой на сегодня системы разработки. В другом варианте плотность сетки соответствует уточненным проектам разработки отдельных площадей, составленным за последние 10 лет. Остальные два варианта разработки по плотности сетки отличаются от последнего в ту или иную сторону. Расчеты технологических показателей разработки по площадям проведены с использованием методики ТатНИПИнефти.

Максимальный экономический эффект по площадям достигнут при плотности сетки 12,0-28,2 га/скв, причем более плотные сетки оптимальны для площадей, характеризующихся высокой геологической неоднородностью коллекторов. Так, для объектов с коэффициентом расчлененности более трех, оптимальная плотность сетки находится в интервале 12,0-18,4 га/скв (среднее значение 14,5 га/скв), а для менее расчлененных объектов 17,5 -28, 2 га/скв (среднее значение 22,5 га/скв).

Начиная с 60-х годов на месторождении ведется бурение дополнительных скважин сверх основного фонда (оптимизация плотности сетки) в целях достижения запроектированной нефтеотдачи эксплуатационного объекта (79,5% дополнительного фонда), а также интенсификации процесса разработки горизонта для поддержания достигнутого и обеспечения запланированного уровня добычи нефти или снижения темпа его падения.

Наибольшее число скважин из дополнительного фонда пробурено в целях выработки запасов линз, полулинз и тупиковых зон, а также малопродуктивных коллекторов, и значительно меньшая доля приходится на скважины для выработки водонефтяных зон. На таких площадях, как Абдрахмановская, Западно-Лениногорская, Зай-Каратайская., Миннибаевская, Альметьевская, Восточно-Лениногорская, расчлененность эксплуатационного объекта которых выше трех, более половины пробуренного фонда

составляют дополнительные скважины, и на них приходится значительная часть добычи нефти за весь прошедший период разработки. В результате бурения дополнительных скважин активные извлекаемые запасы нефти месторождения увеличились до 95% начальных.

По состоянию на 1.01.1995 г. на месторождении (без учета дублеров) пробурено 18847 скважин, в том числе 8961 скважина сверх основного фонда, что составляет 46,6%, из них около половины пробурено на разукрупнение эксплуатационного объекта и примерно столько же на оптимизацию плотности сетки скважин. Если средний дебит нефти одной добывающей скважины за 1994 г. по месторождению составил 4,6 т/сут, жидкости - 35,3 т/сут, то по дополнительным скважинам он соответственно равен 3,9 и 31,9 т/сут. Средний дебит скважин дополнительного фонда по площадям на рассматриваемую дату изменяется по нефти от 0,2 до 33,0 т/сут, по жидкости от 1,0 до 255,1 т/сут. С начала бурения скважин дополнительного фонда добыто свыше 337 млн. т нефти, 812 млн. т жидкости, водонефтяной фактор достиг 1,41.

По состоянию на 01.01.1995 г. в период поздней стадии пробурено и введено в эксплуатацию около 5800 добывающих скважин, по которым отобрано 145 млн. т нефти и 480 млн. т жидкости. Водонефтяной фактор 2,3, средняя обводненность добытой жидкости 70,2%. В среднем на одну пробуренную скважину добыто 25 тыс. т нефти и 58 тыс. т воды.

Основное назначение скважин, пробуренных в поздней стадии - повышение нефтеотдачи пластов путем вовлечения в активную разработку запасов нефти песчаных линз, водонефтяных зон, пластов с низкой проницаемостью.

В настоящее время Ромашкинское месторождение находится в завершающей стадии разработки. По месторождению достигнут сравнительно высокий коэффициент нефтеотдачи - 0,47 - при обводненности 87%. Из пробуренного фонда выбыло 35% скважин, часть которых в дальнейшем при проведении ГТМ может быть

введена в повторную эксплуатацию. На одну отработанную скважину добыто 133 тыс. т нефти. Оставшиеся в работе скважины уже добыли 159 тыс. т/скв. Для достижения проектной нефтеотдачи по ним нужно еще отобрать 25 тыс. т/скв. Это многовато, но, учитывая необходимый для достижения проектной нефтеотдачи фонд, эта величина существенно снижается. Поэтому достижение проектной нефтеотдачи не вызывает сомнений. .

