

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ**

Н.Х.Эрматов

**ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ,
ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
ПЛАСТОВОГО ТИПА**

Карши-2020

УДК 658

ББК: 65.290-227

М - 38

Н.Х.Эрматов. Исследование геолого-физических и технологических факторов, определяющих эффективность заводнения нефтяных залежей пластового типа. Монография. -К.: «Ворис-нашриёт» 2020, 155 стр.

В монографии книге рассмотрена характеристика геологического строения объектов исследования. Приведены основные характеристики залежей и нефти, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, Исследована распределения промышленных запасов нефти по продуктивным отложениям Ферганской нефтегазоносной области

Разработаны методы обоснования принципиальных положений заводнения продуктивных пластов и повышение темпа и степени извлечения нефти из залежей пластового типа месторождений Ферганской нефтегазоносной области

Исследована зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости и эффективности объединения пластов в единый объект разработки.

Оценена эффективности заводнения залежей пластового типа. Исследована эффективность объединения пластов в единый объект разработки

Изучена оптимальный время начала заводнения, зависимость коэффициента извлечения нефти от полноты промывки пласта и степень влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти.

Монография рассчитана на инженерно-технических работников и научных сотрудников нефтегазового комплекса, а также студентов ВУЗов.

Ответственный редактор:

Хаитов О.Г.

кандидат геолого-минералогических наук, доцент ТашГТУ.

Рецензенты:

Закиров А.А., доктор технических наук, профессор ТашГТУ

Асадова Х.Б., кандидат технических наук, старший научный сотрудник АО «УзНИПИнефтегаз»

Монография рекомендована к изданию решением Совета Каршинского инженерно-экономического института.

Введение

В мире, основной проблемой нефтедобывающих стран, является увеличение степени извлечения остаточных геологических запасов разрабатываемых месторождений, т.к. их объемы значительно превышают прогнозные запасы всех перспективных на нефть регионов планеты Земля. В настоящее время основным методом достижения высоких темпов отбора и увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов, является заводнение. В связи с этим, повышение эффективности разработки нефтяных месторождений в осложняющихся горно-геологических условиях, во многом будет зависеть от дальнейшего совершенствования метода заводнения, несмотря на многолетний опыт его применения.

В этом направлении, совершенствование методологических основ заводнения продуктивных пластов с осложненными геолого-физическими условиями, содержащие основные геологические запасы остаточной нефти, имеет важное значение для достижения высоких темпов отбора нефти и более полного извлечения запасов из недр.

На сегодняшний день в Узбекистане проводятся работы по увеличению темпов отбора и повышению степени извлечения остаточных запасов нефти из недр на «разрабатываемых месторождениях углеводородов, путем внедрения новых технологий интенсификации и повышения компонентоотдачи пластов»¹. В стратегии по дальнейшему развитию Республики Узбекистан определена необходимость широкого внедрения в производство энергосберегающих технологий, повышения производительности труда в отраслях экономики, а также продолжения политики стимулирования производства для поднятия на новый технологический уровень деятельности отраслей промышленности. Исходя из этого, совершенствование методологических основ разработки месторождений с заводнением, достижение более высоких величин темпа отбора и степени извлечения нефти из недр имеет важное значение.

Научные исследования, направленные на совершенствование методологических основ поддержания пластового давления путем применения различных видов заводнения, осуществляются в ведущих научных центрах и высших научно-образовательных учреждениях мира, в том числе: Всероссийском научно-исследовательском институте нефти (Россия), American Petroleum Institute (API, США), Oil Gas Scientific Research

¹ Указ Президента Республики Узбекистан ПФ-4947 от 7 февраля 2017 года «О стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан»

Project Institute (США), Petroleum Engineering and Project Development JFP School (Франция), Азербайджанском институте нефти и газа, Уфимском нефтяном институте (Россия), АО «ТатНИПИнефть» (Россия), Российском государственном университете нефти и газа, АО «УзЛИТИнефтьгаз», а также Ташкентском государственном техническом университете и Каршинском инженерно-экономическом институте (Узбекистан).

В результате проводимых в мире исследований по совершенствованию методов заводнения, проведенных в научных центрах мира², получен ряд научных результатов, в том числе: разработаны критерии для выбора вида заводнения в зависимости от геолого-физических условий залежей нефти (Всероссийский научно-исследовательский институт нефти, Россия), предложены классификации видов заводнения на основе схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин и интенсивности процесса (АО «ТатНИПИнефть», Россия), созданы модели осуществления процесса в поздних стадиях разработки залежей нефти (Oil Gas Scientific Research Project Institute (США), разработаны алгоритмы для проведения вычислительных экспериментов и по прогнозированию технологических параметров процесса заводнения (Petroleum Engineering and Project Development JFP School, Франция), проведены экспериментальные исследования по оценке влияния реологических свойств нефти на эффективность процесса заводнения (Уфимский институт нефти, Россия), созданы технологические решения по оптимальному размещению добывающих и нагнетательных скважин, в том числе с различной траекторией проводки стволов (American Petroleum Institute, США).

В мире, для развития методологических основ заводнения нефтяных пластов, проводятся исследования по ряду приоритетных направлений, в том числе: моделированию переноса веществ в нефтяном пласте и загрязнению нефтяной залежи в процессе заводнения; оптимизации параметров закачки и отбора на объектах с трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами; изучению процесса фильтрации при разработке нефтяных месторождений системой нагнетательных и добывающих скважин с горизонтальными стволами; по оценке эффективности метода в различных геолого-физических условиях залежей и созданию комбинированных систем заводнения с целью максимального извлечения геологических запасов нефти.

Изучению различных вопросов заводнения нефтяных пластов посвящены работы Афанасьева В.А., Базиева В.Ф., Баренблатт Г.И., Bass

² Обзор зарубежных научных исследований выполнен на основе www.api.org, www.gupkin.ru, www.vniigaz.gazprom.ru, www.seb.com, www.gazprom.ru, www.runeft.ru, www.vesti-gas.ru, www.spe.org, www.oil-industry.net, www.kpfu.ru

D.M, Гавура А.В., Grawford P.B., Горбунова А.Т., Дияшева Р.Н., Doscher T.M., Ентова В.М., Забродина Д.Б., Закирова С.Н., Ивановой М.М., Колганова В.И., Крылова А.П., Кундина С.А., Kute J.B., Лысенко В.Д., Сабитова Д.К., Stenelift R.J., Stephan S.C., Сургучева М.Л., Хисамова Р.С., Harding T.G., Horne R.H., Faraug-Ali S.M., Fetter C.W., Floen D.H., Шеметилло В.Г., Фомина С.А., Чугунова В.А. и др.

Изучению этого вопроса по месторождениям Узбекистана посвящены работы Азимова П.К., Назарова С.Н., Ирматова Э.К., Агзамова А.Х., Назарова У.С., Хужаёрова Б.Х., Махмудова Н.Н., Закирова А.А., Акрамова Б.Ш., Сидикходжаева Р.К., Назарова А.У. и др.

Современное состояние развития науки и технологий предопределяет необходимость совершенствования проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, направленная на применение различных видов заводнения продуктивных пластов, в целях повышения темпов отбора и степени извлечения запасов нефти из недр.

Требуют своего развития принципиальные положения заводнения, связанные с временем начала процесса, темпами отбора жидкости и закачки воды, пределом отключения скважин, коэффициентом извлечения нефти, охватывающий решение этих положений, исходя из типа и особенностей геологического строения залежей нефти.

Такой подход позволяет более обосновано прогнозировать технологические показатели разработки нефтяных месторождений при применении различных видов заводнения продуктивных пластов, производить оперативный контроль за отбором жидкости и закачки воды, оптимизировать схему размещения и плотности сетки скважин, совместно с установлением оптимальных технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Решение этих принципиальных положений заводнения позволит повысить эффективность процесса, темпов отбора и степени извлечения нефти, при снижении объемов добычи воды.

Монография рассчитана на инженерно-технических работников и научных сотрудников нефтегазового комплекса, а также студентов ВУЗов.

ГЛАВА I. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ФЕРГАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

1.1. Характеристика геологического строения объектов исследования

К настоящему времени на территории Узбекистана известно пять нефтегазоносных регионов с доказанной продуктивностью Устюртский, Бухаро-Хивинский, Юго-Западно-Гиссарский, Сурхандарьинский и Ферганский. Кроме того, выделены два потенциально нефтегазоносных региона - Хорезмский и средне-Сырдарьинский. Также определенные перспективы связываются с Зарафшанской впадиной и Центрально-Кызылкумским сводом [2].

За весь период геологоразведочных работ по состоянию на 01.08.2019 год в Республике Узбекистан открыто 270 месторождений углеводородного сырья. По типу флюида они делятся на газовые – 10 месторождений; газоконденсатные – 130; нефтяные – 53; нефтегазовые – 25 и нефтегазоконденсатные – 52. По нефтегазоносным регионам они распределяются следующим образом: в Устюртском регионе – 23 месторождения; в Бухаро-Хивинском регионе – 183; в Юго-Западно-Гиссарском регионе – 18; в Сурхандарьинском регионе – 14 и в Ферганском регионе – 32 [2].

В настоящее время, практически все месторождения Ферганской нефтегазоносной области (ФНГО), введенные в разработку в 50-60-х годах прошлого столетия находятся в завершающей стадии разработки.

Основными особенностями современного состояния нефтедобычи в Ферганской нефтегазоносной области являются:

- вступление большинства месторождений в завершающую стадию разработки;
- наличие небольших нефтяных залежей с низкими величинами достигнутого коэффициента извлечения нефти;
- перспективы открытия новых месторождений, в основном, глубоко погруженной части впадины;
- рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти в разрабатываемых месторождениях;
- низкая эффективность разработки глубокопогруженных залежей нефти.

Определенный интерес, в этой связи, представляет эффективность реализованных систем разработки нефтяных залежей, который нашел в свое

время должное отражение в работах А.Х.Агзамова, П.К.Азимова, Г.А.Алиджанова, Э.К.Ирматова, С.Н.Назарова, У.С.Назарова, А.А.Закирова, В.Н.Сипачева, А.Г.Посевича, Н.Н.Махмудова и других исследователей [43, 65, 66, 69, 85, 93].

Однако, с момента появления последней публикации, посвященной этому вопросу, появилось немало новых данных, результаты обобщения которых излагаются ниже.

В связи с тем, что геологическому строению месторождений ФНГО посвящено много исследований, ниже, кратко приводятся основные отличительные особенности в соответствии с работами [32, 42, 44, 108].

В строении месторождений Ферганской нефтегазоносной области принимают участие кайнозойские (неоген, палеоген), мезозойские (мел, юра) и палеозойские отложения. Общая мощность осадочного покрова в прибортовой части впадины составляет от 500 до 3000 м. Рассмотрим разрез осадочного покрова на примере геологического строения месторождения Андижан.

В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Ферганской впадины: муянская, ляканская, кызылпиляльская, калачинская, устричная, яловачская, пестроцветная, чангырташская.

Палеогеновые образования также представлены всеми слоями: бухарскими, алайскими, туркестанскими, риштан-исфара-ханабадскими, сумсарскими.

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, в присводовой части складки они частично размывы.

Верхний мел. Свита гознау. Отложения этой свиты, представлены гипсом белым, с прослоями глин красных загипсованных. Общая толщина осадков свиты гознау равна 60 м.

Палеоген. Бухарский ярус. Нижняя часть осадков бухарского яруса сложена глинами зелеными и красными с прослоями мергелей и известняков.

В верхней части отложений этого яруса залегает известняк светло-серого цвета, местами плотный, загипсованный. Указанный известняк назван VIII пластом. Толщина его равна 20 м. Толщина отложений бухарского яруса равна 65 м.

Сузакский ярус. Осадки сузакского яруса представлены чередованием глин красных, красно-бурых и зеленых, с прослоями известняков, песчаников и гипсов. Толщина отложений сузакского яруса составляет 65 м.

Алайский ярус. Нижняя часть отложений алайского яруса сложена глиной зеленой, плотной с прослоями песчаника и гипса. Толщина глин равна 30 м. Верхняя часть осадков алайского яруса представлена известняком

серым, плотным, местами доломитизированным. По местной номенклатуре известняк назван VII пластом. Толщина VII пласта равна 42 м. Общая толщина отложений алайского яруса составляет 72 м.

Туркестанский ярус. Осадки туркестанского яруса представлены чередованием глин, известняков и ангидритов, в следующем порядке снизу-вверх:

1. Глина зеленая, известковистая с мергелистыми прослоями.
2. Ангидрит светло-серый, плотный по местной номенклатуре, названный VI пластом. Толщина VI пласта равна 18 м.
3. Глина зеленая. Толщина её - 6 м.
4. Известняк серый песчанистый, местами доломитизированный. По местной номенклатуре он назван V пластом. Толщина его равна 14 м.
5. Глина зеленая плотная, известковистая. Толщина составляет 21 м. Общая толщина осадков туркестанского яруса равна 81 м.

Риштанский, исфаринский, ханабадский ярусы. Отложения всех трех ярусов представлены толщей зеленых глин, с редкими и небольшими по толще прослоями мергелей светло-серых. В подошве отложений риштанского яруса залегает так называемый IV пласт, представленный чередованием известняков, песчаников и глин зеленых. Толщина IV пласта равна 14 м. Общая толщина указанных трех ярусов составляет 116 м.

Сумсарский ярус. Нижняя часть отложений сумсарского яруса сложена глиной малиновой, плотной, жирной, слабо известковистой. Толщина глин – 55 м. Средняя часть осадков сумсарского яруса представлена песчаником кварцевым бурого цвета, с прослоями глины малиновой, песчанистой. Этот песчаник назван III пластом. Толщина III пласта, в среднем, по площади равна 26 м.

Верхняя часть, как и нижняя, сложена глиной малиновой, сильно песчанистой. Толщина указанной глины равна 15 м.

Общая толщина отложений сумсарского яруса составляет 96 м.

Неоген. Массажетский ярус. Отложения массажетского яруса представлены континентальными образованиями. Осадки массажетского яруса делятся на две свиты: кирпично-красную и бледно-розовую.

Кирпично-красная свита. Отложения кирпично-красной свиты сложены глинами кирпично-красными, плотными, песчанистыми, известковистыми с линзообразными включениями гипса. В верхней части встречаются прослои песчаников кирпично-красных, сильно загипсованных. Толщина осадков кирпично-красной свиты равна 190 м.

Бледно-розовая свита. Осадки бледно-розовой свиты представлены песчаниками бледно-розовыми и светло-бурыми, крупнозернистыми,

плотными, иногда рыхлыми, чередующимся с глинами бледно-розовыми, сильно песчанистыми. Толщина отложений указанной свиты составляет 105 м.

Бактрийский ярус. Светло-бурая свита. В нижней части залегает пласт мелко-галечного конгломерата. В верхней части конгломераты серые и буровато-серые, с небольшими прослоями песчаников серых, крупнозернистых и светло-бурых глин. Галька конгломерата плохо отсортирована, имеет среднюю окатанность и состоит из изверженных пород. Цемент конгломерата глинистый, местами загипсованный. Общая толщина отложений бактрийского яруса составляет 460 м.

Современные отложения. Современные отложения распространены в оврагах и на равнинных пониженных участках площади. Указанные отложения представлены лессовидными суглинками и глинистыми песками аллювиального происхождения. Толщина современных осадков колеблется от 1 до 10 м.

1.2. Основные характеристики залежей и нефти

Как указано выше, в строении Ферганской области участвуют неогеновые, палеогеновые, мезозойские (мел, юра) и палеозойские отложения. Общая толщина осадочного покрова в центральных частях впадины составляет более $10,0-12,0 \cdot 10^3$ м, в прибортовой - $2,5-4,0 \cdot 10^3$ м и более [28].

Согласно исследованиям А.М.Акрамходжаева и М.С.Сайдалиевой [14], в нижнем и среднем палеозое, на месте современной впадины и окружающих ее хребтов, происходило весьма интенсивное осадконакопление (мощность соответствующих осадков достигает 10 км). При этом мощности осадков увеличиваются от центра впадины к ее периферии. В этом же направлении карбонатные отложения замещаются терригенно-обломочными.

Нефтеносность месторождений представляют в отложениях палеогена (продуктивные горизонты VIII, VII, VI, V, IV, III) и неогена (песчаники кирпично-красной и бледно-розовой свиты и горизонт I) (рис.1.1). Промышленно нефтегазоносными являются горизонты VII, VI, V, IV, III палеогеновых отложений, песчаники кирпично-красной и бледно-розовой свит, I горизонт неогеновых отложений.

Характерной особенностью распределения залежей углеводородов в Ферганской впадине является значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения неогена и палеогена практически только нефтеносны,

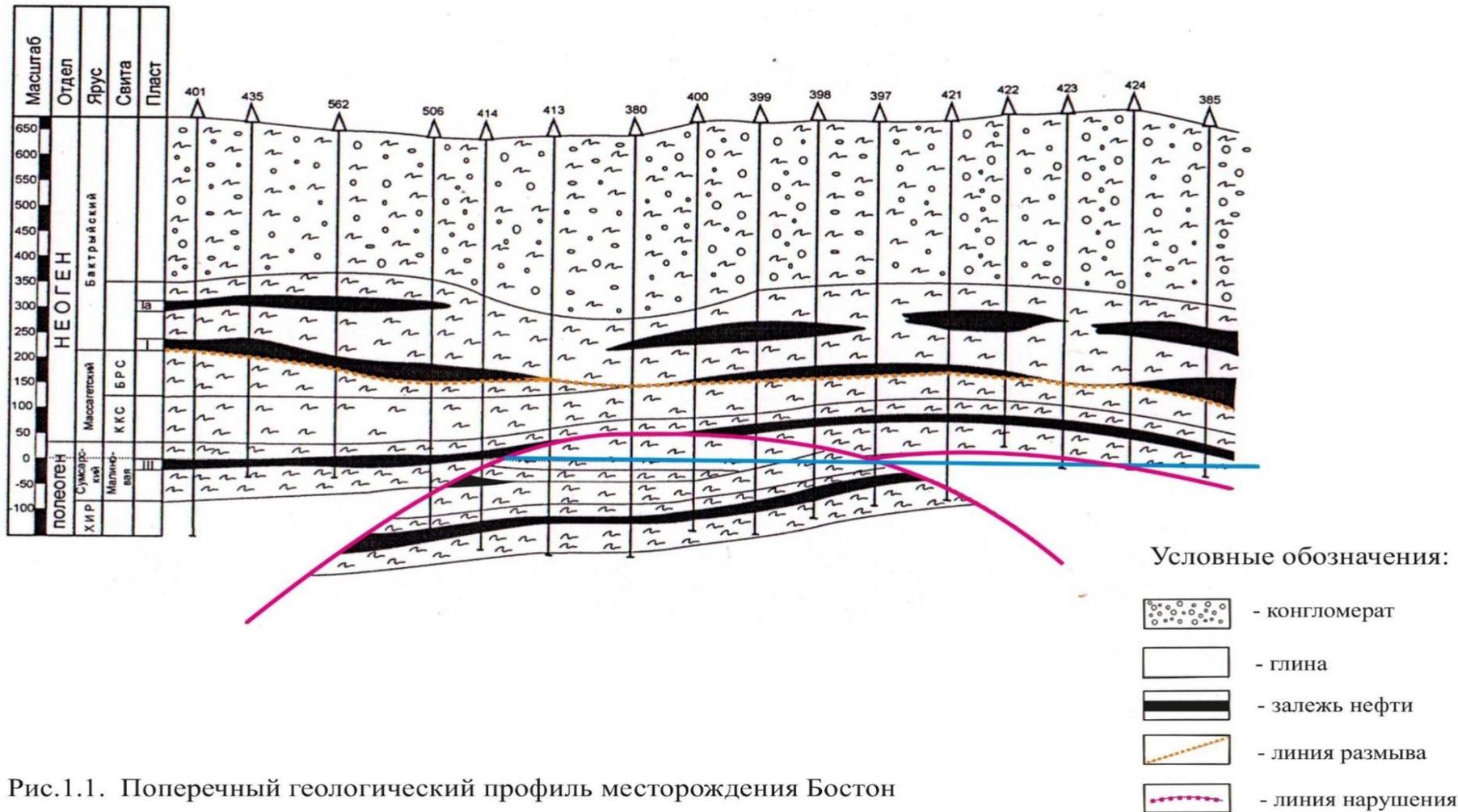


Рис.1.1. Поперечный геологический профиль месторождения Бостон

а скопления свободного газа представлены газовыми шапками и единичными газовыми залежами, то в меловых и юрских отложениях развиты преимущественно газовые и газоконденсатные залежи (табл.1.1, 1.2).

Залежи нефти в карбонатных коллекторах (известняки и доломиты) приурочены к V, VI, VII, VIII, IX горизонтам палеогеновых отложений.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых $(10-15) \cdot 10^3$ м, ширина не превышает $(2-3) \cdot 10^3$ м, углы падения пластов $20-30^\circ$ и более (рис.1.2). Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу. В случаях усложненности их нарушениями наблюдаются тектонически экранированные залежи (Палванташское, Андижанское, Ходжаабадское). Известно также значительное число стратиграфически-экранированных залежей. Подобные залежи известны на Южно-Аламышикском (пласты V, VI, VII) Ходжаабадском (пласты V и VI) и других месторождениях. Литологически-экранированные залежи в регионе имеют ограниченное распространение (табл.1.1, 1.2).

Почти все месторождения многопластовые. Наибольшее число залежей открыто в разрезах Северо-Сохского, Южно-Аламышикского, Андижанского и Палванташского месторождений. Для залежей нефти также характерны незначительная толщина продуктивных пластов, малая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом (табл.1.3, 1.4).

1.3. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов

Формирование коллекторских свойств как терригенных, так и карбонатных пород, обуславливается такими факторами как фациальные условия их образования, гидродинамическая активность, размеры форменных компонентов, сортировка составляющих зерен (для терригенных пород), чистота карбонатного состава (для карбонатных пород), преобладающие постседиментационные процессы и строение пустотного пространства. Эти факторы можно подразделить на благоприятные и неблагоприятные для формирования пород-коллекторов. К первым следует отнести рифовые, мелководные и шельфовые фации, высокую гидродинамическую активность региона, крупные и средние ($>0,5$ мм) размеры составляющих компонентов, хорошую сортировку ($<2,5$ мм), такие постседиментационные процессы как растворение, выщелачивание, трещино- и кавернообразование, а также хорошую сообщаемость пор и пустот. К неблагоприятным факторам можно отнести относительно глубоководные фации, низкую активность гидродинамической системы, мелкие ($<0,5$ мм) размеры составляющих

Таблица 1.1

Основные характеристики продуктивных пластов Ферганской впадины, представленных терригенными породами

№№ п.п.	Месторождение	Горизонт	Тип залежи	Глубина залегания, м	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Толщина пласта, м		Температура пласта, °С	Пластовое давление, МПа		Год открытия	Год ввода в разработку	Тип месторождения
						Общая	Эффективная		начальное	текущее			
1	Палванташ	Неоген, I,III	Пластовая сводовая	450	5800	7	4	31	4,1		1951	1951	Нефтегазовое
2	Андижан	Неоген, ККС,I	Литологически экранированная	565	2210	90	38	15	3-3,5	0,62-2,44	1937	1957	Нефтегазовое
3	Андижан	Палеоген, III	Тектонически экранированная	850-420	6000	9	8	25	5,6	2,03-4,07	1935	1937	Нефтяное
4	Южный Аламышик	Неоген, I,Ia	Литологически экранированная	550	3540	70	29,8	24	3,6	1,37-2,74	1956	1956	Нефтегазовое
5	Южный Аламышик	Неоген, Ib	Литологически экранированная	450	2250	20	7	26	1,5	1,14	1975	1975	Нефтяное
6	Южный Аламышик	Неоген, ККС	Литологически экранированная	450	11300	125	34	30	4,2-5,6	1,54-3,6	1959	1959	Нефтяное
7	Южный Аламышик	Палеоген, III	Тектонически экранированная	550	14670	5	5	38	5,0-5,5	1,09	1949	1949	Нефтяное
8	Южный Аламышик	Верхний мел, XVIII	Пластовая сводовая	1100	1420	30	19	45	10,0	6,65	1969	1969	Нефтяное
9	Южный Аламышик	Мел, XIX-XXII	Подгазовая	1360	1800	70	54	45	12,0-12,2	6,56-11,83	1958	1958	Нефтяное
10	Южный Аламышик	Юра, XXIII	Подгазовая	1600	2250	20	16	48	13,0-14,0		1968	1968	Нефтегазовое
11	Шарихан-Ходжаабд	Неоген, БРС,I	Литологически экранированная	400	850	20	12	-	4,0	15	1957	1957	Нефтегазовое
12	Шарихан-Ходжаабд	Палеоген, III	Тектонически экранированная	580	2900	7,5	7,5	30	5,2	1,96	1947	1947	Нефтяное
13	Шарихан-Ходжаабд	Мел, XX,XXI,XXII	Нефтяная оторочка	2100	5	15	10	85			1957	1957	Нефтегазовое
14	Шарихан-Ходжаабд	Юра, XXIII	Тектонически экранированная	2300	760	15	0,5	87			1970	1970	Нефтегазовое
15	Шарихан-Ходжаабд	Юра,XXVIII	Литологически экранированная	2500	940	18	8	89			1966	1966	Нефтегазовое
16	Западный Палванташ	Неоген, БРС	Пластовая сводовая	1400	2020	17	7	57	8,0-14,0	8,0-12,1	1955	1967	Нефтяное
17	Западный Палванташ	Палеоген, III	Тектонически экранированная	1900	2250	6	4,2	63	18,9	6,77	1958	1958	Нефтяное
18	Северный Сох	Палеоген, II	Подгазовая залежь	1350	1030	24	10	48	10,9		1970	1972	Нефтегазо-конденсатное
19	Северный Сох	Палеоген, IV	Нефтяная оторочка	1500	5269	10	2,6	52	15,5		1955	1956	Нефтегазовое
20	Ханкыз	Палеоген, II	Подгазовая	1350	1823	26	11	50	10,0		1957	1957	Нефтегазо-конденсатное
21	Чангора-Гальча	Палеоген, IV	Нефтяная оторочка	450	10006	5	1,6	37	4,55		1949	1959	Нефтегазовое
22	Варык	Палеоген,II	Пластовая сводовая	3200	670	14,3	7,7	50	24,0		1971	1971	Нефтегазовое
23	Варык	Палеоген,IV	Пластовая сводовая	3600	1130	14	5,5	110	38,0		1976	1976	Нефтяное
24	Бостон	Неоген, ККС, I+Ia+Ib	Пластовая сводовая	500	2610	16	11	28	2,5-3,0	1,23-2,55	1953	1958	Нефтегазовое
25	Бостон	Палеоген, III	Тектонически экранированная	800	4260	6,2	10,3	36	2,5-5,0	2,39	1957	1957	Нефтяное
26	Бостон	Мел, XX	Тектонически экранированная	2350	240	18	3	-			-	-	Нефтяное
27	Бостон	Юра, XXX	Тектонически экранированная	2800	340	21	10,9	74			1970	1970	Нефтяное
28	Ходжаосман	Мел, XX-XXII	Тектонически экранированная	800	700	19	16	35	6,0		1956	1961	Нефтяное
29	Хартум	Палеоген,III	Тектонически экранированная	2150	1100	23	10,7	66	20-25	6,53-14,84	1979	1979	Нефтегазовое
30	Хартум	Мел, XXII	Пластовая сводовая	4200	2870	25	8,4	106			1982	1983	Нефтегазовое
31	Восточный Хартум	Палеоген,III	Пластовая сводовая	2100	1360	34,5-92	92	66			1982	1982	Нефтяное
32	Восточный Хартум	Палеоген, IV	Пластовая сводовая	2380	240	12	12	81			1984	1985	Нефтяное
33	Тергачи	Неоген, ККС	Пластовая сводовая	3750	6760	8	1,9	-			1976		Нефтяное
34	Касансай	Палеоген, III	Пластовая сводовая	5090	19400	11	6,4	140			1984		Нефтяное
35	Ачису	Палеоген, II	Пластовая сводовая	3500	560	9	4,4	90			1979	1985	Нефтяное

Таблица 1.2

Основные характеристики продуктивных пластов Ферганской впадины, представленных карбонатными породами

№№ п.п.	Месторождение	Пласт	Тип залежи	Глубина залегания, м	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Толщина пласта, м		Температура пласта, °С	Пластовое давление, МПа		Год открытия	Год ввода в разработку	Тип месторождения
						Общая	Эффективная		начальное	текущее			
1	Наманган	V	Пластовая сводовая	3750	10900	3	1,8	104	60		1959	1961	Нефтяное
2	Тергачи	V	Пластовая сводовая	4300	6800		12	136	45		1977	1983	Нефтяное
3	Тергачи	VII	Пластовая сводовая	4600	1190		9	140			1983		Нефтяное
4	Полвонтош	IV+V+VI	Пластовая сводовая	750	4070	14	9	36	6,5-7	1,34	1943	1943	
5	Полвонтош	VII+VIII	Пластовая сводовая	920	470	18	18	36	8,5	2,5-2,7	1945	1945	Нефтегазовое
6	Андижан	V+VI	Тектоническая экранированная	640-820	985	14	9	39	6-8	3,5-3,6	1940	1940	Нефтегазовое
7	Андижан	VII	Тектоническая экранированная	900	163	20	2	35	8	3,48	1940	1940	Нефтяное
8	Южный Аламышик	V+VI	Тектоническая экранированная	640	5900	18	15	31	5-6	0,9-3,1	1945	1945	Нефтегазовое
9	Шарихан-Ходжаабд	V+VI	Литологический экранированная	740	565	10	8	35	8,0		1951	1951	Нефтегазовое
10	Шарихан-Ходжаабд	VII	Экранированная пластовый сводный	750	985	18	3	37	7,3		1952	1952	Нефтегазовое
11	Шарихан-Ходжаабд	VIII	Нефтяная оторочка	1050	3850	16	3	46	11,3	6,5-4,2	1949	1949	Нефтегазовое
12	Хартум	VI	Пластовая сводовая	2470	650	25	8	80	27	15,1-16,3	1957	1963	Нефтегазовое
13	Хартум	VIII	Пластовая сводовая	2620	650	10,7	5,6	87	6,0		1957	1957	Нефтегазоконденсатное
14	Западный Палванташ	V+VI	Пластовая сводовая	2170	2550	20	11	66	21,6	6,77	1955	1955	Нефтяное
15	Западный Палванташ	VII	Пластовая сводовая	2200	8060	37	24	68	21,7	8,5-13,2	1962	1962	Нефтяное
16	Западный Палванташ	VIII+IX	Пластовая сводовая	2370	1000	16	11	70	26,9	17,6	1959	1959	Нефтяное
17	Чимион-Яркутан-Чаур	V+VI	Тектонически экранированная	350	650	17	6	31			1904	1904	Нефтяное
18	Северный Сох	VIII	Экранированная пластовая сводовая	1500	3240	37	16	54	15,0		1957	1957	Нефтегазоконденсатное
19	Ханкыз	VII	Пластовая сводовая	1700	878	40	13,4	60	18,3		1959	1959	Нефтегазоконденсатное
20	Авваль	V	Пластовая сводовая	900	1510	16	7	36	4,6		1955	1955	Нефтяное
21	Шаркий Авваль	V	Пластовая сводовая	1100	598		14	37	10,5		1954	1957	Нефтяное
22	Варык	VII	Пластовая сводовая	3700	850		4,8	115	38		1971	1971	Нефтегазовое
23	Варык	IX	Пластовая сводовая	3800	930		16,3	118	38		1974	1974	Нефтяное
24	Шорсу	VII+VIII	Пластовая сводовая	500	67	26	14	34	9,8		1927	1951	Нефтяное
25	Шимолый Ворух	VII	Пластовая сводовая	5200	1170		9	153			1983		Нефтяное
26	МарказийАвваль	V	Пластовая сводовая	915	287		3		8,9		2007		Нефтяное
27	Кашкаркыр	V	Пластовая сводовая	585	380		4				2010	2010	Нефтяное

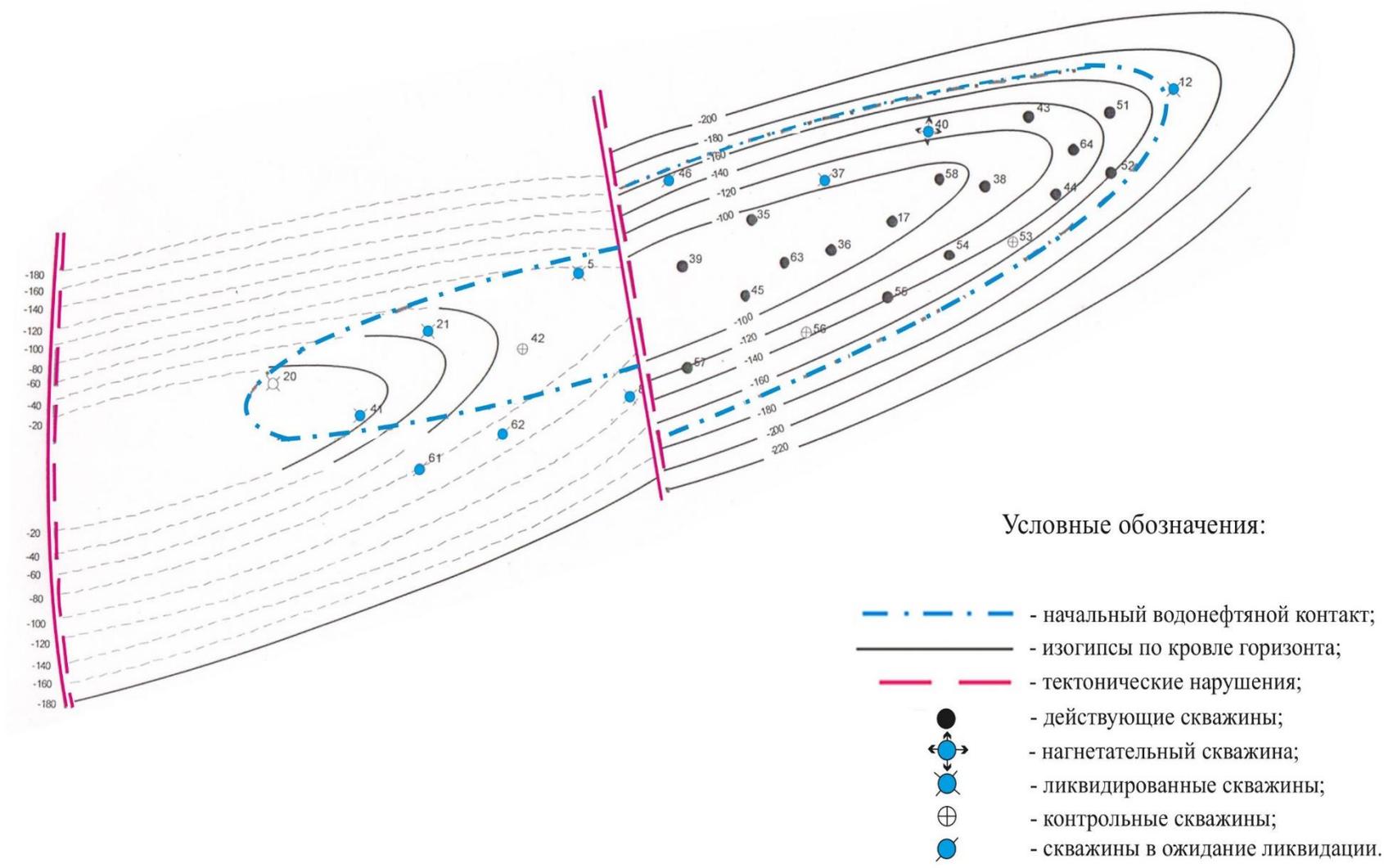


Рис.1.2. Структурная карта месторождения Аввал по кровле V+VI горизонтов

Таблица 1.3

Параметры, характеризующие энергетическое состояние объектов, представленных терригенными коллекторами

(по состоянию на 01.01.2017 г.)

№ ПП	Месторождение	Горизонт	Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения нефти газом, МПа	Пластовое давление на начало заводнения, МПа	Компенсация отбора жидкости закачкой воды,%	Текущее пластовое давление, МПа	Относительный отбор жидкости, доли ед.
1	Андижан	Неоген, ККС, I	3-3,5	3,0	2,9	42,12	0,62-2,44	0,652
2	Андижан	Палеоген, III	5,66	5,0	2,5	192,7	2,03-4,07	1,699
3	Южный Аламышик	Неоген, I, Ia	3,6	3,5	1,2	55,6	1,37-2,74	0,947
4	Южный Аламышик	Неоген, Iб	4,5	3,5	1,0	410,8	1,14	0,425
5	Южный Аламышик	Неоген, ККС	4,2-5,6	1,5	1,72	130,5	1,54-3,6	0,999
6	Южный Аламышик	Палеоген, III	5-5,5	5,0	11	84,9	1,09	0,378
7	Южный Аламышик	Верхний мел, XVIII	10,0	4,0	9,3	60,8	6,65	1,923
8	Южный Аламышик	Мел, XIX-XXII	12-12,2	6,0	5,0	21,0	6,56-11,83	0,954
9	Шарихан-Ходжаабд	Неоген, БРС, I	4,0	3,5	1,0	11,7	1,5	2,212
10	Шарихан-Ходжаабд	Палеоген, III	5,2	5,0	1,8	338,4	1,96	0,383
11	Западный Палванташ	Неоген, БРС	8-14	6,0	6,5	2,21	8-12,1	1,033
12	Западный Палванташ	Палеоген, III	18,9	13,0	13,5	11,9	6,77	1,659
13	Северный Сох	Палеоген, II	14,9	9,0	-	-		0,518
14	Северный Сох	Палеоген, IV	15,5	12,7	10,81	28,6		0,410
15	Ханкыз	Палеоген, II	10,0	2,6	3,8	24,1		1,000
16	Чангора-Гальча	Палеоген, IV	4,55	4,0	3,68	131,2		2,822
17	Бостон	Неоген, ККС, I-Ia+Iб	2,5-3,0	2,1	1,1	49,4	1,23-2,55	0,342
18	Бостон	Палеоген, III	2,5-5,0	4,8	2,24	135,5	2,39	0,547

Таблица 1.4

Параметры, характеризующие энергетическое состояние объектов, представленных терригенными коллекторами

№ ПП	Месторождение	Горизонт	Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения нефти газом, МПа	Пластовое давление на начало заводнения, МПа	Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %	Текущее пластовое давление, МПа	Относительный отбор жидкости, доли ед.
1	Андижан	V+VI	6-8	6	3,4	74,3	3,5-3,8	2,117
2	Андижан	VII+VII	8,0	6	1,0	82,0	3,48	1,295
3	Ходжаабад	V+VI	6	4	2,0	57,5		1,047
4	Ходжаабад	VII	8	4	3,8	155,4		1,533
5	Ходжаабад	VIII	12	10	5,3	115,3	6,5-4,2	1,867
6	Южный Аламышик	V+VI+VII	5-6	4	2	301,0	0,9-3,1	0,468
7	Палванташ	V+VI	6,5-7,0	6	1,0	102,6	1,3	1,145
8	Палванташ	VII+VIII	7,0-8,5	6	1,0	90,0	2,5-2,7	1,362
9	Западный Палванташ	V+VI	21	11	14	216,2	8,5-13,2	0,906
10	Западный Палванташ	VII	24,1	16	10	62,5	17,6	1,872
11	Западный Палванташ	VIII+IX	26,9	17,2	16	96,6	12,6-19,5	1,707
12	Северный Сох	VIII	15	9	8,9	115,9		1,657

коллекторов, плохую сортировку ($>2,5$ мм), большое содержание глинистых примесей ($>15\%$), минеральные новообразования в пустотном пространстве и плохую сообщаемость пор и пустот, уничтожение первичной пористости пород [31, 47, 123].

Карбонатные породы, слагающие разрезы промышленных горизонтов V, VII и VIII во всех районах Ферганской впадины, независимо от глубины их залегания, повсеместно претерпели процессы уплотнения, степень проявления которых для различных типов пород неоднозначна. Сильно глинистые, их разности уплотнены более ощутимо, нежели «чистые». Так, например, известняки и доломиты из разрезов горизонта VIII содержание пелитовых частиц в которых колеблется в пределах 18-29%, имеют объемную плотность соответственно равную 2,59-2,71; 2,50-2,72; 2,40-2,60 г/см³. В отличие от них, известняки и доломиты из разрезов горизонтов VII и VI с глинистостью 4-16%, имеют плотность равную 2,07-2,32 г/см³. Процессы уплотнения сопровождаются изменением первичной структуры пустотного пространства пород, главным образом, ее сокращением и, вследствие этого, снижением пористости и существенным уменьшением их проницаемости.

Примеры трещинообразования в породах характерны и для терригенных пород-коллекторов палеогена Ферганской впадины.

Установлено, что в интервале глубин до 3,5-4 км развит в основном поровый, а ниже – до 6 км – порово-трещинный и трещинно-поровый типы коллекторов [47, 129].

Известно, что при формировании ФЕС терригенных пород-коллекторов, важное значение имеют такие показатели, как доля обломочного материала в общей массе породы, степень отсортированности и окатанности обломочных частиц, медианные их диаметры. Все они вместе взятые характеризуют структуру порового пространства терригенных пород. Коллекторские свойства терригенных пород палеогена и неогена определяются не только перечисленными седиментационными, но и эпигенетическими факторами. К последним, относятся процессы уплотнения, минералообразования, растворение пород под давлением и т.д. Степень и характер проявления того или иного фактора пород-коллекторов различных пластов неодинаковы.

Коллекторами в разрезах кирпично-красной свиты (ККС) неогена, горизонта III, частично горизонтов IV, IX палеогена, являются песчаники и алевролиты, полевошпат-кварцевого состава с различной интенсивностью отсортированности обломочного материала. Тип цементации в них поровый, базальтный, неполный поровый, местами пленочный и регенерационный. Количество цемента в пробах колеблется от 10-12 до 30-35%. Открытая их

пористость составляет 8-28%, а проницаемость – $(3-1150) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По степени уплотнения, исследованные породы относятся к слабоуплотненным, уплотненным, сильноуплотненным и очень сильноуплотненным. Наблюдается закономерное уплотнение пород-коллекторов с глубиной (табл.1.5) [46, 47, 129].

В исследованных образцах пород, из скважин, пробуренных на различных месторождениях и разведочных площадях Ферганской впадины, где они залегают на глубинах от 300-400 м до 5000 м, прослежено изменение величины открытой пористости пород с увеличением глубины их залегания. До определенных глубин наблюдается почти линейное снижение коэффициентов открытой пористости, но ниже этих глубин корреляционная связь между рассматриваемыми параметрами нарушается и почти исчезает. Наблюдается сильный разброс значений пористости. Эта граничная глубина для пород ККС, а также горизонтов III-V, VII и IX различна. Она для пород-коллекторов ККС составляет 3,0-3,2 км, для горизонтов III – 4,0-4,2 км, для горизонта IV – 3,2-3,5 км, а для пород горизонтов V, VII и IX – 3,5-4,0 км [31, 46, 47, 129].

Уплотнение пород с глубиной происходит, вероятно, как за счет напряжений, так и в результате образования вторичных минералов в пустотном пространстве. В числе последних отмечаются новообразования мелкокристаллического пирита, доломита, кальцита, слюды и гидроокислов железа. Все они значительно уменьшают объем порового пространства пород, вследствие чего снижается их проницаемость. Отмечается, что влияние перечисленных факторов существенно для глубин 3-3,8 км, реже – до 4 км. На больших глубинах в породах происходит интенсивное развитие микротрещиноватости и последующее выщелачивание, кавернообразование, что является причиной аномально высоких значений пористости на фоне закономерного уплотнения и ухудшения ФЕС пород. Так, на площадях Варык и Тергачи, открытая пористость пород-коллекторов на глубинах 4-5 км составляет 10-15%, а местами – 15-19% (табл.1.6) [46, 47].