По Ромашкинскому месторождению доля трудно извлекаемых запасов нефти по сравнению с первоначальной увеличилась с 30 до 80%, в том числе в слабопроницаемых пластах -- с 7 до 29, ВИЗ -- с 18 до 38, песчаных линзах -- с 5 до 13%.

Ухудшение структуры запасов нефти происходит в течение всего периода разработки месторождения. Однако в начальной стадии, до отбора 50-60% НИЗ оно оказывает менее заметное влияние на динамику добычи нефти, так как основной отбор обеспечивается за счет активных запасов. На поздней стадии разработки (после отбора 2/3 запасов нефти), несмотря на проведение большого объема мероприятий, структура запасов оказывает отрицательное влияние на динамику добычи. При этом чем больше доля трудно извлекаемых запасов нефти, тем при меньшем проценте суммарной добычи НИЗ наступает снижение темпов отбора текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Такая же закономерность наблюдается между величиной темпов отбора и выработкой запасов: чем выше темп отбора, тем при меньшей выработке начинается его снижение. Первая из отмеченных закономерностей более существенна, так как величина темпа отбора при прочих равных условиях в значительной мере зависит от продуктивности объекта .

2.2 Фонд скважин

Характеристика фондов скважин, текущих дебитов и обводненности По состоянию на 1.01.10 г. по залежам 301-303 пробурено 679 скважин, в том числе переведены с других

горизонтов (Д1 и С1вв) 154 скважины. В отчётном году пробурено и введено в эксплуатацию 6 нефтяных скважин. Добыча по новым скважинам составила 5,4 тысячи т нефти. Средний дебит одной новой скважины - 5,6 т/сут по нефти, 7,9 т/сут по жидкости, обводнённость 29,3%. С бобриковского горизонта нижнего карбона (С1вв) на нефть переведены 3 скважины: 13, 136, 161. В отчетном году по скважинам верей - башкир - серпуховских отложений добыто 352 тыс. тонн нефти. С начала разработки добыто 4547 тыс. тонн, что составляет 15,5% от НИЗ и 3,4% от НБЗ нефти по залежам 302-303. Средний дебит по нефти составил на конец года 2,1 т/сут, по жидкости 7,1 т/сут.

Характеристика пробуренного и возвращённого фонда скважин приведена в табл. 7.

Таблица 7. Характеристика фонда скважин

Расшифровка фонда	1.01.2009	1.01.2010
1. Действующий фонд в том числе: а) фонтан б) ЭЦН в) СКН	508 0 484	24518 0 28 490
2. Бездействующий фонд	51	38
3. В ожидании освоения	0	0
Расшифровка фонда	1.01.2009	1.01.2010
4. Эксплуатационный фонд	559	556
5. Нагнетательный фонд в том числе: а) нагнет. действующ б) нагн. бездейств в) ожид. освоения	28 27 0 1	29 28 0 1
6. Контрольные в том числе: а) наблюдательные б) пьезометрические	37 5 32	49 5 44
7. В консервации	22	20
8. Ожидающие ликвидации	0	1
9. Ликвидированные	25	25
10. Переведены с др. горизонтов (С1вв и Д1)	151	154
11. Всего скважин на данном объекте	670	679

Активация Wi
154
Чтобы активирова
"Параметры".