В работе [77] приведены результаты исследований плотностных характеристик разрезов Ферганской впадины. Авторами данной работы, для установления закономерности изменения плотности пород в разрезе земной коры Ферганской впадины, выделено несколько частей:

- первая часть, самая верхняя, условно выделенная как осадочный чехол, представлена осадочными породами средней плотностью от 2,25 до 2,55 г/см³;
- под осадочным чехлом выделяется толща мезозоя, представленная преимущественно терригенно-осадочными породами плотностью 2,6-2,65 г/см³;

Таблица 1.5

Фильтрационно-емкостные параметры, состав и свойства нефтей продуктивных пластов Ферганской впадины, представленных терригенными породами

№№ п.п	Месторождение	Продуктивный горизонт	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщен- ности, доли ед.	Прони- цаемость, мкм ²	Объемный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, т/м ³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Содержание в нефти, %			Температура застывания нефти, °С
									Серы	Парафина	Смола и асфаль- тенов	
1	Палванташ	I,III	0,18	0,60	0,005	0,9	0,830	5,0	0,18	2,7	45,2	-15
2	Андижан	ККС,I	0,20	0,65	0,300	0,9	0,865	3,0	0,45	5,2	32	3
3	Андижан	III	0,20	0,50	0,240	0,981	0,860	2,5	0,32	0,7	28	6
4	Южный Аламышик	I,IIa	0,15	0,55	0,018	0,85	0,830	2,5	0,15	6,2	57,2	4
5	Южный Аламышик	Iб	0,19	0,59	0,041	0,85	0,840	2,5	0,15	6,2	12,5	-10
6	Южный Аламышик	ККС	0,19	0,70	0,030	0,88	0,843	2,3	0,06	6,9	12,2	7
7	Южный Аламышик	III	0,16	0,50	0,130	0,92	0,860	4,0	0,04	9,6	22,5	5
8	Южный Аламышик	XVIII	0,18	0,70	0,393	0,9	0,858	2,35	0,05	4,14	8,3	-6
9	Южный Аламышик	XIX-XXII	0,18	0,70	0,239	0,9	0,815	1,2	0,06	8,8	5,1	-6
10	Южный Аламышик	XXIII	0,14	0,70	0,440	0,9	0,822	3,8	0,01	0,7	-	-6
11	Шарихан-Ходжаабд	БРС,I	0,12	0,50	0,070	0,985	0,855	3,0	0,21	6,3	23,05	-14
12	Шарихан-Ходжаабд	III	0,16	0,80	0,004	0,909	0,863	4,8	0,16	6,7	45,2	-14
13	Шарихан-Ходжаабд	XX,XXI,XXII	0,11	0,67	0,030	0,7	0,809	0,9	0,22	8,1	5,2	-12
14	Шарихан-Ходжаабд	XXIII	0,13	0,70	0,076	0,85	0,830	0,8	0,07	3,4	5,1	-12
15	Шарихан-Ходжаабд	XXVIII	0,13	0,70	0,400	0,84	0,810	0,8	0,06	5,5	4,9	-12
16	Западный Палванташ	БРС	0,22	0,60	0,011	0,935	0,850	4,0	0,31	10	40,2	13
17	Западный Палванташ	III	0,13	0,56	0,043	0,933	0,872	9,5	0,20	5	7,45	13
18	Северный Сох	II	0,20	0,63	0,086	0,85	0,856	4,8	-	10,7	24,9	6
19	Северный Сох	IV	0,17	0,50	0,014	0,85	0,830	3,2	0,14	7,9	15,6	14
20	Ханкыз	II	0,16	0,65	0,018	0,934	0,868	6,7	0,18	12	37,8	12
21	Чангора-Галча	IV	0,11	0,67	0,012	0,915	0,872	3,7	0,14	5	30	-17
22	Варык	II	0,14	0,40	0,017	0,806	0,880	6,0	0,66	18,2	33,7	17
23	Варык	IV	0,105	0,47	0,004	0,87	0,887	1,7	0,13	15,1	41,6	23
24	Бостон	ККС,I+IIa+IIб	0,16	0,70	0,060	0,859	0,860	2,3	0,3	10	37	12
25	Бостон	III	0,16	0,70	0,006	0,875	0,854	3,44	0,32	6	36,6	2
26	Бостон	XX	0,13	0,60	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Бостон	XXX	0,15	0,70	0,010	0,82	0,851	9,34	0,09	12,9	16,9	23
28	Хартум	III	0,138	0,70	0,090	0,893	0,866	2,2	0,21	8,5	12,4	9
29	Хартум	XXII	0,09	0,70	0,320	0,9	0,836	2,26	0,16	22,2	41,2	3
30	Восточный Хартум	III	0,16	0,70	0,070	0,893	0,851	2,43	0,38	17,9	48,6	12
31	Восточный Хартум	IV	0,10	0,75	0,004	0,888	0,844	2,44	0,38	2,2	10,7	14
32	Тергачи	ККС	0,12	0,79	0,002	0,805	0,825	2,0	-	-	8,3	-
33	Касансай	III	0,14	0,75	0,020	0,9	0,825	1,24	0,3	5	-	-
34	Ачису	II	0,15	0,70	0,008	0,88	0,840	7,1	0,01	21	33,7	17
35	Ходжаосман	XX-XXII	0,15	0,70	0,040	0,92	0,801	1,4	0,04	5	48	-4

Таблица 1.6

Основные фильтрационно-емкостные параметры, состав и свойства нефтей продуктивных пластов Ферганской впадины, представленных карбонатными породами

№№ п.п	Месторождение	Продуктивный горизонт	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Объемный коэффициент, доли ед.	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Плотность нефти, т/м ³	Содержание в нефти, %			Температура застывания нефти, °С
									Серы	Парафина	Смол и асфальтенов	
1	Наманган	V	0,10	0,70	0,030	0,685	1,24	0,855	0,3	5	8,6	104
2	Тергачи	V	0,11	0,75	0,017	0,91	1,6	0,829	0,19	10,1	-	136
3	Тергачи	VII	0,11	0,75	0,016	0,835	1,6	0,837	0,2	3,6	-	140
4	Палванташ	IV+V+VI	0,12-0,16	0,7-0,5	0,060	0,9	4	0,853	0,14	7,1	23,5	36
5	Палванташ	VII+VIII	0,2	0,7	0,350	0,91	4	0,853	0,14	7,1	25,5	36
6	Андижан	V+VI	0,2	0,7	0,052	0,873	2,2	0,837	0,14	6,45	22,9	39
7	Андижан	VII	0,2	0,7	0,25	0,935	2,2	0,874	0,14	6,5	22,0	41
8	Южный Аламышик	V+VI+VII	0,18	0,7	0,393	0,9	2,35	0,858	0,5	4,14	8,3	45
9	Шарихан-Ходжаабд	V+VI	0,16	0,6	0,03	0,87	1,8	0,845	0,23	6,7	16,7	35
10	Шарихан-Ходжаабд	VII	0,15	0,7	0,035	0,87	4	0,836	0,16	8,1	16,6	37
11	Шарихан-Ходжаабд	VIII	0,15	0,6	0,1	0,827	6,05	0,85	0,16	6,5	35,1	46
12	Хартум	VI	0,1	0,75	0,03	0,888	1,7	0,844	0,1	6,4	9,15	80
13	Хартум	VIII	0,07	0,7	0,061	0,836	1,19	0,826	0,09	6,3	30,27	87
14	Западный Палванташ	V+VI	0,14	0,6	0,061	0,757	0,7	0,832	0,28	4,95	14,7	66
15	Западный Палванташ	VII	0,1	0,6	0,117	0,746	1,07	0,832	0,28	6,3	26,8	68
16	Западный Палванташ	VIII+IX	0,09	0,6	0,01	0,813	4,6	0,853	0,3	4,9	38,2	70
17	Чимион-Яркутан-Чаур	V+VI	0,25	0,7	0,004	0,85	5	0,861	0,41	7,3	5,29	31
18	Северный Сох	VIII	0,18	0,8	0,01	0,81	1,66	0,835	0,16	4,68	17,47	54
19	Ханкыз	VII	0,177	0,65	0,018	0,95	9	0,87	0,21	15	29,25	60
20	Авваль	V	0,11	0,6	0,03	0,985	3,5	0,853	0,28	7	27,2	36
21	Восточный Авваль	V	0,11	0,6	0,03	0,985	3	0,884	0,14	7	5,36	37
22	Варык	VII	0,11	0,66	0,018	0,847	1,15	0,884	0,13	18	20,7	115
23	Варык	IX	0,16	0,63	0,012	0,934	1,09	0,884	0,2	12	16,7	118
24	Шорсу	VII+VIII	0,14	0,65	0,1	0,9	4,39	0,87	1,5	11,2	3,4	34
25	Северный Варык	VII	0,11	0,66	0,018	0,9	1,15	0,852	0,6	13,9	21,6	153
26	Центральный Авваль	V	0,151	0,69		0,87		0,864	0,75	1,4	13,8	

- под мезозоем выделяется домезозойские толщи, представленные песчано-глинистыми породами различного генезиса с плотностью 2,67-2,75 г/см³;

- плотности пород кристаллического основания изменяются в диапазоне от 2,85-3,0 г/см³.

1.4. Свойства нефти и газа

Одним из факторов, определяющих систему разработку месторождения, является свойства пластовых флюидов.

Состав и физико-химические свойства нефтей Ферганской нефтегазоносной области, довольно различны (табл.15, 1.6). Плотность их изменяется от 0,829 до 0,865 г/см³, причем связь этого параметра с изменением глубины залежей не прослеживается. Так, нефти плотностью 0,865 г/см³ получены с глубин 628-245 м на месторождении Бостон и более 5200 м на месторождении Мингбулак; нефти плотностью 0,842 г/см³ приурочены к залежам на глубине более 4400 м (месторождение Гумхана); легкие нефти плотностью 0,829 г/см³ и 0,836 г/см³ (месторождения Южный Аламышик и Андижан) получены с глубин в пределах 1000 м. Отсутствует закономерность изменения плотности нефти также и по площади размещения месторождений в пределах Ферганской межгорной впадины.

Все описываемые нефти малосернистые, а по содержанию парафина в основном относятся к высокопарафинистым (от 8,2 до 16,6%). Исключением является нефть месторождения Бостон, в которой содержание парафина не превышает 5,3% [32, 46].

Оценивая параметры изученных нефтей, можно отметить отсутствие резкого их различия в различных частях Ферганской межгорной впадины. Намечается (за редким исключением) лишь тенденция к увеличению плотности нефтей от южного борта (0,850 г/см³) к центру впадины (0,850-0,870 г/см³) и далее к северному борту (более 0,870 г/см³).

Зонам распространения легких нефтей соответствует повышенное (до 24%) содержание бензиновых фракций.

Средние значения концентраций компонентов в газе составляет в % мольных: метан – 56,8; этан – 18,86; пропан – 10,8; изо-бутан – 2,91; н-бутан – 4,17; изо-пентан – 0,98; н-пентан – 0,92; сумма гексанов – 0,56; сумма гептанов – 0,1; азот – 3,47; диоксид углерода – 0,43.

Гелий и водород не обнаружены, наличие сероводорода не определялось. Плотность по воздуху – 0,9287 [46].

1.5. Режимы работы пласта

Месторождения нефти и газа являются элементами единых газонефтеводоносных систем, поэтому эффективная разработка залежей углеводородов невозможна без использования знаний о гидрогеологической среде. В настоящее время, используемые при проектировании разработки месторождений углеводородов гидрогеологические показатели, носят в основном общий характер, в редких случаях прикладной, для решения конкретных задач. Обычно гидрогеологические сведения даются в следующей последовательности: вначале дается информация о гидрогеологическом бассейне в целом, затем по отдельным комплексам или регионам, и наконец, по локальным площадям или участкам для обоснования режима работы пласта.

Как известно, под режимом работы газонефтеносного пласта подразумевают характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке. О режиме работы пласта судят по характеру изменения давления, отборов жидкости и нефти, обводненности добываемой продукции во времени, а также по характеру изменения давления в зависимости от темпов отбора жидкости и т.д. По результатам специалистов, занимающихся этой проблемой, режим пласта – сложный комплекс проявления его движущих сил, который еще более усложняется в процессе эксплуатации месторождений, а без знания механизма режима газонефтеносного пласта невозможно научно обоснованное решение задач выбора рациональной системы разработки, эффективного использования пластовой энергии и проведения геолого-технических мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти, особенно с проведением технологий закачки рабочих агентов.

Как известно, режимы разработки нефтяных залежей во многом определяются активностью нефтегазоводоносных бассейнов. По классификации А.А.Карцева нефтегазоводоносный бассейн Ферганской нефтегазоносной области относится к II типу [50]. К этому типу нефтегазоносных бассейнов характерны как инфильтрационные, так и элизионные водонапорные системы, высокая газонасыщенность вод в пределах основных частей бассейна, широкое развитие относительно маломинерализованных вод. При этом элизионные системы приурочены преимущественно к областям максимального прогибания, а инфильтрационные системы тяготеют, в основном, к предгорьям высоких хребтов (рис.1.3). Но залежи нефти встречаются в пределах как тех, так и других водонапорных систем [50].

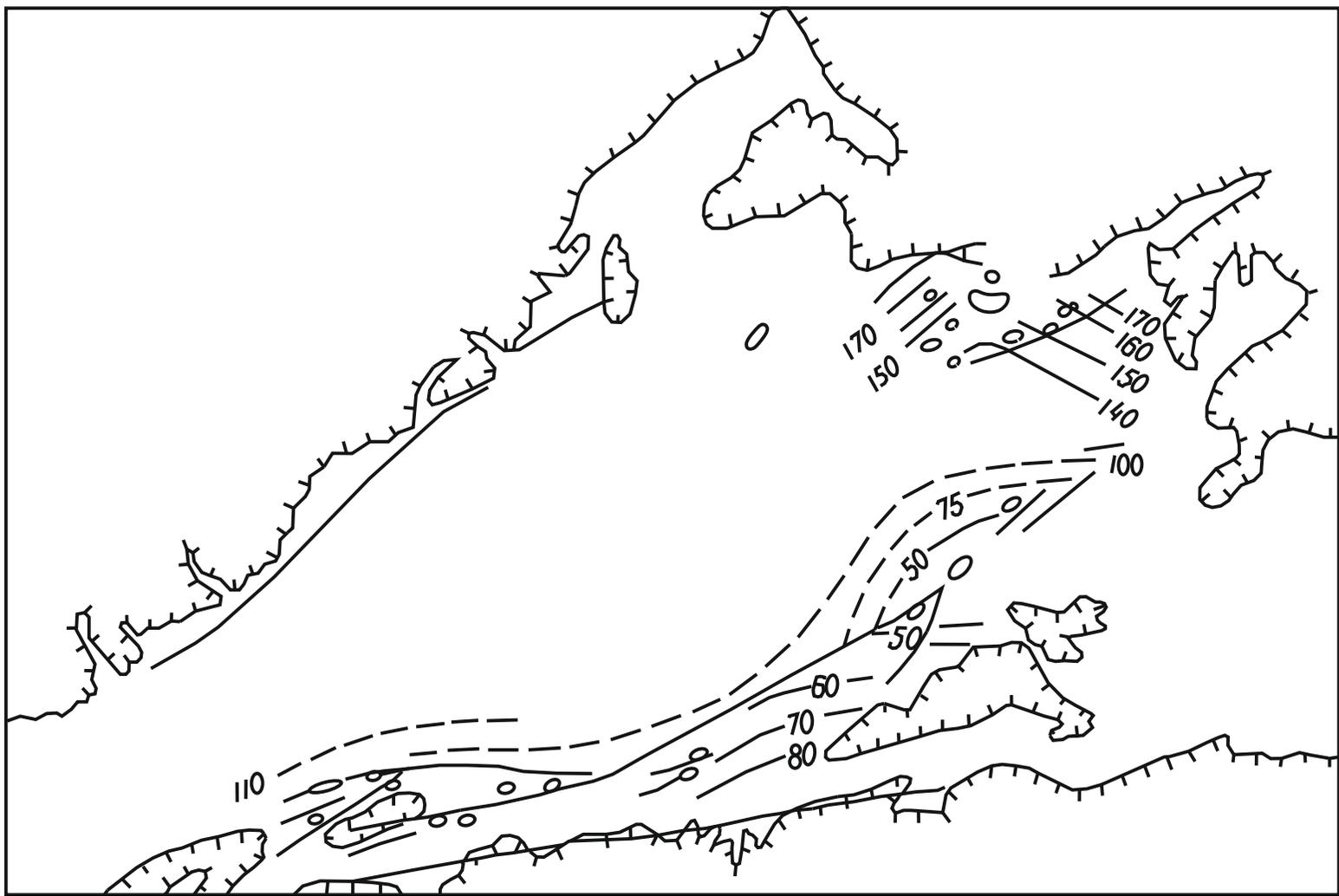


Рис. 1.3 Схемы гидроизопьез палеогеновых отложений Ферганской области (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1973 г.

Анализ промыслового материала и исследования многих авторов указывают на наличие в межгорных впадинах внешних и внутренних геогидродинамических систем [43, 46, 64].

Внутренние системы, объединяющие водонапорные комплексы элизионного типа, занимают центральные районы впадины, а по некоторым комплексам и часть периферийных зон, что связано как с различными коллекторскими свойствами отложений, так и с наличием экранов различного происхождения. Эти системы часто характеризуются аномально высокими величинами пластовых давлений. Внешние системы, связанные с зонами инфильтрации, характеризуются нормальными значениями пластовых давлений, близких к гидростатическим [108].

Принадлежность эксплуатационного объекта к той или иной системе, в основном, определяет режим его работы. Так, для объектов внутренней системы, характерно проявление фазы упругого режима в начальной стадии разработки, которая затем сменяется фазой режима растворенного газа, обычно для залежей с маловязкими нефтями. Для объектов, приуроченных к внешней системе, характерен смешанный режим работы, когда началу разработки соответствует фаза преимущественного проявления упругих сил пласта, сменяющаяся фазой режима растворенного газа, в конце разработки активизируются пластовые воды, а в случае недостатка вод из-за близости объекта к выходу пласта на поверхность или наличия непроницаемого экрана может иметь место гравитационный режим [108].

В работах на основе расчета и анализа коэффициента Z , определяемый как отношение фактического и расчетного темпа падения пластового давления, проведена оценка характера связи залежей нефти с законтурной зоной [43, 67]. В результате анализа установлено, что по всем залежам нефти Ферганской нефтегазоносной области, коэффициент Z больше единицы, т.е. фактическое падение пластового давления превышает расчетное. Ими выделены две группы объектов. В первую группу включены объекты со значениями коэффициента Z от 1,21 до 2,5. Для этих объектов характерно ухудшение свойств пласта в законтурной части, однако эти пласты все же имеют сравнительно хорошую связь с законтурной зоной.

Вторую (большую) группу объектов составили залежи нефти, в которых коэффициент Z изменяется от 3,1 до 4,7. Для этих залежей темп падения пластового давления фактически значительно больше, чем расчетный, что объяснено плохой гидродинамической связью их с законтурной зоной из-за имеющихся тектонических нарушений, значительного ухудшения коллекторских свойств пласта в законтурной области и другими причинами.

В связи с выше указанными факторами, а также из-за близких значений начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, поздним применением заводнения, малой активностью контурных вод, которые существенно на разработку не повлияли, подавляющая часть нефтяных залежей ФНГО работала в начальной стадии эксплуатации в режиме растворенного газа (табл.1.3, 1.4).

1.6. Исследование распределения промышленных запасов нефти по продуктивным отложениям

Разведанные запасы углеводородов Республики Узбекистан по оценкам ученых превышают 2,5 млрд.т [1]. При этом в настоящее время основной прирост запасов и их добыча приходится на Бухаро-Хивинскую нефтегазоносную область. По оценкам специалистов имеются все основания и далее проводить на этой территории геологоразведочные работы, поскольку они еще долгие годы будут здесь успешными [1, 41]. Однако этот регион уже находится в стадии, когда снижение темпа прироста запасов углеводородов приобретает устойчивый характер и влияет на снижение их добычи [1]. Поэтому, возникает необходимость повышения прироста запасов и добычи из других нефтегазоносных областей Республики. Одной из перспективных территорий является Ферганская нефтегазоносная область, в которой имеется развитая инфраструктура.

Так как неглубоко залегающие отложения южной части Ферганской впадины достаточно изучены, то перспективы открытия новых месторождений ожидаются в глубокозалегающих отложениях северной и центральной частях. В связи с этим, возникает необходимость оценки параметров продуктивных пластов и распределения запасов нефти по продуктивным отложениям.

Анализ распределения геологических и извлекаемых запасов категории А+В+С₁ открытых месторождений Ферганской впадины показывает, что по карбонатным и терригенным коллекторам распределены практически одинаково (рис.1.4).

Однако геологические и извлекаемые запасы нефти открытых месторождений по продуктивным отложениям распределены крайне неравномерно (рис.1.5, 1.6). Основная часть геологических и извлекаемых запасов нефти сосредоточены в палеогеновых отложениях (70,5%). В неогеновых отложениях сосредоточено около 25% запасов нефти, а в меловых и юрских отложениях 3,9 и 0,9% соответственно. Из приведенных значений запасов нефти по отложениям вытекает, что на перспективных площадях

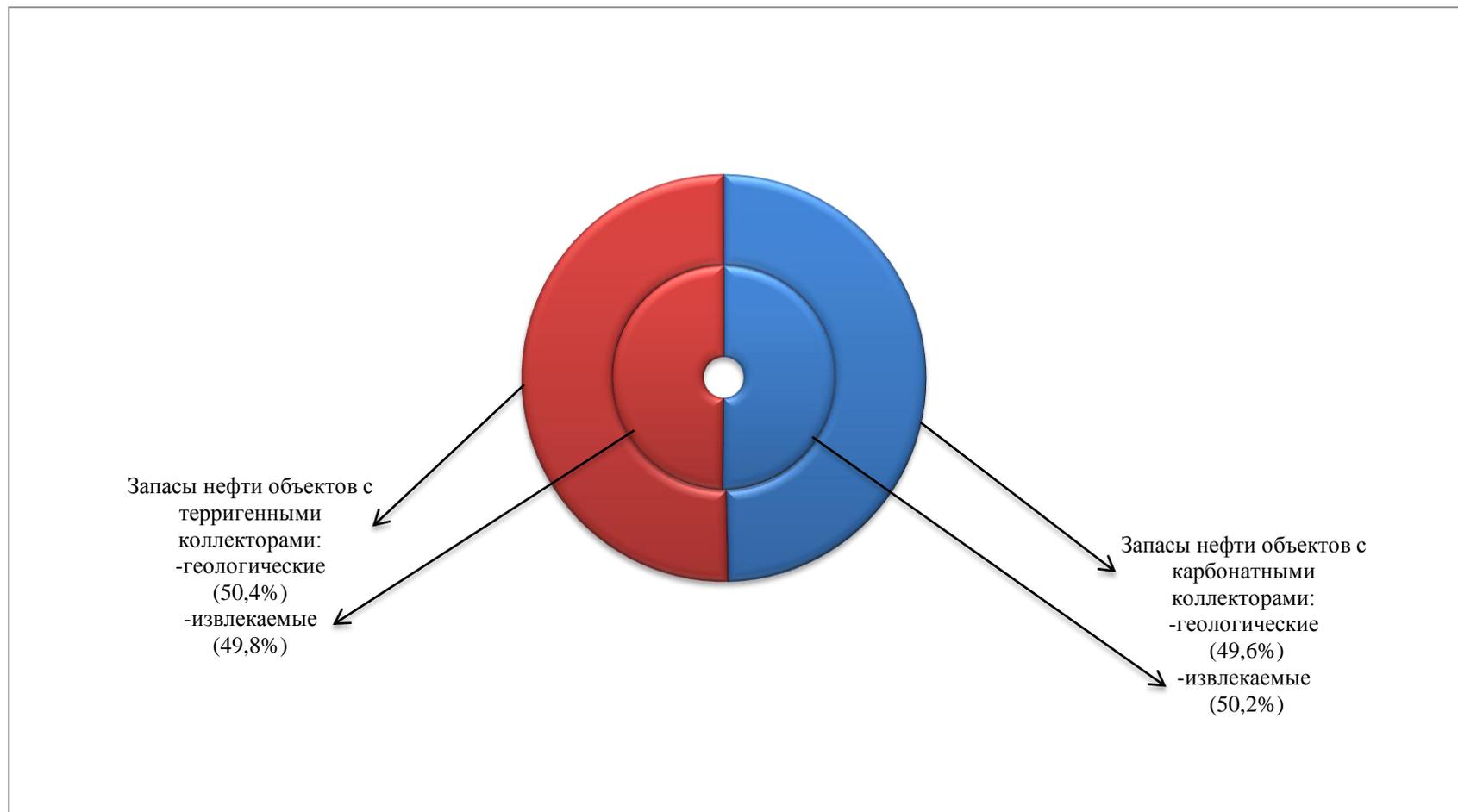


Рис.1.4. Распределение запасов нефти категории A+B+C₁, разрабатываемых месторождений ФНГО по типам коллектора.

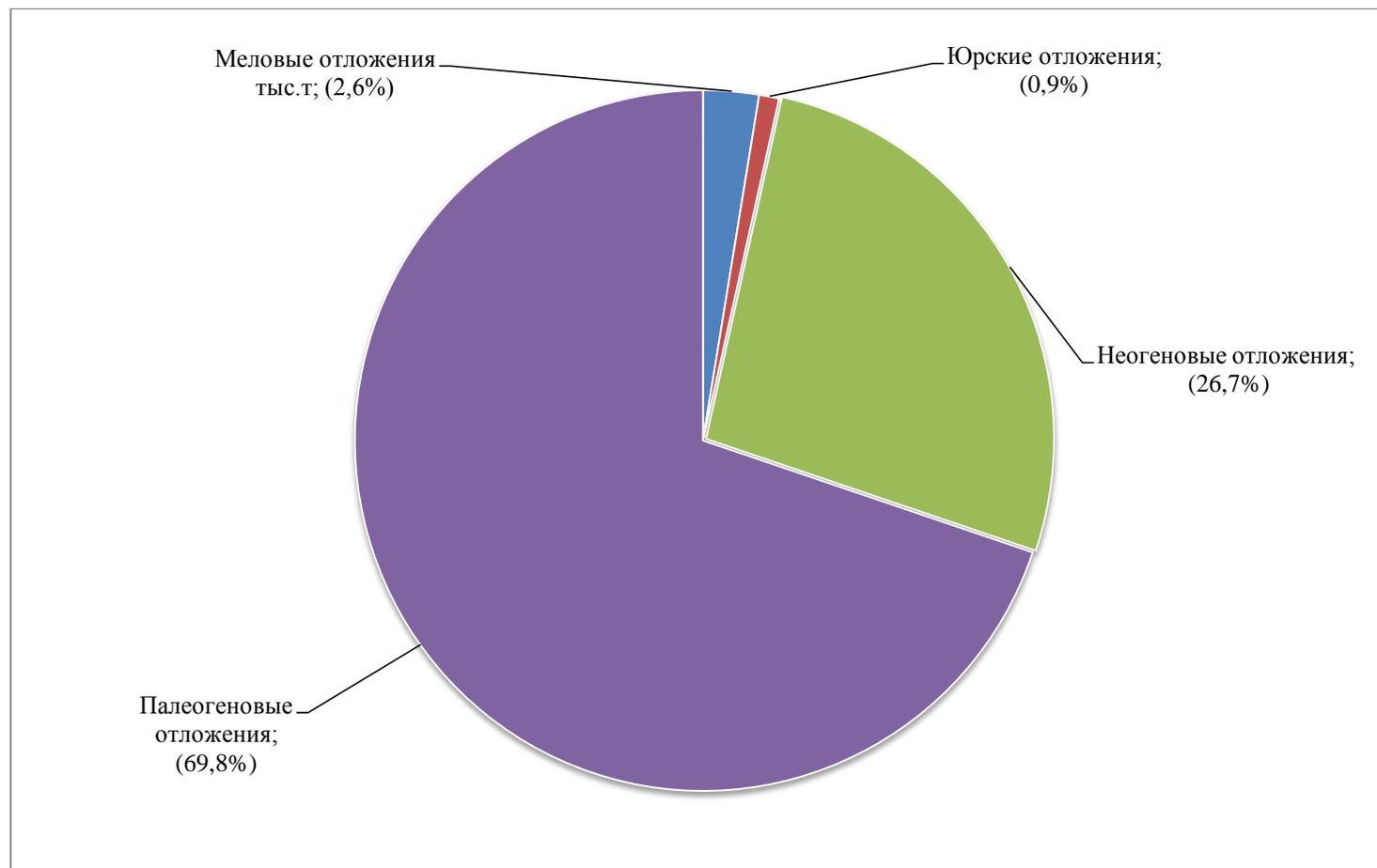


Рис.1.5. Распределение геологических запасов нефти категории А+В+С₁, разрабатываемых месторождений ФНГО по отложениям

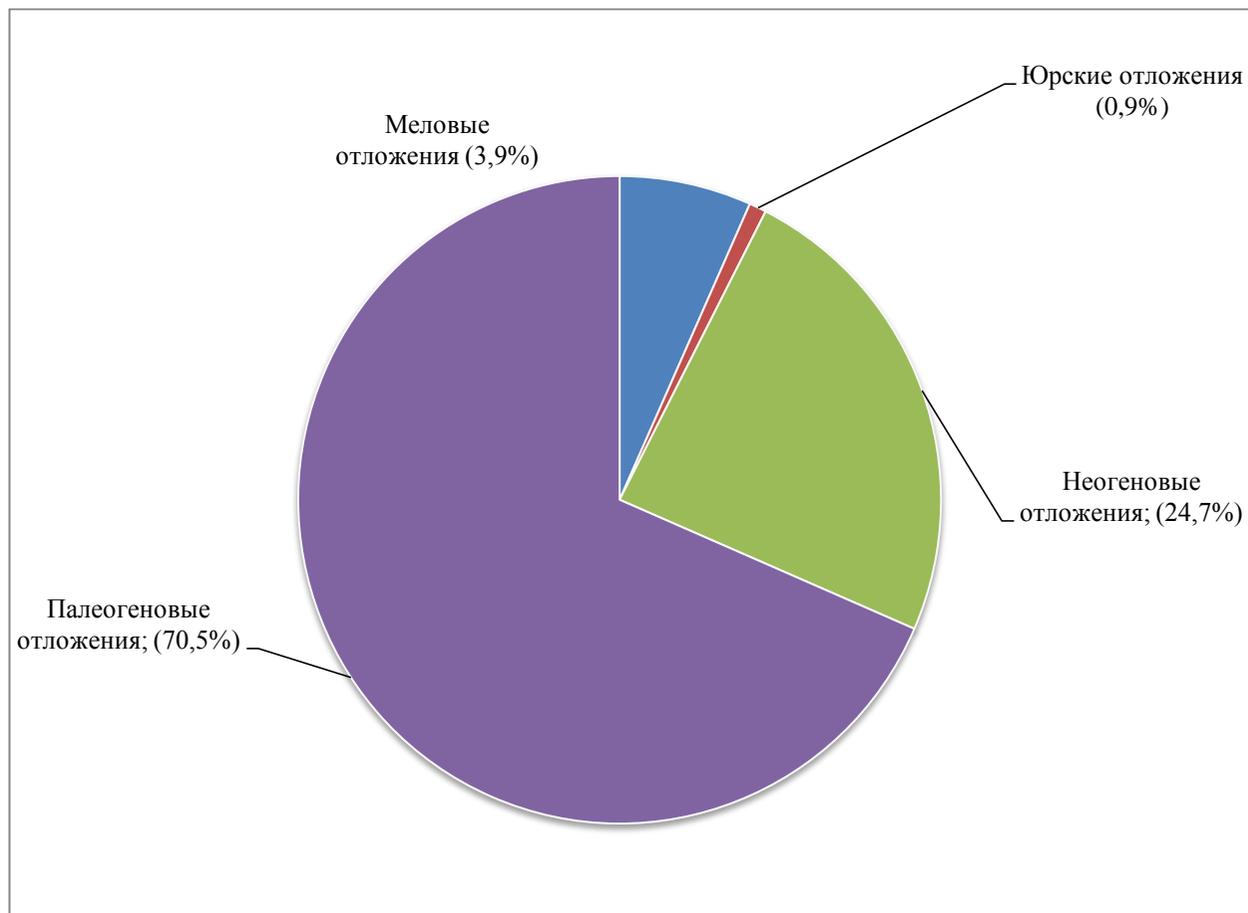


Рис.1.6. Распределение извлекаемых запасов нефти категории A+B+C₁, разрабатываемых месторождений ФНГО по отложениям.

Северной и Центральной части Ферганской впадины промышленно продуктивными будут палеогеновые и неогеновые отложения [5, 110, 129].

В работе [88] приведены результаты анализа распределения месторождений нефти и газа по видам тектонических структурных элементов, а также неотектонических показателей Ферганской впадины. Ими структурные элементы ФНГО сгруппированы в следующие виды: антиклинальные зоны, поднятия, моноклинали, ступенчатые зоны, прибортовой склон, зоны разломов, флексуры, выступы. Установлено, что: не более 5-7% от общего количества месторождений сосредоточены в антиклинальных зонах, поднятиях и флексурах; 10-15%, в зонах разломов и прибортовом склоне; 22% приходится к моноклиналям и максимальное 31%-к ступенчатым зонам.

В работе [88] также изучена зависимость количества месторождений от амплитуды новейших движений Ферганской депрессии. Установлено, что наибольшее число нефтяных месторождений Ферганской впадины приходится на зоны с наибольшими отрицательными значениями новейших движений (опусканий). Газовые месторождения наблюдаются в зонах, где неотектонические движения имеют близкие к нулю отрицательные значения и меняют свой знак с отрицательного на положительный. В связи с чем, сделан вывод о разных механизмах формирования нефтяных и газовых месторождений, связанных с разным типом деформаций и движений земной коры в Ферганской депрессии.

Результаты геологоразведочных работ, проводимых на ФНГО показывают, что еще имеются резервы для обеспечения прироста запасов углеводородного сырья и на разрабатываемых месторождениях. Одной из таких территорий являются месторождения, расположенные в южной ступени ФНГО. Несмотря на достаточно высокую изученность южной ступени, по сравнению с другими территориями, на ней за весь период работ в поисковом бурении находились 70 площадей, пробурено около 1600 глубоких скважин с общим метражом 1800 тыс.пог.м. Указанными работами было открыто 25 месторождений нефти и газа. Залежи углеводородов приурочены к неогеновым (бактрийские слои, бледно-розовая и кирпично-красная свиты), палеогеновым, меловым, юрским и верхнепалеозойским отложениям [3, 102].

ГЛАВА II. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ

2.1. Анализ динамики технологических показателей разработки объектов

Эффективность разработки месторождений является интегрированным отражением геолого-физических и технологических условий разработки нефтяных месторождений. В связи с этим, на эффективность разработки месторождений влияние оказывает множество факторов, которые условно объединяются на следующие группы: геолого-физические условия месторождений; метод разработки; система разработки и условия реализации процесса [73, 83, 91]. При этом, на эффективность разработки нефтяного месторождения при сопоставимых геолого-физических условиях, самое сильное влияние оказывают схема размещения и плотность сетки скважин, система разработки, продолжительность основной стадии эксплуатации и темпы обводнения продукции скважин [10, 109, 117]. В связи с этим, рассмотрим степень влияния этих факторов на эффективность разработки и коэффициент извлечения нефти для геолого-физических условий залежей пластового типа Ферганской нефтегазоносной области.

Рассмотрение данных вопросов на примере месторождений Ферганской нефтегазоносной области, для которых характерны многопластовость, резкая литологическая изменчивость пород продуктивной толщи, незначительная толщина продуктивных пластов, малая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, большое содержание парафина в нефти, представляет теоретический и практический интерес.

Необходимо отметить, что для месторождений данного региона характерны также и особенности технологического характера. Все объекты разбуривались по ползущей системе, скважины размещались по треугольной сетке. Продолжительность разбуривания составила в основном 5-7 лет, а методы заводнения применялись после предварительной их разработки на природном режиме (после значительного истощения пластовой энергии залежей) [9, 43, 44, 86, 109].

Основные объекты разработки месторождений ФНГО разрабатываются с применением различных систем заводнения.

Несмотря на то, что в процессе эксплуатации нефтяных залежей многие показатели разработки изменяются различными темпами, в динамике их изменения по стадиям наблюдаются определенные закономерности: первая - стадия промышленного освоения, интенсивного разбуривания и ввода объекта на максимальный уровень добычи нефти; вторая - стадия максимального и

относительно стабильного уровня добычи нефти; третья - стадия резко падающей добычи нефти, сопровождаемой быстрым ростом обводненности добываемой продукции скважин; четвертая - завершающая стадия разработки, характеризующаяся низкими уровнями добычи нефти (обычно ниже 2% от начальных извлекаемых запасов) при высокой (более 80%) обводненности отбираемой жидкости [36, 83, 91]. Анализ показателей разработки исследуемых объектов проведен по вышеприведенным характерным стадиям. Необходимо отметить, что имеются объекты на каждой стадии, не полностью соответствующие критериям выделения стадий разработки, но по подавляющему большинству объектов общая закономерность подтверждается (рис.2.1, 2.2).

В объектах, представленных карбонатными породами при средней продолжительности первого периода 4,1 лет, средний темп отбора нефти составляет 0,61%, средний темп отбора жидкости - 0,78%, т.е. средняя обводненность отбираемой продукции скважин равна 21,8%. За этот период в среднем извлекается 2,7% геологических запасов нефти (табл.2.1).

В объектах, представленных терригенными породами при средней продолжительности первого периода 5 лет, темп отбора нефти составляет 0,58%, средний темп отбора жидкости - 0,81%, т.е. средняя обводненность отбираемой продукции скважин равна 28,4%. За этот период в среднем извлекается 3% геологических запасов нефти (табл.2.2).

Продолжительность второго периода на объектах с карбонатными коллекторами в среднем составляет 6,7 лет. Для этого периода характерны высокие темпы отбора нефти (2,98%) и, естественно, высокий коэффициент ее извлечения равный 15,2%, при относительно невысокой средней обводненности добываемой продукции - 26,2% (табл.2.1).

Продолжительность второго периода на объектах с терригенными коллекторами в среднем составляет 10 лет. Этому периоду характерны высокие темпы отбора нефти (2,66%) и, естественно, высокий коэффициент ее извлечения равный 16,7%, при относительно невысокой средней обводненности добываемой продукции - 29,8% (табл.2.2).

Средняя продолжительность третьего периода объектов с карбонатными коллекторами составляет 5,1 лет, что свидетельствует о быстром снижении темпа отбора нефти. За этот период средние темпы отбора нефти и жидкости составляют соответственно 0,98% и 2,78%. Поддержание высоких темпов отбора жидкости в третьем периоде приводит к резкому росту средней обводненности продукции скважин до 64,7% (табл.2.1).

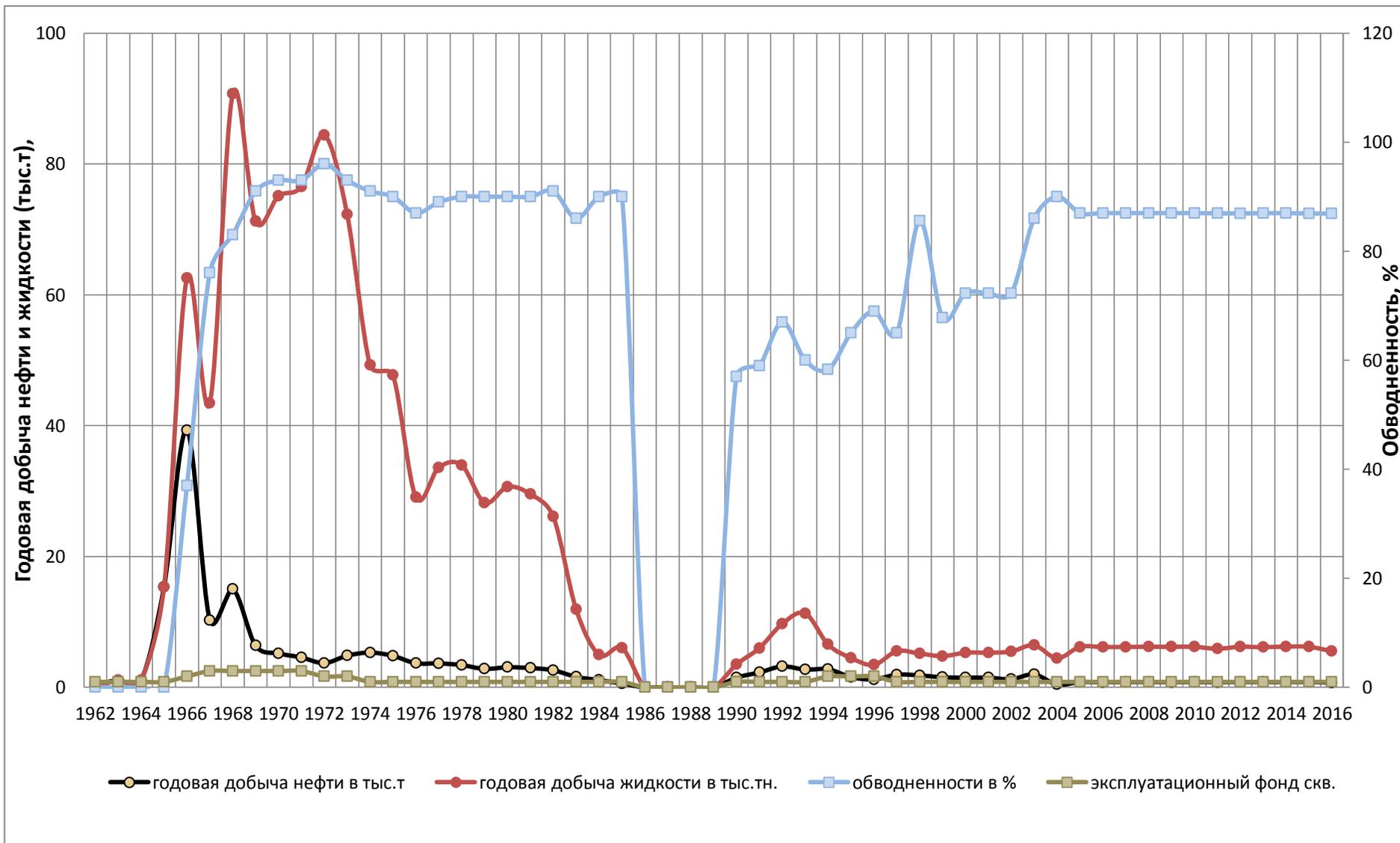


Рис.2.1. Динамика основных показателей разработки месторождения Наманган

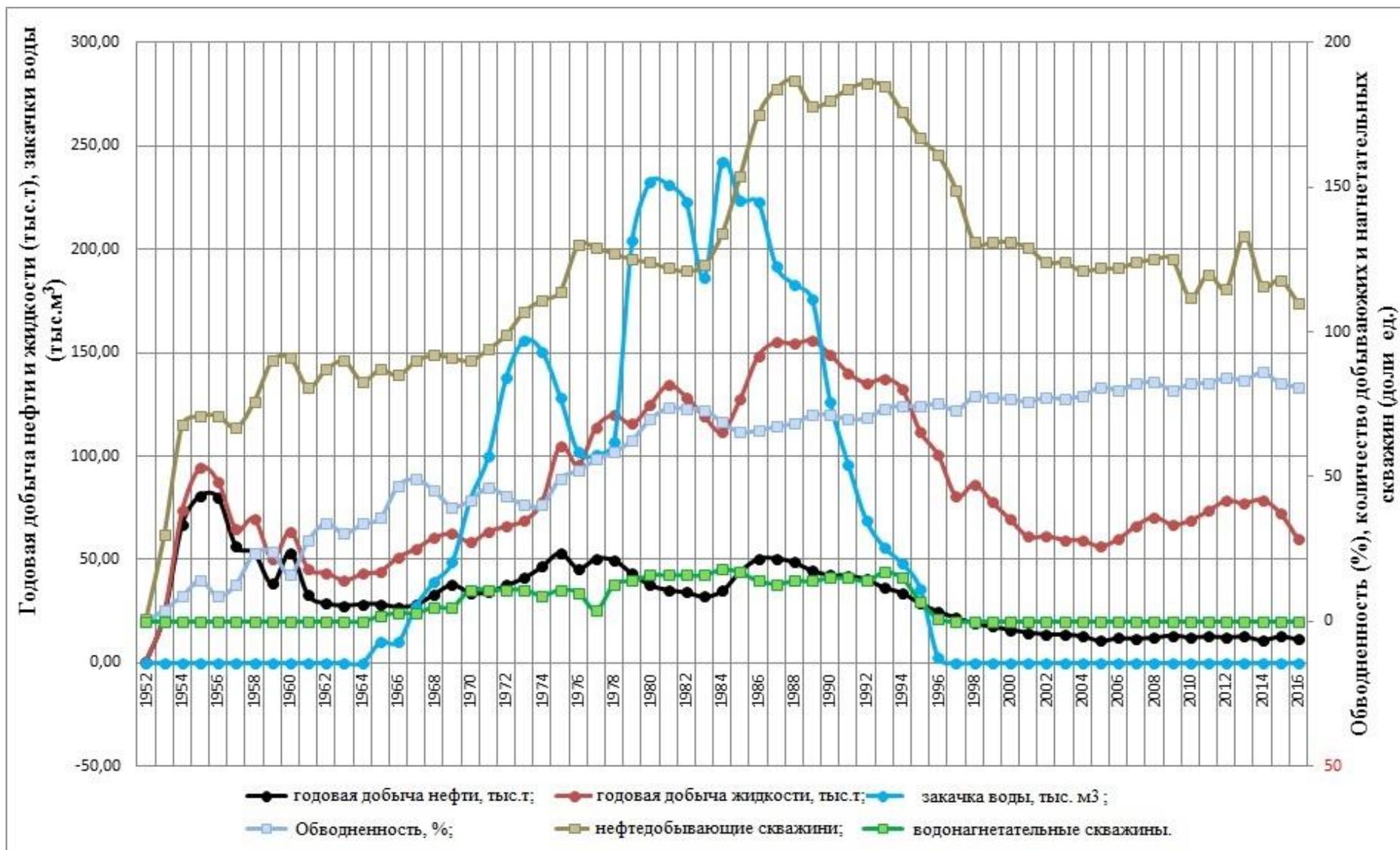


Рис.2.2. Динамика основных показателей разработки месторождения Бостон.