Анализ выработки пластов По состоянию на 1.01.10 г. из продуктивных пластов залежей 302, 303 отобрано 4,547 млн. т. нефти или 15,5% начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,24. Попутно с нефтью отобрано 12,3 млн. м³ воды. Средняя обводненность добываемой продукции за период разработки составила 73%. В 2009 г. с площади отобрано 352 тыс. т нефти. Темп отбора нефти составил 1,19% начальных и 1,34% от ТИЗ. Попутно с нефтью отобрано 2322 тыс. м³ воды. Обводненность добываемой продукции равна 86,8%. Фонд действующих добывающих скважин составил 518. Среднесуточный дебит одной скважины по нефти равен 1,88 т/сут, по жидкости 14,24 т/сут. Среднее пластовое давление в зоне отбора и забойное давление добывающих скважин составляет 7,2 и 5,7 МПа. В продуктивные пласты закачано с начала разработки 18238 млн. м³ воды, компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 105,9%. Фонд нагнетательных скважин на 1.01.10 г. равен 29. Динамика основных показателей разработки Динамика основных показателей разработки залежей 302-303 приведены в табл. 8. Таблица 8. Состояние разработки залежей 302, 303

Год Показатели

Год	QN, тыс. т	QЖ, тыс. т	В, %	Рпл, атм	Рзаб, атм	Темп отбора НИЗ, %	отТемп отбора ТИЗ, %	отОтобрано НИЗ, %	отОтобрано от НБЗ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2000	76,3	254,6	70	70,3	57,1	0,26	0,28	7,2	1,6
2001	199,1	306,6	67,7	70,8	56,7	0,34	0,36	7,6	1,65
2002	139,3	479,5	70,9	71,3	56,9	0,47	0,52	8	1,75
2003	182,0	603,7	69,8	70,1	56,3	0,62	0,51	8,55	1,86
2004	233,8	773,5	69,7	72,4	58,8	0,79	0,87	9,5	
2005	303,6	1125,3	73	70,6	58,7	1,03	1,13	10,5	2,3
2006	342,9	1881,6	81,8	71,8	57,3	1,16	1,27	11,6	2,5
2007	371,1	2416,8	84,6	71,8	57,3	1,26	1,42	12,9	2,8
2008	411,8	2783,3	85,2	71,6	56,6	1,40	1,6	14,3	3,1
2009	352,0	2674,0	86,8	71,4	56,8	1,19	1,34	15,5	3,4

Активация \
Чтобы активиро
"Параметры".

на рис. 2.1-Динамика добычи нефти и жидкости показана

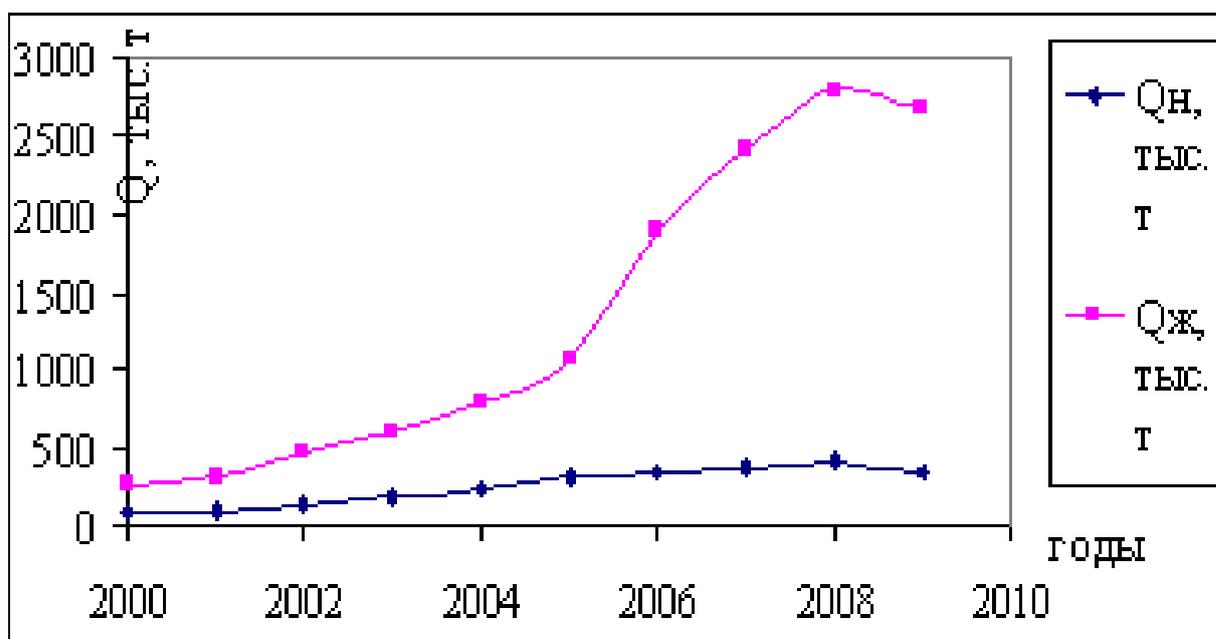


Рис. 2.1. Динамика добычи нефти и жидкости

Динамика среднегодовой обводненности добываемой продукции, темпа отбора от НИЗ, темпа отбора от ТИЗ приведены на рис. 2.2

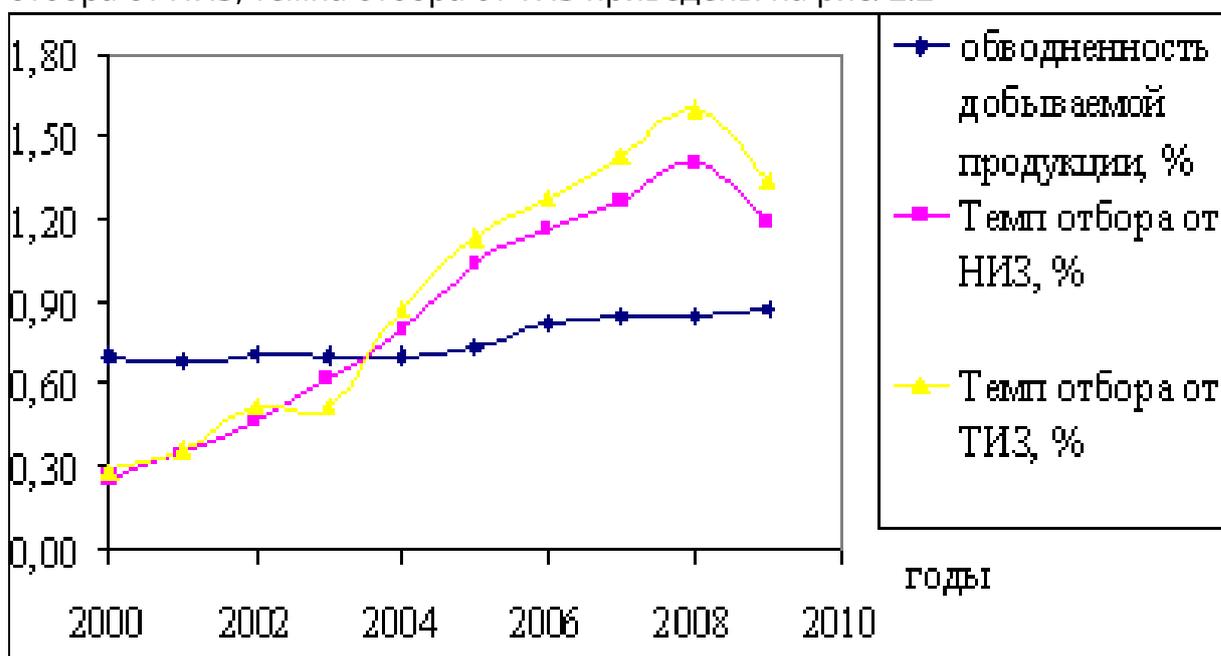


Рис. 2.2. Динамика среднегодовой обводненности добываемой продукции, темпа отбора от НИЗ,

темпа отбора от ТИЗ Динамика изменения накопленной добычи нефти, % от НИЗ и % от НБЗ показаны на рис. 2.3.