Таблица 2.1

Технологические показатели разработки объектов ФНГО, представленных карбонатными коллекторами

№№ ПП	Месторождение	Продук- тивный горизонт	Продолжительность периода разработки, годы				Средний темп отбора жидкости за период, %				Средний темп отбора нефти за период, %				Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за период			
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Ходжаабад	VIII	1	4	12	40	0,29	4,28	4,51	2,88	0,29	3,99	1,58	0,23	0,006	0,159	0,189	0,021
2	Западный Палванташ	V+VI	2	3	4	39	1,05	3,14	1,78	1,65	0,98	2,59	0,99	0,16	0,087	0,087	0,040	0,063
3	Андижан	VIII	9	3	5	27	0,92	5,99	3,99	4,68	0,92	4,42	1,40	0,20	0,019	0,132	0,070	0,053
4	Андижан	V	2	17	0	50	0,33	3,38	0	3,81	0,26	2,32	0	0,40	0,206	0,394	0	0,023
5	Южный Аламышик	V+VI	19	6	3	63	0,60	3,81	2,26	0,96	0,60	3,30	1,50	0,25	0,018	0,201	0,044	0,155
6	Южный Аламышик	VIII	3	5	5	56	1,43	4,05	2,14	1,24	1,60	3,63	1,54	0,71	0,032	0,182	0,077	0,399
7	Хартум	VIII	5,6	2	12	13	0	3,95	2,89	1,41	0	3,95	0,75	0,06	0	0,079	0,090	0,007
8	Палванташ	VII	0	5	6	46	1,87	8,96	6,73	2,27	1,87	7,98	2,49	0,20	0,019	0,399	0,149	0,095
9	Палванташ	VIII	10	4	9	52	1,85	11,64	9,25	5,72	0,18	6,43	2,11	0,24	0,018	0,257	0,190	0,222
10	Андижан	VII	1	2	13	46	0,11	12,01	5,29	4,18	0,11	11,78	2,03	0,26	0,001	0,236	0,263	0,120
11	Восточный Аввал	V+VI	7	11	1	53	0,90	2,30	1,50	0,90	0,90	1,40	0,90	0,29	0,064	0,154	0,009	0,159
12	Хартум	VI	6,6	11	12	25	2,50	3,90	2,50	0,98	0,75	1,72	0,75	0,25	0,050	0,189	0,090	0,062
13	Восточный Хартум	VI	1,5	3	8	24	0,20	2,92	2,39	2,48	0,20	1,77	0,84	0,22	0,003	0,053	0,067	0,054
14	Тергачи	V	2	4	3	46	0,42	0,92	0,44	0,19	0,39	0,91	0,41	0,05	0,008	0,036	0,012	0,024
15	Наманган	V	4	1	9	47	0,88	7,00	8,71	1,06	0,88	4,10	0,84	0,12	0,035	0,041	0,076	0,057
16	Ходжаабад	V	1,7	13	0	47	0,12	2,18	0	0,79	0,12	0,99	0	0,15	0,002	0,129	0	0,069
17	Северный Сох	VII	2	15	0	42	0,25	2,82	0	2,93	0,25	1,98	0	0,28	0,006	0,297	0	0,119
18	Аввал	V+VI	13	3	2	52	0,69	3,17	2,33	1,31	0,23	1,74	0,8	0,31	0,03	0,052	0,016	0,163
20	Западный Палванташ	VIII+IX	1	9	10	33	0,35	2,8	3,86	3,07	0,35	2,44	1,36	1,01	0,004	0,219	0,139	0,113
21	Палванташ	V+VI	1,9	9	6	40	0,89	3,45	2,57	1,99	0,88	3,05	1,31	0,27	0,017	0,275	0,079	0,108
22	Ходжаабад	VII	1,2	6	7	43	0,72	6,2	3,35	2,11	0,51	4,45	1,79	0,18	0,006	0,267	0,125	0,078
	Интервал изменения		1-19	1-18	1-12	13-73	0,03- 3,43	0,92- 12,01	0,44- 9,25	0,19- 5,72	0,02- 3,20	0,059- 11,78	0,041- 2,49	0,05- 1,01	0,001- 0,206	0,026- 0,399	0,018- 0,263	0,007- 0,399
	Среднее значение		4,1	6,7	5,1	44,5	0,78	4,04	2,78	1,99	0,61	2,98	0,98	0,26	0,027	0,152	0,064	0,096

Таблица 2.2

Технологические показатели разработки объектов ФНГО, представленных терригенными коллекторами

№	Месторождение	Продуктивный горизонт	Продолжительность периода разработки, годы				Средний темп отбора жидкости за период, %				Средний темп отбора нефти за период, %				Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за период, доли ед.			
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Северный Сох	II	1,7	9	9	35	0,11	2,06	1,11	1,15	0,06	1,39	0,66	0,17	0,001	0,069	0,086	0,059
2	Северный Сох	IV	5,9	3	1	47	0,96	4,98	6,71	0,37	0,91	4,15	2,27	0,11	0,054	0,125	0,023	0,051
3	Бостон	I	20	23	0	28	0,02	0,16	0	0,1	0,01	0,01	0	0,01	0,002	0,008	0	0,003
4	Бостон	XXX	3	5	2	33	1,18	5,42	4,41	1,38	1,1	3,02	1,25	0,17	0,033	0,15	0,026	0,055
5	Чагара- Гальча	IV	5	23	0	3	0,28	4,51	0	2,14	0,18	2,9	0	0,23	0,009	0,668	0	0,069
6	Андижан	III	10	5	5	57	0,23	1,51	1,04	1,33	0,23	1,43	0,82	0,27	0,023	0,071	0,041	0,153
7	Ходжабад	I	1	13	3	41	1,32	5,83	3,57	1,43	1,2	3,8	1,19	0,24	0,012	0,266	0,043	0,097
8	Андижан	I	1,9	8	3	36	1,52	6,38	7,33	7,95	0,85	1,82	1,12	0,56	0,016	0,146	0,036	0,202
9	Восточный Ташлы	XIII	5	13	0	27	0,25	3,09	0	0,53	0,16	1,56	0	0,23	0,008	0,203	0	0,063
10	Южный Аламышик	XVIII	1,8	4	8	13	0,59	6,5	8,05	3,13	0,28	3,25	1,23	0,3	0,005	0,13	0,099	0,089
11	Хартум	III	7,8	4	4	41	1,6	5,4	2,2	0,57	0,75	2,38	1,1	0,14	0,059	0,095	0,044	0,058
12	Андижан	ККС	1,2	15	2	42	0,16	3,12	3,29	1,02	0,16	1,74	1,22	0,24	0,002	0,261	0,024	0,099
13	Южный Аламышик	III	3,2	3	7	52	0,23	2,81	1,52	0,44	0,22	2,53	1,06	0,11	0,007	0,076	0,074	0,058
14	Южный Аламышик	XIX	18	15	0	45	2,05	3,24	0	0,62	0,21	1,5	0	0,24	0,039	0,225	0	0,102
15	Южный Аламышик	XXI	1,2	3	0	59	0,68	3,66	0	1,04	0,4	7,8	0	0,19	0,005	0,234	0	0,112
16	Варык	IV	1	21	0	38	0,36	1,14	2,88	0,9	0,36	1,07	0	0,22	0,003	0,224	0	0,084
17	Западный Палванташ	БРС	2,2	4	5	29	0,66	4,28	0,1	2,07	0,5	2,73	1,07	0,23	0,011	0,109	0,053	0,065
18	Палванташ	I	1	6	8	58	0,03	0,17	0	0,87	0,01	0,03	0,04	0,01	0,001	0,002	0,003	0,005
19	Бостон	I	1	21	1	34	0,01	1,78	2,56	1,03	0,01	1,05	0	0,19	0,001	0,221	0	0,065
20	Бостон	ККС	7	2	5	32	0,76	4,53	3	1,25	0,7	4,22	1,3	0,23	0,052	0,084	0,065	0,244
21	Ханкыз	II	7	12	3	36	0,8	2,86	3,9	1,5	0,6	1,46	1,02	0,22	0,042	0,175	0,031	0,079
22	Западный Палванташ	III	5	11	5	30	0,7	3,45	0	3,22	0,68	2,11	0,97	0,3	0,034	0,232	0,049	0,091
23	Палванташ	III	1	21	0	23	0,01	0,07	0	0,03	0,01	0,03	0	0,01	0,005	0,007	0	0,002
24	Палванташ	IV	12	4	0	38	1,29	4,41	2,97	1,47	1,24	3,52	0	0,5	0,149	0,141	0	0,189
25	Хаджаосмон	XVII	1	4	12	52	2,99	7,06	1,11	0,64	1,76	6,11	2,63	0,35	0,017	0,247	0,316	0,129
26	Ходжабад	III	1,2	2	3	65	0,43	1,74	0	0,42	0,36	1,32	1,78	0,18	0,007	0,026	0,023	0,119
27	Бостон	I	20	5	0	64	1,06	3,37	1,48	3,37	0,73	1,2	0	1,57	0,146	0,095	0	0,063
28	Бостон	III	2	4	13	55	0,57	3,51	2,98	0,6	0,55	3,2	0,89	0,18	0,011	0,124	0,115	0,098
29	Южный Аламышик	I	1,8	9	6	18	0,33	3,22	3,06	0,21	0,33	2,22	1,37	0,02	0,006	0,195	0,082	0,098
30	Южный Аламышик	ККС	2	6	6	45	0,72	4,41	3,06	1,37	0,7	3,35	1,17	0,23	0,014	0,201	0,07	0,007
31	Интервал изменения		1-20	2-23	1-13	13-65	0,01-4,23	0,07-12,52	0,10-8,05	0,03-7,95	0,01-3,27	0,01-8,51	0,04-3,06	0,01-1,57	0,01-0,149	0,002-0,668	0,003-0,316	0,002-0,244
32	Среднее значение		5	10	3,8	38,2	0,81	3,79	3,79	1,42	0,58	2,66	1,3	0,25	0,03	0,167	0,068	0,087

Средняя продолжительность третьего периода объектов с терригенными коллекторами составляет всего 3,8 лет, что свидетельствует о быстром снижении темпа отбора нефти. За этот период средний темп отбора нефти и жидкости составляет соответственно 1,3% и 3,79%. Поддержание высоких темпов отбора жидкости в третьем периоде приводит к резкому росту средней обводненности продукции скважин до 65,7% (табл.2.2). Четвертый период является наиболее продолжительным в объектах с карбонатными коллекторами, составляя в среднем 44,5 года, т.е. он по продолжительности в 2,8 раза превышает срок разработки залежей нефти за основной период (I+II+III стадии). За этот период средний темп отбора нефти составляет всего 0,26% при высокой обводненности добываемой продукции скважин равной – 86,9%. В четвертом периоде, несмотря на продолжительный срок разработки, из-за низких темпов отбора нефти извлекается всего 9,6% ее геологических запасов (табл.2.1).

Четвертый период в объектах с терригенными коллекторами составляет в среднем 38,2 лет, т.е. он по продолжительности более 2 раз превышает срок разработки залежей нефти за основной период (I+II+III стадии). За этот период средний темп отбора нефти составляет всего 0,25% при высокой обводненности добываемой продукции скважин равной – 82,4%. На четвертом периоде, несмотря на продолжительный срок разработки, из-за низких темпов отбора нефти извлекается всего 8,7% ее геологических запасов (табл.2.2).

В настоящее время (по состоянию на 01.01.2017 г.) разработка ряда объектов уже завершена (горизонты I, III на месторождении Палванташ, горизонты Ib, ККС – Южный Аламышик, горизонты XX, XXI, XIII – Шарихан-Ходжаабд и др.). Также, на ряде объектов из-за неэффективности завершена закачка воды (табл.2.3, 2.4). Естественно, на завершающей стадии разработки все объекты эксплуатируются ограниченным фондом скважин. Основной фонд скважин ликвидирован после эксплуатации (табл.2.5, 2.6).

Сопоставление утвержденных и достигнутых величин коэффициента извлечения нефти показывают, что их значение по многим объектам практически совпадают. Однако имеются объекты, в которых достигнутые величины КИН превышают утвержденные значения (Варык IV горизонт, Восточный Аввал V+VI), а на ряде объектов не достигнуты проектные показатели этого параметра (Ходжаабд XVIII горизонт, Ходжаабд XXVIII горизонт, Бостон Ia+I+ККС горизонты, Южный Аламышик XXIII горизонт, Хартум III, XXII горизонты и др.). Анализ геолого-промысловых материалов показывает, что основными причинами недостижения утвержденных величин КИН, является разработка этих объектов ограниченным фондом скважин и эксплуатация их в режимах истощения (табл.2.7 и 2.8).

Таблица 2.3

Сведения о добыче нефти и закачке воды по объектам, представленных карбонатными коллекторами
(по состоянию на 01.01.2017 г.)

№	Месторождение	Горизонт	Годовая добыча, тыс.т			Обводненность продукции скважин, %	Закачка воды, тыс.м ³		Накопленная добыча, тыс.т		
			нефти	воды	жидкости		годовая	накопленная	нефти	воды	жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Андижан	V+VI	1.0	19.4	20.4	95.0	-	4475.8	1437,1	4585,1	6022,2
2	Андижан	VII+VIII	0.5	4.6	5.1	90.1	-	1772.8	458,9	1703,4	2162,3
3	Шарихан -Ходжаабад	V+VI	-	-	-	-	25.0	234.8	115,2	293,3	408,5
4	Шарихан -Ходжаабад	VII	0.3	5.0	5.3	94.3	28.4	6642.2	1328,6	2945,9	4247,5
5	Шарихан -Ходжаабад	VIII	0.7	12.3	13.0	94.6	24.6	11602.1	2408,0	7650,9	10058,9
6	Южный Аламышик	V+VI+VII	1.5	10.0	11.5	86.9	-	13049.0	2253,1	2081,1	4334,2
7	Хартум	VI	1.1	5.1	6.2	82.2	-	-	221,0	539,6	760,6
8	Хартум	VIII	-	-	-	-	-	-	39,6	62,9	102,5
9	Восточный Хартум	VI	0.6	4.4	5.0	88.0	-	-	31,1	99,7	130,8
10	Палванташ	V+VI	0.5	14.6	15.1	96.7	11.0	8606.1	3150,5	5233,6	8384,1
11	Палванташ	VII+VIII	1.7	25.4	27.1	93.7	25.0	6854.0	2422,2	5189,3	7611,5
12	Западный Палванташ	V+VI	2.1	7.1	9.2	77.1	113.1	6546.2	922,5	2105,4	3027,9
13	Западный Палванташ	VII	0.5	22.1	22.6	97.8	-	1094.7	267,0	1483,7	1750,7
14	Западный Палванташ	VIII+IX	2.5	43.9	46.4	94.6	-	6333.8	1875,7	4678,8	6554,5
15	Северный Сох	VIII	-	-	-	-	-	15325.3	3348,4	9869,7	13218,1
16	Ханкыз	V	0.8	2.2	3.0	73.3	-	-	19,1	41,7	60,8
17	Ханкыз	VII	0.6	2.3	2.9	79.3	-	-	275,1	712,4	987,5
18	Авваль	V+VI	1.6	2.3	3.9	59.0	-	-	158,4	251,9	410,3
19	Восточный Авваль	V+VI	0.8	2.0	2.8	71.4	-	-	85,7	81,5	167,2
20	Чиммон	V	0.7	10.9	11.6	94.0	-	-	476,0	2872,5	3348,5
21	Варык	VII	-	-	-	-	-	-	36,7	103,2	139,9
22	Варык	IX	1.1	1.0	1.3	7.7	-	-	83,4	48,6	132,0
23	Шимолий Варык	VII	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Марказий Аввал	V	0.5	1.6	2.1	76.2	-	-	2,7	3,4	6,1
25	Кашкаркыр	V	0.4	4.7	5.1	92.1	-	-	3,8	18,7	22,5
26	Тергачи	V	0.3	0.9	1.2	75.0	-	-	151,7	37,5	189,2
27	Наманган	V	0.7	5.5	6.2	88.7	-	-	179,4	907,2	1086,6

Таблица 2.4

Сведения о добыче нефти и закачке воды по объектам, представленных терригенными коллекторами
(по состоянию на 01.01.2017 г.)

№ ПП	Месторождение	Горизонт	Годовая добыча, тыс.т			Обводненность продукции скважин, %	Закачка воды, тыс.м ³		Накопленная добыча, тыс.т		
			нефти	воды	жидкости		годовая	накопленная	нефти	воды	Жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Тергачи	Неоген, ККС	0,31	0,87	1,18	73,73	-	-	151,7	37,5	189,2
2	Палванташ	Неоген, I,III	-	-	-	-	-	-	20,1	35,9	56,0
3	Андижан	Неоген, ККС, I	15,6	283,27	298,87	94,78	242,54	3647,8	2838,6	2244,3	5082,9
4	Андижан	Палеоген, III	4,78	46,20	50,98	90,62	100,5	23220,3	4096,4	7955,7	12052,1
5	Южный Аламышик	Неоген, I, Ia	5,22	31,41	36,63	8575	24,75	2845,8	1585,9	3535,2	5121,1
6	Южный Аламышик	Неоген, I, Ib	-	-	-	-	-	1919,0	241,4	225,7	467,1
7	Южный Аламышик	Неоген, ККС	-	-	-	-	48,97	7416,8	2148,9	3532,5	5681,4
8	Южный Аламышик	Палеоген, III	0,37	3,17	3,54	89,55	-	1296,1	783,6	743,1	1526,7
9	Южный Аламышик	Верхний мел, XVIII	2,11	8,17	10,28	79,47	-	1432,2	420,1	1929,1	2355,2
10	Южный Аламышик	Мел, XIX-XXII	4,32	6,07	10,39	58,42	-	273,0	455,1	841,3	1296,4
11	Южный Аламышик	Юра, XXIII	-	-	-	-	-	-	6,6	26,7	33,3
12	Шарихан-Ходжабад	Неоген, БРС, I	0,93	10,87	11,8	92,12	-	411,7	871,2	2654,1	3525,3
13	Шарихан-Ходжабад	Палеоген, III	0,3	16,3	16,6	98,19	-	1842,0	313,2	231,1	544,3
14	Шарихан-Ходжабад	Мел, XX-XXI, XXII	-	-	-	-	-	-	675,5	604,5	1280,0
15	Шарихан-Ходжабад	Юра, XXIII	-	-	-	-	-	-	766,6	669,3	1435,9
16	Западный Палванташ	Неоген, БРС	1,32	33,7	35,02	96,23	3,96	57,0	607,9	1964,3	2572,2
17	Западный Палванташ	Палеоген, III	1,23	23,3	24,53	94,98	-	281,1	594,5	1775,2	2369,7
18	Северный Сох	Палеоген, II	-	-	-	-	-	-	222,2	305,6	527,8
19	Северный Сох	Палеоген, IV	-	-	-	-	-	254,1	557,1	332,1	889,2
20	Ханкыз	Палеоген, II	0,28	4,33	4,61	93,92	8,04	356,4	516,6	961,0	1477,6
21	Чангора-Гальча	Палеоген, IV	-	-	-	-	-	5014,6	1007,2	2813,3	3820,5
22	Варык	Палеоген, II	-	-	-	-	-	-	18,6	49,4	68,0
23	Варык	Палеоген, IV	0,55	-	0,55	-	-	-	60,2	3,9	64,1
24	Ачису	Палеоген, II	-	-	-	-	-	-	14,4	6,3	20,7
25	Бостон	Неоген, ККС, I+Ia+Ib	9,18	44,0	53,12	82,74	-	1958,4	1235,0	2525,3	3760,3
26	Бостон	Палеоген, III	1,53	5,9	7,43	79,41	-	1913,1	768,0	643,9	1411,9
27	Бостон	Мел, XX	0,42	3,82	4,24	90,10	-	-	4,6	30,5	35,1
28	Бостон	Юра, XXX	0,3	3,0	3,3	90,91	-	-	80,8	218,6	299,4
29	Ходжаосман	Мел, XX-XXII	-	-	-	-	-	-	106,7	32,1	138,8
30	Хартум	Палеоген, III	-	-	-	-	-	-	174,4	244,0	418,4
31	Хартум	Мел, XXII	-	-	-	-	-	-	5,5	8,4	13,9
32	Восточный Хартум	Палеоген, III	7,41	12,1	19,51	62,02	-	1,7	678,1	241,7	919,8

Таблица 2.5

Состояние фонда скважин на объектах разработки, представленных карбонатными коллекторами
(по состоянию на 01.01.2018)