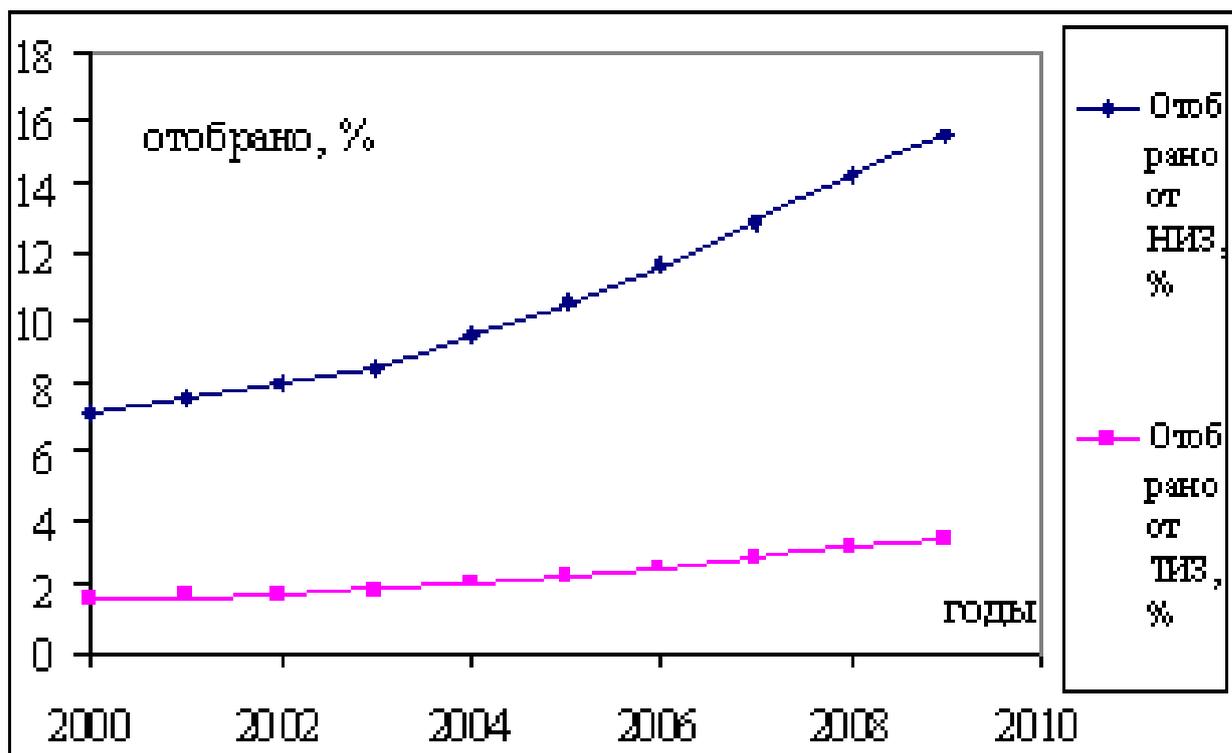


Рис. 2.3. Динамика изменения накопленной добычи нефти, % от НИЗ и % от НБЗ

2.3 Методы интенсификации и добычи нефти на данном месторождении

На Ромашкинском месторождении в достаточно большом объеме применяют прогрессивные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Они подразделяются на две группы: гидродинамические и третичные. В первую группу входят нестационарное заводнение, с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, форсированный отбор жидкости, ввод недренируемых запасов. Причем, преобладающее значение имеют гидродинамические методы.

Нестационарное заводнение нашло широкое применение на месторождении. По состоянию на 1.01.1995 г. под циклическим

воздействием находилось 80,3% скважин нагнетательного фонда. Объем закачки в эти скважины в 1994 г. составил 73,0% общей закачки по объекту. За счет циклической закачки воды с переменной направленности фильтрационных потоков жидкости в пласте в 1994 г. дополнительно добыто 1,8 млн. т нефти, ограничена добыча попутной воды на 8,7 млн. т и одновременно на 47,0 млн.м³ ограничена непроизводительная и малоэффективная закачка воды. Эта технология внедрялась с целью регулировать закачку воды и отбор жидкости по отдельным блокам самостоятельной разработки.

Всего за время применения нестационарного заводнения на месторождении дополнительно добыто 18,1 млн. т нефти. Одновременно снижен отбор попутной воды на 57 млн. т и ограничена непроизводительная и малоэффективная закачка воды на 213 млн. м³.

На форсированном режиме в настоящее время работают 398 девонских и 26 бобриковских скважин, а всего на этом режиме перебивала 1591 скважина. По действующим скважинам отбор жидкости увеличен в 1,56 раз при практически неизменной или даже несколько (в 2 раза) уменьшенной обводненности нефти. За счет форсированного отбора ежегодно добывают около 430 тыс. т нефти, а всего с начала применения метода добыто 7,7 млн. т нефти. Причины сравнительно небольшого объема внедрения форсированного отбора жидкости связаны с отсутствием геолого-физических критериев подбора скважин и участков для эффективного форсирования, а также увеличением энергетических затрат на добычу высокообводненной продукции в условиях рыночной экономики при отсутствии налоговых льгот на истощение недр и одинаковом налогообложении высокопродуктивных малообводненных объектов и истощенных, высокообводненных пластов. Также этому способствует нерешенность целого ряда технических проблем, связанных с реализацией отборов больших объемов попутной воды и увеличением экологической нагрузки на регион.

Ввод недренируемых запасов. Ввиду сложности геологического строения и применения на начальном этапе освоения месторождения неоптимальных систем разработки, объем недренируемых запасов здесь оказался весьма большим (37% НИЗ). Благодаря непрерывному совершенствованию применяемых систем разработки (бурению дополнительных скважин, оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сетки скважин, совершенствованию систем заводнения, оптимизации давления нагнетания и на забое добывающих скважин) на месторождении было введено в разработку более 650 млн.т недренируемых запасов, за счет чего уже добыто 294 млн.т нефти, в т. ч. 5 млн.т в 1994 г., что составляет 38,5% общей добычи по горизонту Д1.

За счет широкого применения гидродинамических МУН, контроля и регулирования процессов разработки на месторождении ежегодно добывается около 40% всей нефти. Опыт разработки показывает, что возможности гидродинамических МУН далеко еще не исчерпаны. В последние годы применению их способствует развитие техники и технологии.

Широкие возможности имеет применение гидравлического разрыва пласта (ГРП). За последние годы на Ромашкинском месторождении проведено 103 ГРП (увеличение дебита в 2,5 раза).

На месторождении проведены работы по улучшению первичного вскрытия пластов в процессе бурения, которые показали возможность увеличения дебита скважин в 2-3 раза. Проводятся широкие работы по вторичному вскрытию пластов бесперфораторным способом или с применением сверлящих перфораторов ПС-112. Последний метод особенно эффективен для вскрытия частично промытых или пластов с подошвенной водой при небольшой нефтенасыщенной толщине (до 2-3 м). Если при вскрытии таких пластов куммулятивным способом обычно получают воду либо незначительный приток нефти с большим содержанием воды, то применение ПС-112 дает возможность

получать притоки нефти от 3 до 10-20 т/сут с небольшой (единицы процента) долей воды.

Широкое применение указанных методов позволяет существенно повысить эффективность применения гидродинамических МУН.

Совершенно новые возможности открываются при внедрении систем разработки с применением горизонтального бурения. Всего в объединении "Татнефть" пробурено 63 горизонтальных скважины. В среднем их дебиты оказались в 5 раз выше обычных скважин.

На месторождении достаточно широко применяют третичные МУН, которыми охвачено около 300 млн. т запасов, дополнительно добыта 12,4 млн. т нефти. Максимальная добыча в 1988-1989 гг. составила 1,0 млн. т, в 1994 г. добыто 0,64 млн. т. Работы проведены на 1867 участках с 4052 скважинами. Здесь применялось 25 МУН (78 технологий). Наибольший объем добычи нефти приходится на закачку серной кислоты (АСК) и ПАВ (86%). Меньше объемы добычи получены за счет закачки тринатрийфосфата (ТНФ), сернокислого глинозема (СКГ), водорастворимых полимеров, полимерно-дисперсных систем (ПДС), эфиров целлюлозы (ЭЦ).