№ пп	Месторождение	Горизонт	Действующий фонд нефтедобывающих скважин	Скважины находящиеся в ожидании КРС	Действующий фонд нагнетательных скважин	Контрольные скважины	В ожидании ликвидации после эксплуатации	Ликвидированы после эксплуатации	Ликвидированные по геологическим причинам	Ликвидированные по техническим причинам	Разведочные, выполнившие свое назначение	Весь фонд
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14
1	Палванташ	IV+V+VI	5	1	4	0	1	167	7	2	14	201
2	Палванташ	VII+VIII	5	0	2	0	0	23	0	6	5	41
3	Андижан	V+VI	5	0	0	1	2	9	0	6	1	24
4	Андижан	VII	2	0	0	0	0	0	0	3	1	6
5	Южный Аламышик	V+VI+VII	12	4	0	3	2	77	2	4	15	119
6	Шарихан -Ходжаабд	V+VI	0	0	1	0	0	7	0	0	4	12
7	Шарихан -Ходжаабд	VII	1	0	1	1	0	36	2	3	3	47
8	Шарихан -Ходжаабд	VIII	1	0	2	4	0	134	7	7	16	171
9	Хартум	VI	4	0	0	1	0	1	0	2	11	19
10	Западный Палванташ	V+VI	5	3	4	1	0	11	0	0	9	33
11	Западный Палванташ	VII	2	0	0	1	0	1	0	0	0	4
12	Западный Палванташ	VIII+IX	6	5	0	0	1	5	0	2	3	22
13	Северный Сох	VIII	0	11	7	4	2	20	1	2	1	48
14	Ханкыз	V	3	0	0	2	1	1	0	0	0	7
15	Ханкыз	VII	5	0	1	3	0	1	0	0	0	10
16	Авваль	V	12	4	1	3	2	7	0	0	8	37
17	Шаркий Авваль	V	4	1	0	1	1	5	0	0	10	22
18	Варух	VII	0	0	0	0	1	0	0	0	3	4
19	Варух	IX	2	1	0	0	0	2	0	1	8	14
20	Шорсу	VII+VIII	3	0	0	0	2	3	0	0	0	8
21	Шимолий Варух	VII	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Марказий Авваль	V	2	1	0	0	0	0	0	0	3	6
23	Кашкаркыр	V	0	1	0	1	0	0	0	0	0	2
24	Кашкаркыр	VI	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
25	Кашкаркыр	VIII	4	2	0	0	0	0	0	2	5	13

Таблица 2.6

Состояние фонда скважин на объектах разработки, представленных терригенными коллекторами
(по состоянию на 01.01.2018)

№ пп	Месторождение	Горизонт	Действующий фонд нефтедобывающих скважин	Скважины находящихся в ожидании КРС	Действующий фонд нагнетательных скважин	Контрольные скважины	В ожидании ликвидации после эксплуатации	Ликвидированные после эксплуатации	Ликвидированные по геологическим причинам	Ликвидированные по техническим причинам	Разведочные, выполнившие свое назначение	Весь фонд
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Палванташ	Неоген, I	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5
2	Андижан	Неоген, ККС, I	80	17	7	12	20	74	3	0	19	232
3	Андижан	Палеоген, III	25	3	5	7	8	71	5	6	9	139
4	Южный Аламышик	Неоген, I, Ia	10	2	1	1	3	97	2	0	16	132
5	Южный Аламышик	Неоген, Ib	16	1	0	3	0	22	4	0	1	47
6	Южный Аламышик	Неоген, ККС	19	2	1	2	2	60	0	1	3	90
7	Южный Аламышик	Палеоген, III	3	1	0	1	1	73	0	0	15	94
8	Южный Аламышик	Верхний мел, XVIII	3	0	0	1	0	41	0	0	0	45
9	Южный Аламышик	Мел, XIX-XXII	4	2	0	2	0	4	1	1	12	26
10	Южный Аламышик	Юра, XXIII	0	0	0	0	0	4	0	0	2	6
11	Шарихан -Ходжаабд	Неоген, БРС, I	2	0	0	0	1	29	4	0	5	41
12	Шарихан -Ходжаабд	Палеоген, III	2	0	0	1	1	14	0	0	1	19
13	Шарихан -Ходжаабд	Мел, XX, XXI, XXII										0
14	Шарихан -Ходжаабд	Юра, XXIII	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
15	Шарихан -Ходжаабд	Юра, XXVIII										0
16	Западный Палванташ	Неоген, БРС,	10	2	0	4	1	51	1	0	5	74
17	Западный Палванташ	Палеоген, III	8	1	0	1	0	9	0	0	1	20
18	Северный Сох	Палеоген, II	0	4	0	1	0	5	0	0	9	19
19	Северный Сох	Палеоген, IV	0	1	0	0	0	27	0	2	2	32
20	Ханкыз	Палеоген, II	2	1	2	1	1	9	1	0	10	27
21	Чангора –Галья	Палеоген, IV	0	0	0	1	3	71	3	0	18	96
22	Варык	Палеоген, II	0	0	0	1	4	3	0	0	2	10
23	Варык	Палеоген, IV	1	0	0	1	1	1	0	0	0	4
24	Бостон	Неоген, ККС, I+Ia+Ib	86	7	0	20	7	78	1	1	23	223
25	Бостон	Палеоген, III	11	1	0	4	6	39	2	0	2	65
26	Бостон	Мел, XX	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2
27	Бостон	Юра, XXX	1	0	0	0	0	0	1	1	2	5
28	Хартум	Палеоген, III	0	0	0	1	2	8	0	0	1	12
29	Хартум	Мел, XXII	0	0	0	0	0	0	2	1	2	5
30	Восточный Хартум	Палеоген, III	14	5	0	10	2	5	1	0	2	39
31	Восточный Хартум	Палеоген, IV										0
32	Ачису	Палеоген, II	0	0	0	1	0	0	0	0	5	6
33	Тергачи	Неоген, ККС										0
34	Касансай	Палеоген, III										0
35	Ачису	Палеоген, II										0

Таблица 2.7.

Состояние выработанности утвержденных извлекаемых запасов и коэффициент извлечения геологических запасов нефти, объектов, представленных карбонатными коллекторами (01.01.2017)

№ п.п	Месторождение	Пласт	Утвержденный КИН, доли ед.	Выработанность извлекаемых запасов нефти, %	Текущий КИН, доли ед.
1	Андижан	V+VI	0,500	98,8	0,494
2	Андижан	VII+VIII	0,300	97,1	0,291
3	Ходжаабад	V+VI	0,303	97,6	0,295
4	Ходжаабад	VII	0,481	99,1	0,476
5	Ходжаабад	VIII	0,448	99,7	0,447
6	Южный Аламышик	V+VI+VII	0,250	97,4	0,243
7	Хартум	VI	0,400	90,6	0,363
8	Хартум	VIII	0,320	3,1	0,010
9	Восточный Хартум	VI	0,296	70,2	0,208
10	Западный Палванташ	V+VI	0,300	91,9	0,276
11	Западный Палванташ	VII	0,299	95,7	0,286
12	Западный Палванташ	VIII+IX	0,500	97,7	0,488
13	Палванташ	V+VI	0,462	93,2	0,430
14	Палванташ	VII+VIII	0,505	85,8	0,433
15	Северный Сох	VIII	0,460	91,2	0,420
16	Ханкыз	V	0,193	18,1	0,035
17	Ханкыз	VII	0,200	59,3	0,118
18	Авваль	V+VI	0,353	80,4	0,284
19	Восточный Авваль	V+VI	0,429	99,9	0,470
20	Чимион	V	0,258	86,2	0,222
21	Варык	VII	0,217	79,6	0,173
22	Варык	IX	0,295	31,3	0,092
23	Шимолий Варык	VII	0,257	5,9	0,015
24	Марказий Авваль	V	0,347	3,5	0,012
25	Кашкаркыр	V	0,350	12,3	0,043
26	Тергачи	V	0,317	2,3	0,074
27	Наманган	V	0,227	99,1	0,231

Таблица 2.8

Состояние выработанности утвержденных извлекаемых запасов и коэффициент извлечения геологических запасов нефти, объектов, представленных терригенными коллекторами (на 01.01.2017 г.)

№ п.п	Месторождение	Пласт	Утвержденный КИН, доли ед.	Выработанность извлекаемых запасов нефти, %	Текущий КИН, доли ед.
1	Андижан	Ia	0,349	99,1	0,346
2	Андижан	I	0,380	97,2	0,369
3	Андижан	ККС	0,349	94,9	0,331
4	Андижан	III	0,453	98,8	0,447
5	Ходжаабад	I	0,543	100,6	0,547
6	Ходжаабад	III	0,220	100,4	0,220
7	Ходжаабад	XX+XXI+XXII	0,885	98,6	0,873
8	Ходжаабад	XVIII	0,398	15,4	0,061
9	Ходжаабад	XXVIII	0,387	28,8	0,111
10	Бостон	Ia+I+ ККС	0,325	34,3	0,112
11	Бостон	III	0,310	96,9	0,300
12	Южный Аламышик	I+Ia	0,310	93,8	0,291
13	Южный Аламышик	Ib	0,300	74,0	0,222
14	Южный Аламышик	ККС	0,400	95,8	0,383
15	Южный Аламышик	III	0,250	75,7	0,189
16	Южный Аламышик	XVIII	0,362	96,9	0,351
17	Южный Аламышик	XIX+XX+XXI+XXII	0,349	89,6	0,313
18	Южный Аламышик	XXIII	0,202	50,0	0,101
19	Хартум	III	0,299	66,1	0,198
20	Восточный Хартум	III	0,380	92,37	0,351
21	Палванташ	I.III	0,150	45,7	0,068
22	Западный Палванташ	БРС	0,280	87,2	0,244
23	Западный Палванташ	III	0,450	92,4	0,416
24	Ходжаосман	XX-XXII	0,705	97,0	0,683
25	Северный Сох	II	0,258	84,5	0,218
26	Северный Сох	IV	0,450	57,1	0,257
27	Чангора-Гальча	IV	0,750	99,1	0,743
28	Ханкыз	II	0,400	87,4	0,349
29	Варык	II	0,251	8,49	0,021
30	Варык	IV	0,281	109,6	0,307
31	Ачису	II	0,251	29,1	0,073
32	Хартум	XXI	0,200	2,6	0,005

Анализ проектных и достигнутых величин среднего значения коэффициента извлечения нефти (КИН) по залежам продуктивных отложений показывает, что реализованные системы разработки в целом, оказались недостаточно эффективными (рис.2.3).

2.2. Исследование зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости

Изучение зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости, обычно проводят с целью установления оптимальных отборов годовой добычи жидкости, либо для обоснования форсированного отбора жидкости. При этом в исследованиях используются их величины в процентах от начальных извлекаемых запасов [36, 83, 91]. Однако, как показывает практика уточнения (пересчета) запасов на длительно разрабатываемых месторождениях, во многих из них первоначально утвержденная величина извлекаемых запасов существенно меняется, тогда как геологические запасы

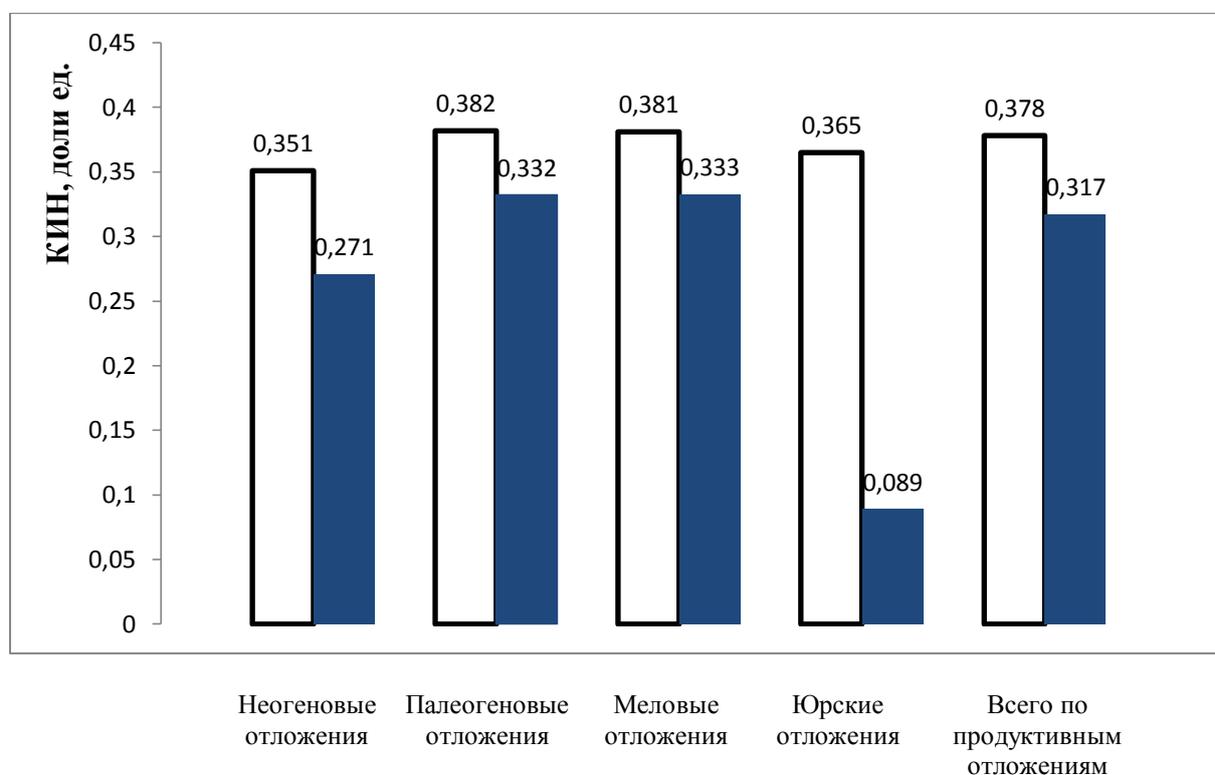


Рис.2.3. Утвержденные и достигнутые средние величины коэффициента извлечения нефти продуктивных отложений ФНГО:

□ - утвержденные при подсчете извлекаемых запасов нефти;

■ - текущая величина КИН на 01.01.2018 г.

в основном остаются неизменными. Помимо этого, величина КИН обосновывается исходя из геолого-физических условий объектов и технологий разработки, поэтому сопоставление $T_{ж}$ и $T_{н}$ по величине в процентах от начальных извлекаемых запасов по различным объектам, может привести к ошибочным выводам, т.к. их геолого-физические условия, как бы уравниваются. Изучение взаимосвязи $T_{ж}$ и $T_{н}$ нами проведено по их значениям, определенных в процентах от начальных геологических запасов [68, 115, 116, 125]. Средние темпы отбора нефти и жидкости по стадиям определены по формулам [68, 70]:

$$T_{жи} = \frac{Q_{жи}}{Q_{г} \cdot t_i}; \quad (2.1)$$

$$T_{ни} = \frac{Q_{ни}}{Q_{г} \cdot t_i}; \quad (2.2)$$

где $Q_{жи}$ и $Q_{ни}$ - соответственно, накопленная добыча жидкости и нефти по стадиям; $Q_{г}$ - начальные геологические запасы нефти; t_i - продолжительность стадий разработки.

Коэффициент извлечения нефти по стадиям определен по формуле:

$$\eta_i = \frac{Q_{ни}}{Q_{г}}. \quad (2.3)$$

Естественно полагать, что увеличение темпа отбора жидкости может положительно повлиять на КИН, если он приведет к росту темпа отбора нефти без резкого увеличения обводненности добываемой продукции скважин. Для исследования этого вопроса, нами, на основе статистической обработки геолого-промысловых материалов, длительно разрабатываемых объектов ФНГО, изучена степень связи между темпом отбора жидкости и нефти на различных стадиях их эксплуатации. Данный подход связан с тем, что для каждого периода характерны свои особенности и изменения показателей разработки, учет которых позволяет выработать дифференцированные рекомендации [129].

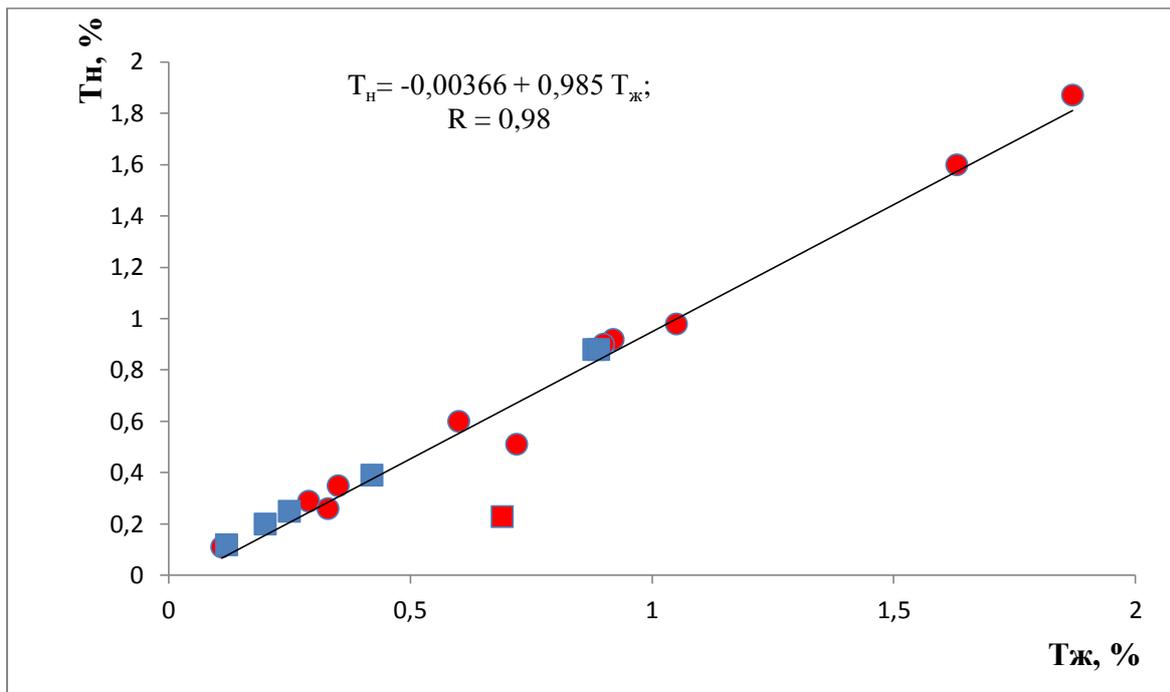
На рис.2.4-2.7 приведены зависимости $T_{н}$ от $T_{ж}$ для объектов, представленных карбонатными коллекторами по четырем выделенным стадиям, при этом на рис.2.4а-2.7а они представлены для всей выборки, а на рис.2.4б-2.7б без учета “аномальных” объектов, выпадающих из общей закономерности, что позволяет выявить геолого-физические условия и системы разработки, при которых высокие темпы отбора жидкости привели к отрицательным последствиям.

На I и II стадиях разработки обычно фронт вытесняемой воды не достигает забоя добывающих скважин, поэтому между T_n и $T_{ж}$ должна быть достаточно тесная линейная зависимость, что и подтверждается рис.2.4 и 2.5, хотя имеются и “аномальные” объекты, не вписывающиеся в общую закономерность. На первой стадии разработки такими объектами являются залежи нефти горизонта VIII месторождения Палванташ, горизонта VI месторождения Хартум и горизонтов V+VI месторождения Авваль. Результаты анализа геолого-промысловых материалов данных объектов позволяют сделать вывод, что причинами более высокой обводненности продукции их скважин мог быть относительно более длительный срок освоения (7-13 лет), который в 2-3 раза превышал средние показатели по другим объектам (4 года). Соответственно, без учета этих «аномальных» объектов, теснота связи между T_n и $T_{ж}$ увеличивается с 0,7158 до 0,9452.

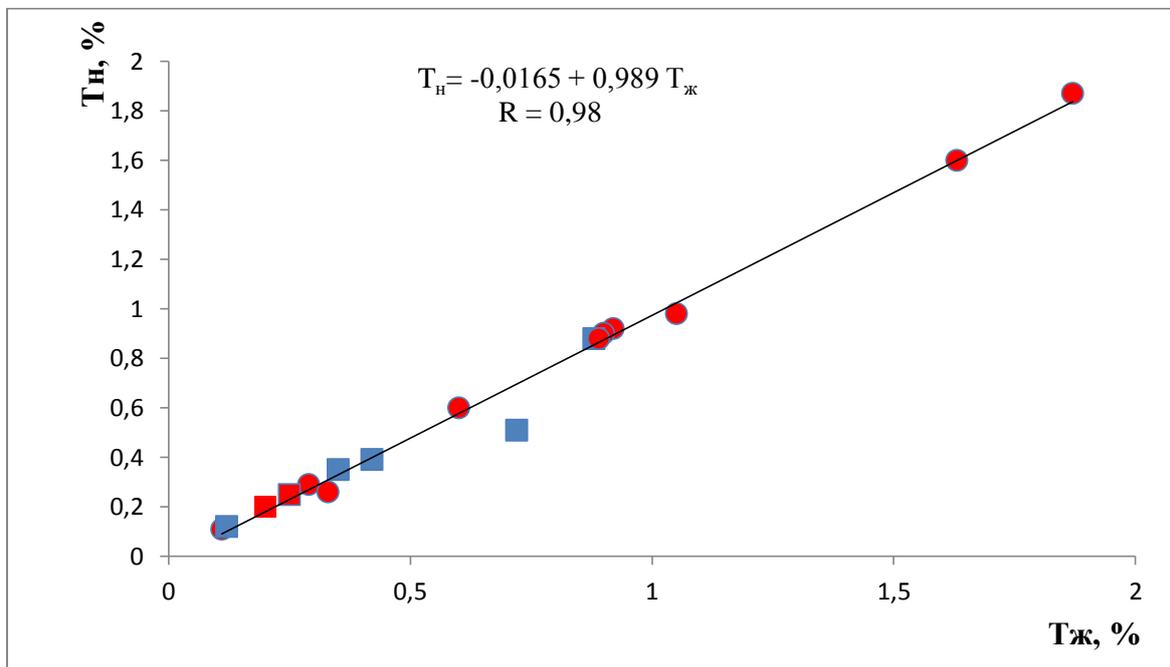
На второй стадии, в качестве «аномальных» объектов можно выделить залежи нефти горизонта VI месторождений Хартум и Восточный Хартум, горизонта VIII месторождения Северный Сох, горизонта V месторождения Наманган и горизонта VIII месторождения Палванташ. На первых трех объектах, относительно большое содержание воды в продукции скважин можно объяснить высокими темпами отбора жидкости и сроком эксплуатации (11-15 лет, в среднем 6-7 лет). На месторождении Наманган причиной такого явления могла быть редкая сетка скважин (36 га/скв.) и развитая трещиноватость пород-коллекторов.

Для горизонта VIII месторождения Палванташ обоснованного объяснения нет, но можно предположить, что высокая обводненность продукции скважин связана с последствиями первой стадии разработки. Исключение “аномальных” объектов увеличивает коэффициент корреляции зависимости T_n от $T_{ж}$ за вторую стадию с 0,9268 до 0,9709.

На третьей стадии разработки теснота связи между T_n и $T_{ж}$ для всей выборки вроде бы значительно снижается, коэффициент корреляции зависимости составляет всего 0,4947. Однако исключение из общей выборки всех трех объектов увеличивает коэффициент корреляции 0,8977, что подтверждает наличие закономерности обводнения продукции скважин и на этой стадии разработки. В качестве “аномальных” объектов выделяются горизонт V месторождения Наманган, а также горизонт VIII месторождения Палванташ. Относительно более высокая доля нефти в добываемой продукции скважин последнего объекта на данной стадии, указывает на большие возможности методов регулирования процесса разработки даже в условиях высокой обводненности добываемой продукции скважин на первых двух стадиях, чем на других анализируемых объектах.



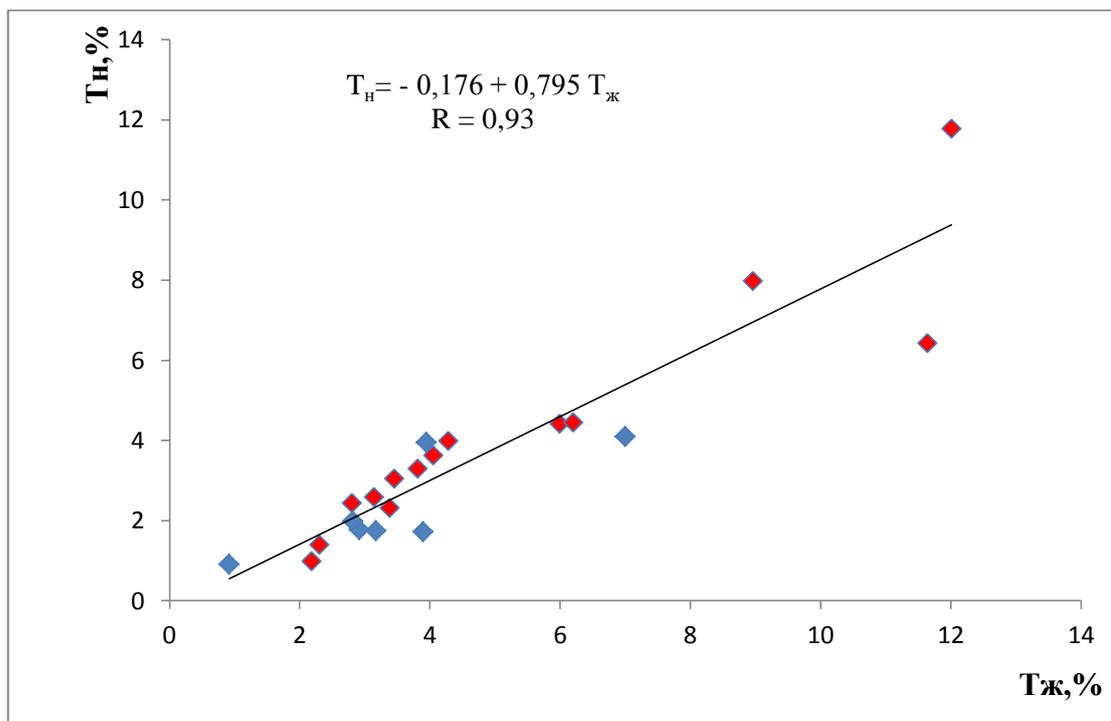
а)



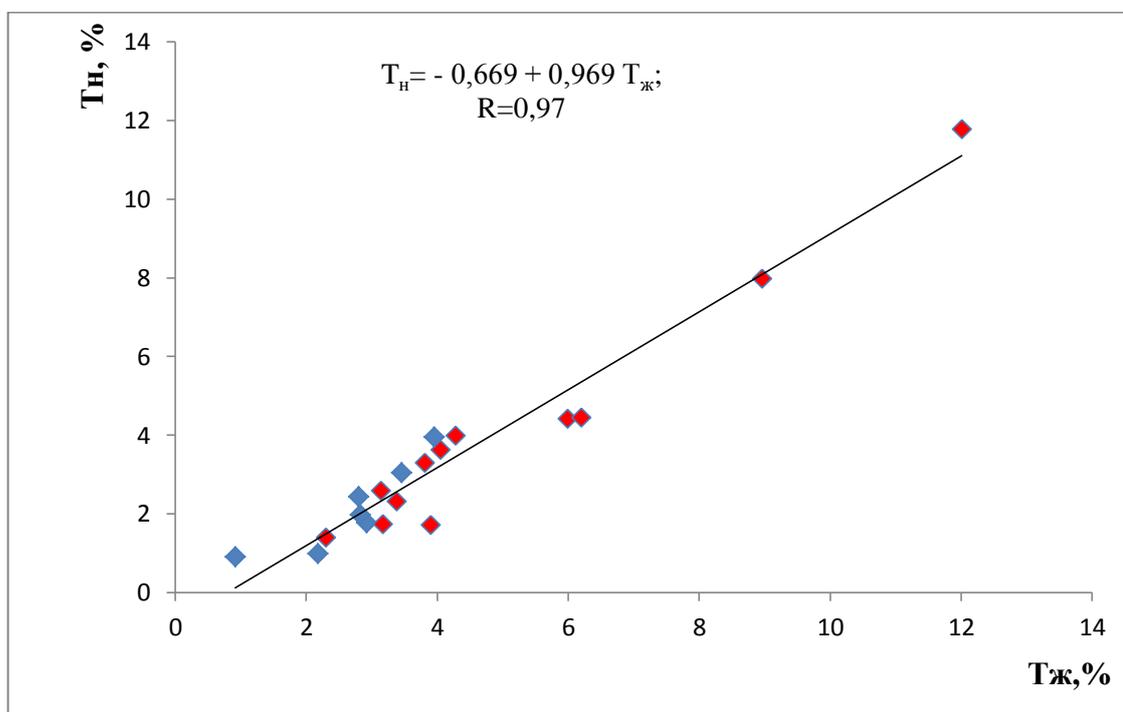
б)

Рис.2.4. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для I стадии разработки, объекты, представленные карбонатными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ■ - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



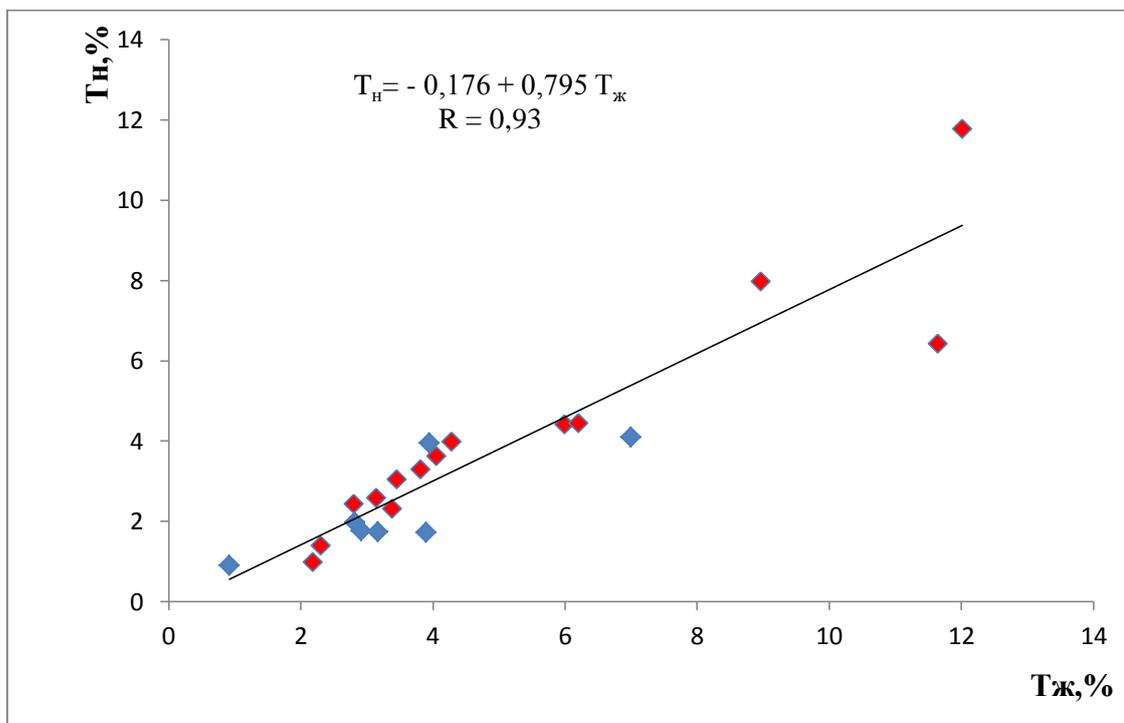
а)



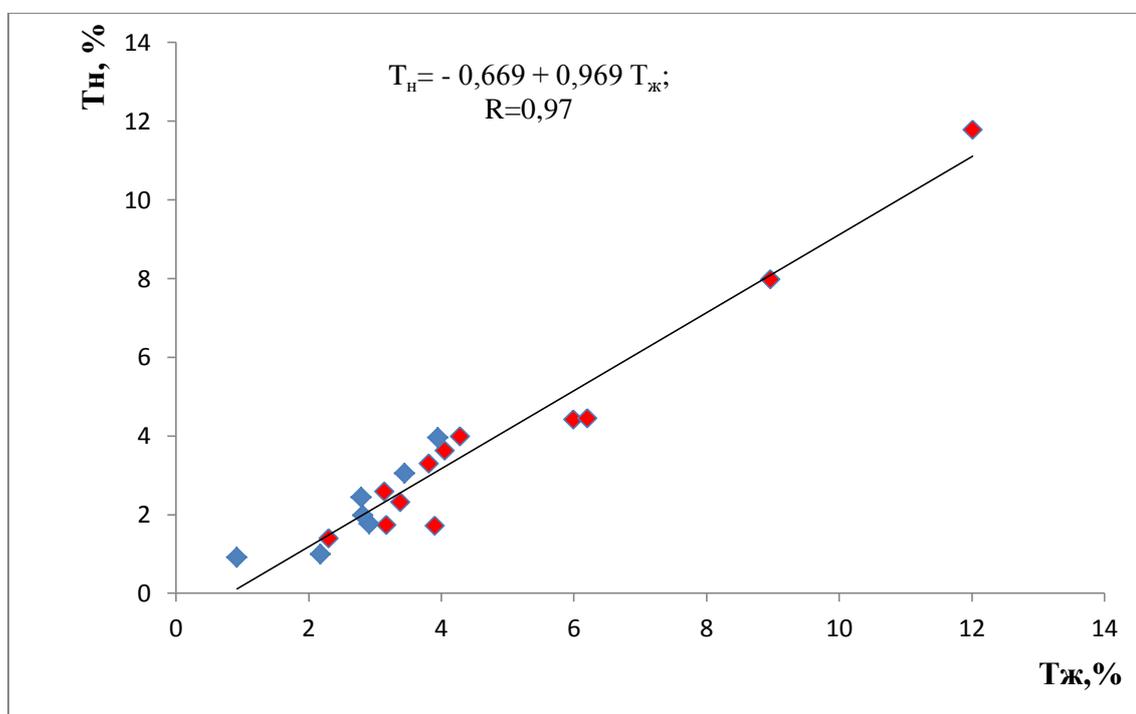
б)

Рис.2.5. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для II стадии разработки, объекты, представленные карбонатными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ■ - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



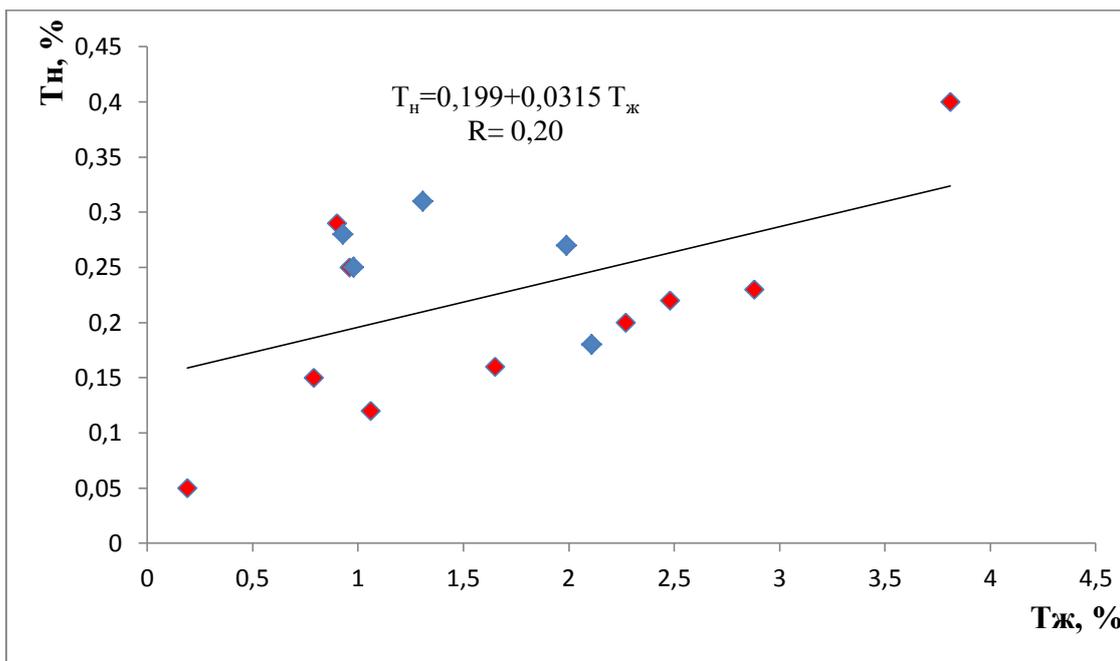
а)



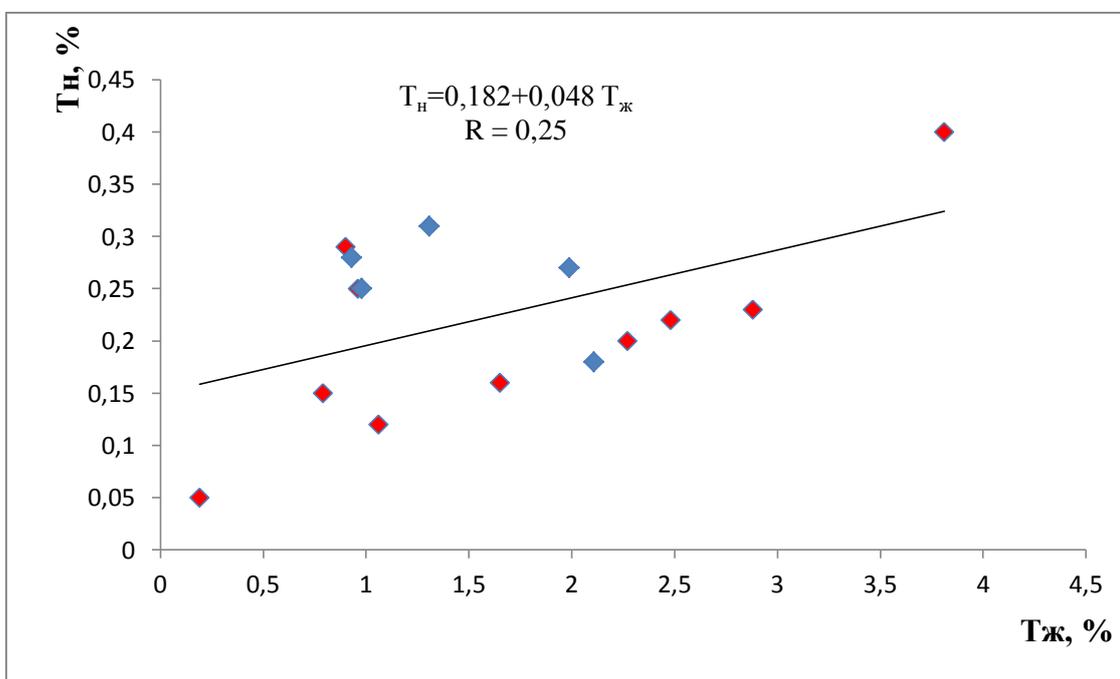
б)

Рис.2.6. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для III стадии разработки, объекты, представленные карбонатными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ■ - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



а)



б)

Рис.2.7. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для IV стадии разработки, объекты, представленные карбонатными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ■ - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.

На четвертой стадии разработки зависимости между T_n и T_j свидетельствуют об отсутствие какой-либо связи между этими параметрами. Коэффициент корреляции зависимости для всей выборки составляет 0,1958, а без учета “аномальных” объектов – 0,6093. При этом во всех “аномальных” объектах (горизонт VII месторождения Южный Аламышик и горизонты VIII+IX месторождения Западный Палванташ) достигнуто увеличение доли нефти, чем на других анализируемых объектах, благодаря реализации геолого-технических мероприятий по ограничению водопритоков и ликвидации скважин с высокой обводненностью добываемой продукции.

На рис.2.8-2.11 приведены зависимости T_n и T_j для объектов, представленных терригенными коллекторами по четырем выделенным стадиям, при этом на рис.2.8а-2.11а они представлены также для всей выборки, а на рис.2.8б-2.11б, без учета “аномальных” объектов.

На I и II стадиях разработки T_n и T_j также наблюдается достаточно тесная линейная зависимость, что и подтверждается на рис.2.8 и 2.9, хотя имеются и “аномальные” объекты, не вписывающиеся в общую закономерность. На первой стадии разработки таким объектом является

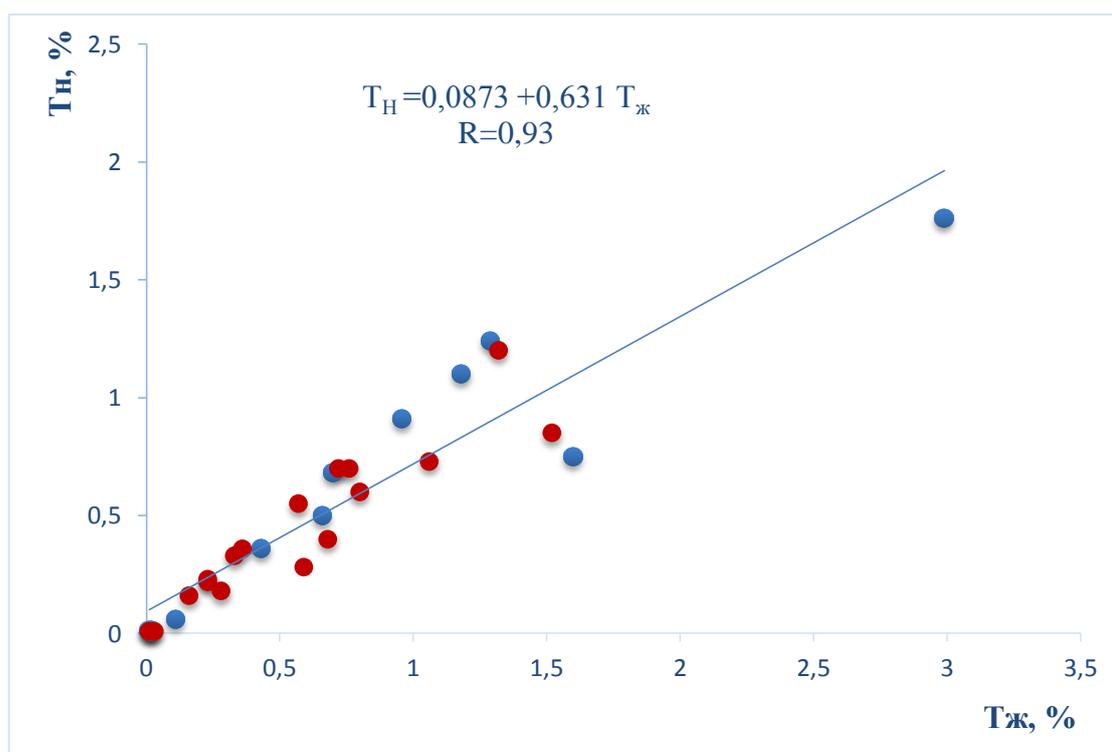
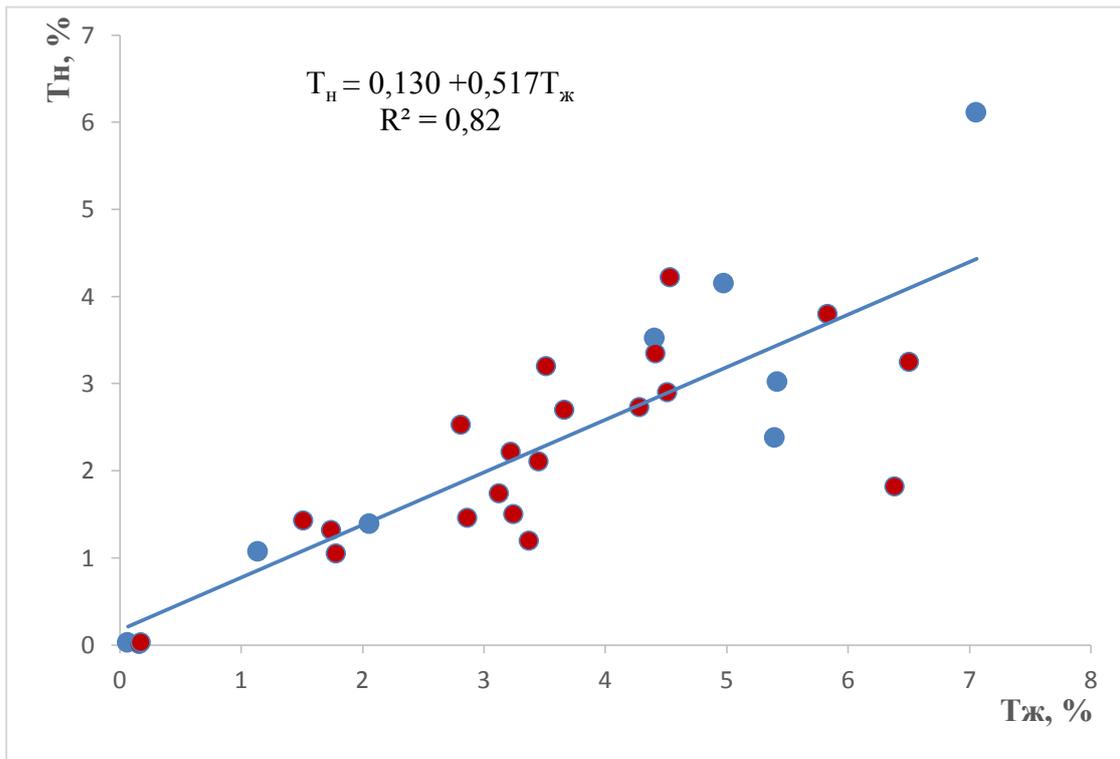
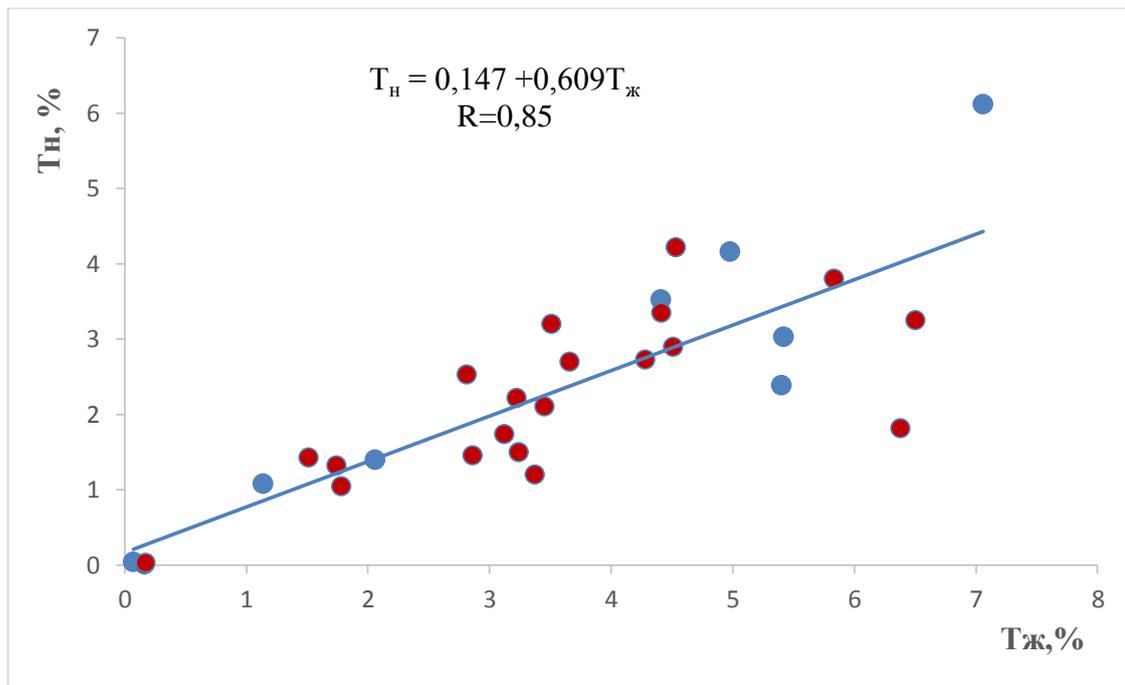