Опыт применения третичных МУН показал, что на поздней стадии разработки для вытеснения нефти из заводненных пластов целесообразно применять ПДС, ЭЦ, полимеры, силикатные гели и микробиологические методы. Причем здесь на одну тонну закачанного реагента получено 200-1200 т нефти. Новые МУН необходимо применять в комплексе с совершенствованием заводнения и оптимизацией сетки скважин.

В области технологии разработки:

- показаны основные недостатки методов заводнения для эксплуатации неоднородных расчлененных объектов, разбуренных единой сеткой скважин и на основе этого уточнены принципы рациональной разработки месторождений, обеспечивающие полноту охвата пластов заводнением, улучшение условий

дренирования запасов, опережающую выработку базисных пластов;

- обоснованы пути совершенствования систем разработки высокопродуктивных залежей маловязких нефтей, приуроченных к сложно построенным терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающие достижение высокой (до 50-60%) нефтеотдачи;

- показаны особенности поздней стадии разработки месторождения и рекомендованы пути обеспечения наиболее полной отработки охваченных заводнением активных запасов нефти, научно обоснованы системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;

- решена проблема эффективной (с достижением нефтеотдачи до 40-45%) системы разработки залежей нефти повышенной вязкости (до 60 мПа*с) в терригенных коллекторах путем применения системы избирательного заводнения с закачкой воды в водоносные "окна" внутри пласта, применения физико-химических МУН, внедрения нестационарного заводнения (НЗ), оптимизации давления нагнетания и плотности сетки скважин;

- научно обоснована эффективная система разработки залежей высоковязкой нефти (более 60 мПа*с) в достаточно проницаемых терригенных коллекторах и обоснованы критерии применения методов заводнения для залежей высоковязких нефтей в карбонатных пластах;

- доказано существенное влияние плотности сетки скважин на производительность; технико-экономические показатели (ТЭП) разработки и нефтеотдачу неоднородных расчлененных объектов, сформулированы принципы рациональности начального и конечного уплотнения сетки скважин, уточнены понятия резервного фонда обоснованы методы их определения, обоснован принцип и определены условия эффективности применения двустадийного разбуривания, создана методика

рационального разбуривания залежей, приуроченных к сильно неоднородным пластам;

- разработана методика разбуривания зонально неоднородных пластов, позволившая сократить количество бурящихся непродуктивных скважин с 8-30 до 1-3%;

- предложены новые методы контроля и классификации методов регулирования процессов разработки, обоснованы и внедрены различные модификации НЗ с переменной направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, уточнено понятие форсированного отбора жидкости, доказана высокая эффективность ввода в разработку недренируемых запасов, показаны пути существенного снижения добычи попутной воды и закачки воды на поздней стадии, обоснована большая роль водоизоляционных работ для регулирования выработки пластов неоднородного объекта;

- уточнена классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, позволяющие существенно расширить диапазон применения методов заводнения и наиболее эффективных МУН;

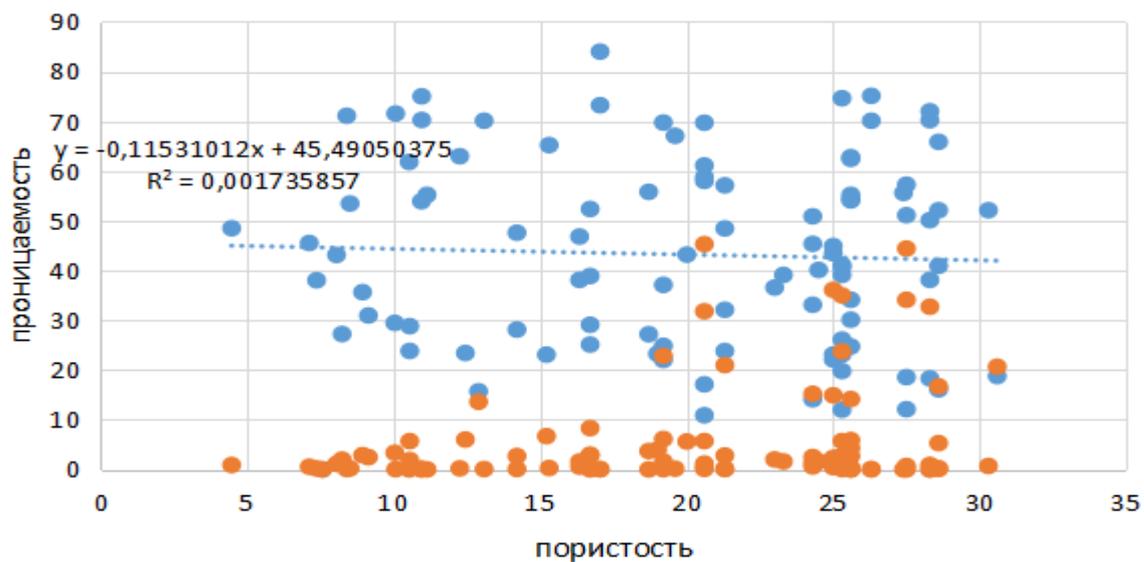
- доказана высокая эффективность гидродинамических МУН, которые согласно проведенным исследованиям могут увеличить нефтеотдачу на 8-10%, проведена переоценка приоритетности применения третичных МУН.

3 Практическая часть

3.1 Построение структурных карт

3.2 Построение графиков зависимостей коэффициента пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности и их статистических рядов

Типичные формы связи
проницаемость - пористость



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Имеются несколько причин, из-за которых предпочтительно бурить горизонтальные скважины, а не вертикальные. Наиболее важной причиной является увеличение прибыльности инвестиционных капиталовложений. Горизонтальные скважины используются для добычи нефти или газа, которые не являются остаточными запасами и не требуют применения сложных технических методов, и, в основном, залегают в геологически сложных и трудных для разработки коллекторах, таких как естественные разломы или тонкие пласты. Следует избегать бурения в водных слоях, находящихся ниже или выше нефтяных слоев, а также избегать перфорирования в зонах, контактирующих с водой или газом, из-за возможности образования конусов воды или газа. Горизонтальное бурение распространено в формациях, содержащих сравнительно тонкие слои нефти по сравнению с нижележащими слоями. Применение горизонтальных скважин увеличивает площадь дренирования скважины и боковую поверхность ствола скважины. Увеличение площади дренирования скважины повышает накопленную добычу нефти. Горизонтальные скважины распространены в формациях, содержащих тяжелые нефти.

Список литературы

1. Борхович С.Ю. Методические указания к выполнению ВКР для студентов очной и заочной форм обучения. Ижевск: Изд-во Удмуртский университет 2016г 125с.
2. Гавур В.Е. Геология и разработка крупных месторождений России. – М., Издательство Недр, 1996г. 339 с.: ил.
3. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. – М.: Недр, 1991г.- 384. С
4. Мазепа Б.А Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования. - М. Издательство Недр, 1966г. 184. с.: ил.
5. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием. Нефтяное хозяйство – 1997г. - №9. страницы 62 – 69.
6. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Исследование скважины и разработка превентивных методов борьбы с парафином. Ученые записки Казанского государственного университета. Физика. – Казань, Издательство КГУ, 1957г. 367с.
7. Оленев Л.М., Миронов Т.П. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образований АСПО. – М., ВНИИОЭНГ, 1994г. 33с.
8. Проект пробной эксплуатации Ромашкинского месторождения. - ТатНИП Нефть, 1987г.
9. Дополнительная записка к проекту пробной эксплуатации Алькеевской площади Ромашкинского месторождения (ТатНИИ НП, 1990г.).
10. Борхович С.Ю., Волков А.Я. Методические рекомендации и рабочая программа по дисциплине «Основы экономической деятельности предприятия», 2006.