Рис.2.8. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для I стадии разработки, объекты, представленные терригенными коллекторами:

● - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



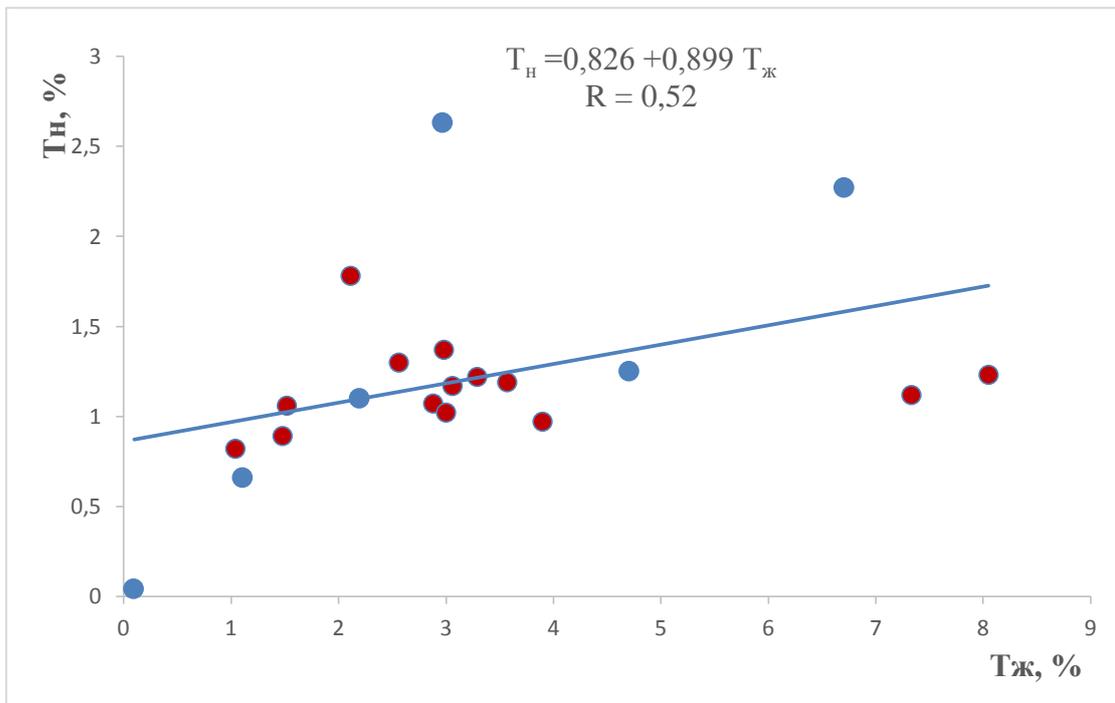
а)



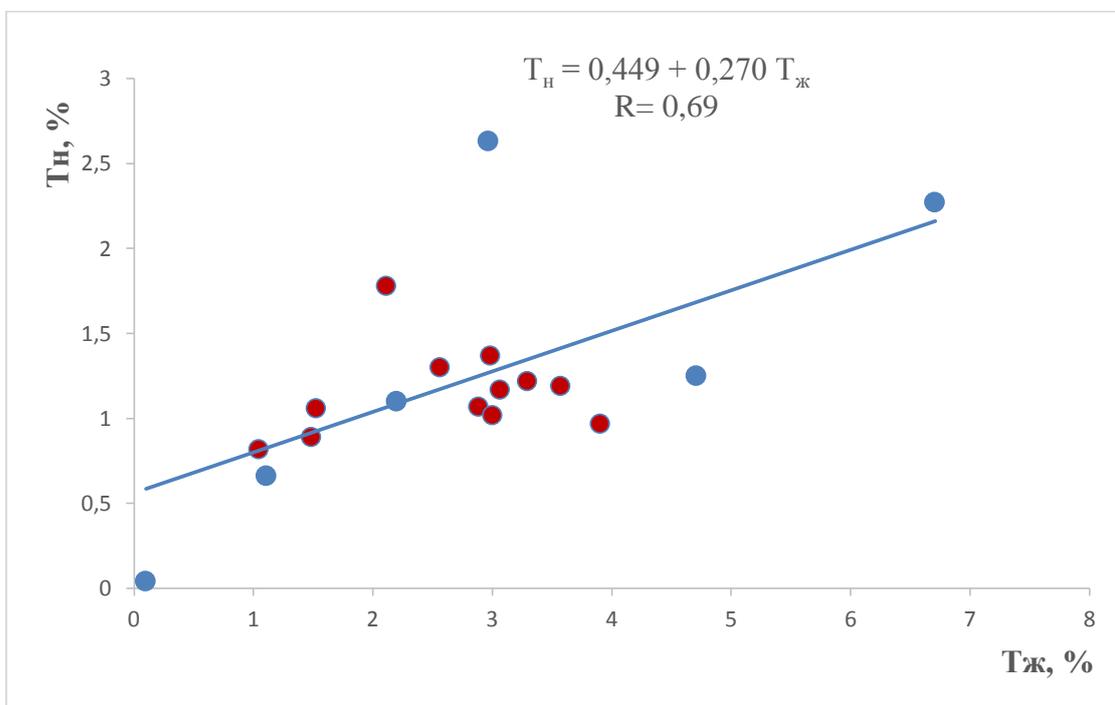
б)

Рис.2.9. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для II стадии разработки, объекты, представленные терригенными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ● - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



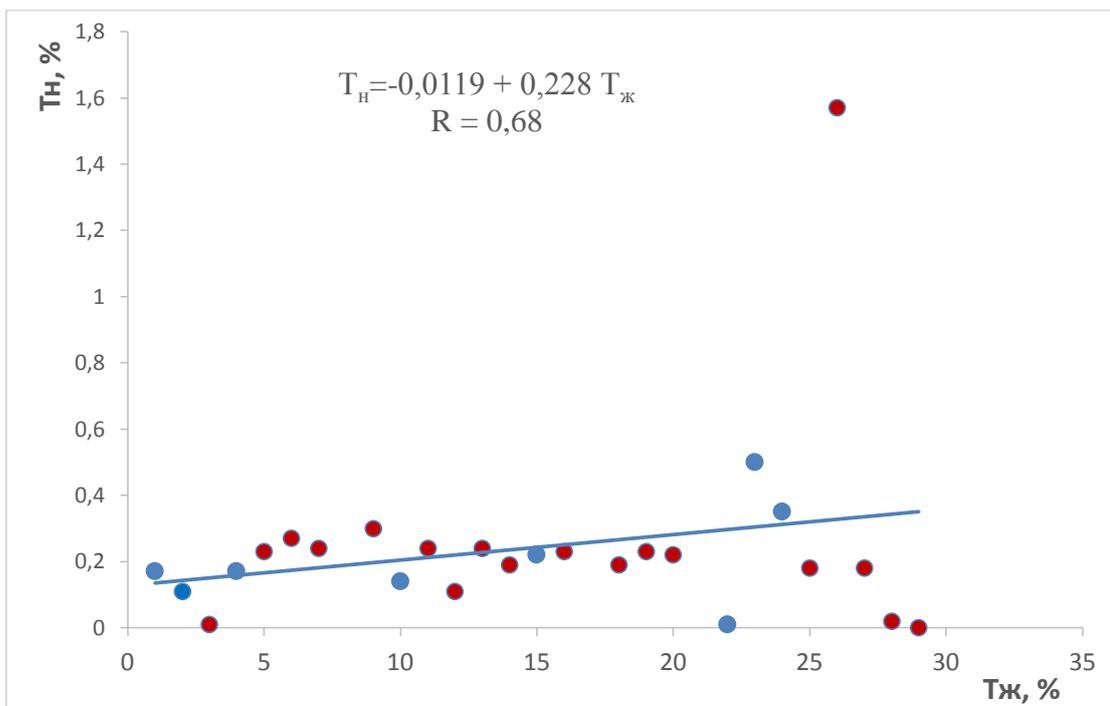
а)



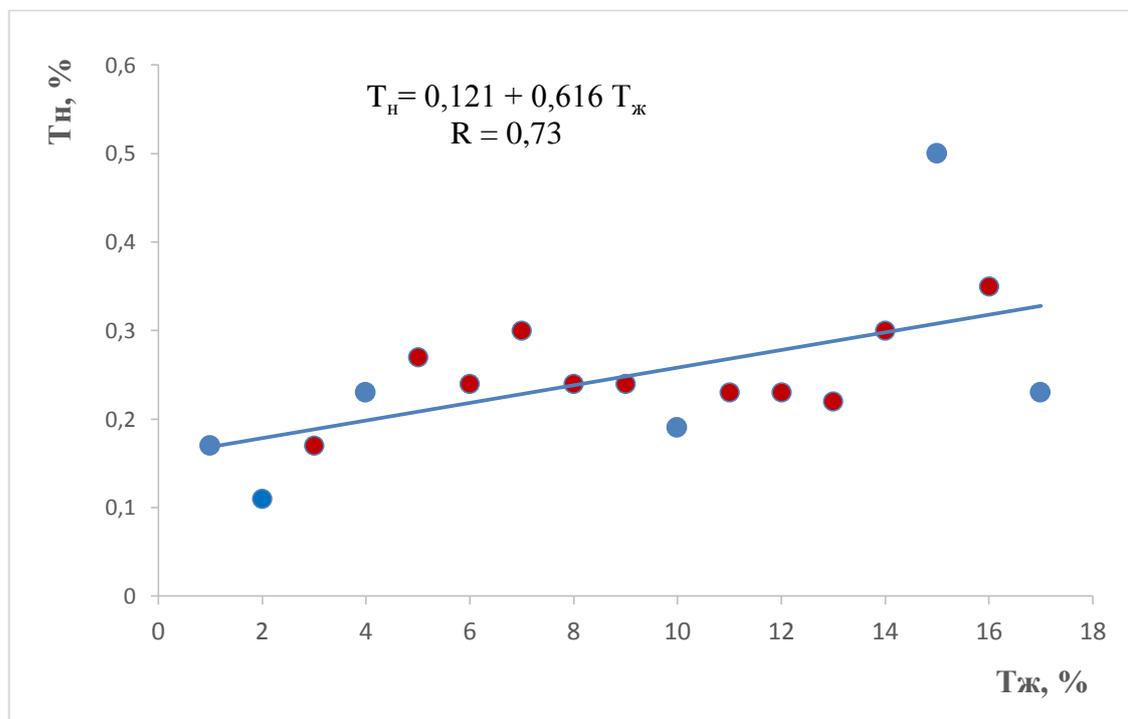
б)

Рис.2.10. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для III стадии разработки, объекты, представленные терригенными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ● - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.



а)



б)

Рис.2.11. Зависимость темпа отбора нефти и жидкости для III стадии разработки, объекты, представленные терригенными коллекторами:

а) для всех объектов; б) без учета аномальных объектов; ● - объекты разрабатываемые с заводнением; ● - объекты разрабатываемые без заводнения.

залежь нефти горизонта XIX месторождения Южный Аламышик, а на второй стадии горизонта I месторождения Андижан. Результаты анализа геолого-промысловых материалов данных объектов позволяют сделать вывод, что причиной более высокой обводненности продукции скважин на горизонт XIX месторождения Южный Аламышик мог быть относительно более длительный срок освоения (18 лет), в течение которого отбор осуществлялся из разведочных скважин, а на горизонте I месторождения Андижан высокими темпами отбора жидкости, который в 2 раза превышал средние показатели по другим объектам. Соответственно, без учета этих “аномальных” объектов теснота связи между T_n и $T_{ж}$ увеличивается для первой стадии с 0,9037 до 0,9652, а для второй стадии с 0,9045 до 0,9409.

На третьей стадии разработки теснота связи между T_n и $T_{ж}$ для всей выборки вроде бы снижается, коэффициент корреляции зависимости составляет 0,7828 (рис.2.10). Однако исключение из общей выборки всего трех объектов увеличивает коэффициент корреляции 0,9448, что подтверждает наличие закономерности обводнения продукции скважин и на этой стадии разработки. В качестве “аномальных” объектов выделяются горизонт XVII месторождения Ходжаосман, горизонт XVIII месторождения Южный Аламышик и горизонт I месторождения Андижан. Относительно более высокая доля нефти в добываемой продукции скважин горизонта XVII месторождения Ходжаосман объясняется выбытием высоко обводненных скважин из эксплуатации, вследствие чего средний темп отбора жидкости за третий период снизился с 7,06 до 2,97%, т.е. практически в два раза. На горизонте XVIII месторождения Южный Аламышик и горизонте I месторождения Андижан относительно высокие темпы отбора жидкости 8,05 и 7,33% соответственно привели к увеличению доли воды в добываемой продукции скважин, чем среднее по анализируемым объектам. Необходимо отметить, что имеются также объекты, в которых на третьей стадии достигнуты практически такие же темпы отбора жидкости, но не выпадающие из общей закономерности. Причиной этого может быть то, что на этих объектах высокие темпы отбора жидкости достигались за счет перепуска газа высокого давления (горизонт VIII Северный Сох). На четвертой стадии разработки зависимости между T_n и $T_{ж}$ свидетельствуют об ослаблении связи между этими параметрами (рис.2.11). Коэффициент корреляции зависимости для всей выборки составляет 0,5281, а без учета “аномальных” объектов - 0,8045. При этом в трех “аномальных” объектах (горизонт XVII месторождения Ходжаосман, горизонт IV месторождения Палванташ и горизонт I месторождения Бостон) доля нефти в добываемой продукции скважин больше чем на других объектах исследования,

вследствие отсутствия в них третьей стадии разработки и резкого снижения темпа отбора жидкости в среднем от 4,4 до 1,4% по сравнению со второй стадией. На других аномальных объектах (горизонт I Палванташ и горизонт I месторождения Андижан) увеличения темпа отбора жидкости привела к некоторому росту доли воды в продукции скважин, чем на других объектах.

Результаты анализа динамики зависимости T_n и $T_{ж}$, по материалам, длительно разрабатываемых месторождений ФНГО, подтверждают, что для этих залежей также достоверно выделение четырех стадий разработки с их характерными особенностями, что должно быть учтено при проектировании разработки новых аналогичных объектов.

2.3. Оценка эффективности заводнения залежей пластового типа

Многолетний опыт применения показывает, что заводнение, как отдельный метод разработки, при благоприятных физико-геологических условиях позволяет достичь коэффициента извлечения нефти до 0,65-0,7. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость и большая неоднородность пластов), коэффициенты извлечения нефти уменьшаются до 0,3-0,35 при увеличивающейся кратности промывки с 0,8-1 до 5-7, а при вязкости нефти более 25-30 мПа·с часто заводнение становится малоэффективным. Поэтому перед нефтедобывающей отраслью стоит проблема повышения нефтеотдачи пластов, заключающаяся в увеличении эффективности заводнения как основной технологии и в отборе остаточной нефти из уже заводненных зон из залежей, которые разрабатываются при других режимах истощения или вытеснения [39, 73, 110].

Проблема объективности оценки эффективности заводнения нефтяного месторождения на всех стадиях разработки представляет собой актуальную задачу. Способы решения проблемы могут быть различными [39, 73, 95, 132].

Первый способ – это использование достаточно адекватных реальным условиям геологических моделей продуктивных пластов и сложных гидродинамических моделей, описывающих механизм процесса фильтрации пластовых и закачиваемых в пласт рабочих флюидов [23, 34, 78, 87].

Очевидно, что этот способ характеризуется высокой степенью теоретического обоснования механизма нефтеизвлечения и исключает ошибку за счет человеческого фактора, вследствие применения программных, вычислительных комплексов. Этот путь, с одной стороны очень трудоемкий, а с другой не всегда имеется достоверная информация о свойствах продуктивных пластов. Для устранения отличий между

расчетными и фактическими данными инициируется процедура адаптации созданных моделей, предусматривающая внесение определенных коррективов в отдельные исходные параметры, заложенных в модели [87]. Кроме того, процедура адаптации созданных геолого-гидродинамических моделей, как известно, в некоторой степени представляет собой решение обратной задачи гидродинамики, когда по фактическим данным эксплуатации залежей корректируются исходные данные (толщины, относительные фазовые проницаемости, площадная неоднородность и др.) для достижения приемлемого соответствия реальных и фактических показателей разработки эксплуатационного объекта. Примером решения обратной задачи гидродинамики являются гидродинамические исследования скважин и пластов, когда по фактическим данным эксплуатации (дебит, забойное и пластовое давление, нефтенасыщенная толщина) определяются фильтрационные свойства продуктивных пластов (гидропроводность, проницаемость, наличие границ и расстояние до них, тип фильтрации и др.) [87].

Другое направление связано с использованием эмпирических методов – характеристик вытеснения, описывающих историю эксплуатации эксплуатационных объектов [72, 80, 103]. Это направление по трудоемкости является существенно проще первого и в современных условиях, с точки зрения возможностей средств вычислительной техники, доступно уже на инженерном уровне. Под характеристикой вытеснения понимается аналитическая зависимость между основными технологическими показателями и коэффициентом полезного действия системы разработки – нефтеотдачей продуктивного пласта.

К настоящему времени известно около 100 характеристик вытеснения, предложенных разными авторами. Причем характерным является прослеживание региональности предложенных зависимостей: одни хорошо работают в одном регионе, другие, наоборот, в другом. Это указывает так же на то, что характеристика вытеснения является интегральной зависимостью нефтеотдачи пластов от большого количества исходных данных, часть из которых может не только не учитываться в процедуре технологических расчетов, но может быть вообще до сих пор не выявленного наукой о разработке нефтяных месторождений. Особенно это касается сложно построенных карбонатных коллекторов [72, 103].

Третий способ заключается в оценке только потенциальной нефтеотдачи залежей при определенном режиме дренирования с помощью уравнения регрессии, получаемого в соответствии с теорией планирования эксперимента по пассивному варианту. Получено несколько таких уравнений

(моделей) в том числе во ВНИИ, в Гипровостокнефти и других организациях [34, 72].

Характеристики вытеснения применяются как для оценки технологических эффектов от реализации отдельных технологических процессов (заводнение, применение процессов воздействия на пласт химическими реагентами и разными вытесняющими агентами, осуществление ГТМ по повышению производительности скважин и т.д.), так и для прогноза показателей разработки [70, 78, 103].

Оценка технологического эффекта от заводнения на основе показателей только определенной стадии или этапа эксплуатации, а также какого-либо параметра разработки (пластового давления, дебита скважин, обводненности продукции скважин и др.) может привести к ошибочным выводам. Применение каждого метода по совершенствованию системы разработки нацелена на увеличение конечного коэффициента извлечения нефти. Поэтому нами, для оценки эффективности заводнения, была использована величина увеличения (прироста) конечного коэффициента извлечения нефти, определяемая как разница КИН достигаемая при естественном режиме разработки залежи и с применением заводнения:

$$\Delta\eta = \eta_3 - \eta_{63}, \quad (2.4)$$

где $\Delta\eta$ - увеличение (прирост) КИН от применения заводнения; η_3 - КИН, достигаемый с применением заводнения; η_{63} - КИН, достигаемый без применения заводнения на естественном режиме.

Необходимо отметить, что данный коэффициент является комплексным показателем, характеризующим свойства коллекторов и пластовых флюидов, систему разработки и экономические критерии, т.к. на объектах разработки заводнение было осуществлено после значительного периода разработки залежей на естественном режиме - упругий с последующим переходом в режим растворенного газа, с начала по характеристикам вытеснения нефти водой были определены извлекаемые запасы нефти для периодов разработки до и после применения заводнения.

Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки залежи нефти использована характеристика вытеснения, предложенная Г.С.Камбаровым [48], т.к. этот метод является наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6%) [72].

Основная расчетная зависимость определения извлекаемых запасов нефти по этому методу имеет вид:

$$Q_H \cdot Q_{ж} = c + dQ_{ж} \quad (2.5)$$

где Q_H и $Q_{Ж}$ - накопленные отборы нефти и жидкости; c, d - коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов.

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ($Q_{изв}(\infty)$), которые можно извлечь из залежи при $Q_{ж} \rightarrow \infty$ и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значение коэффициента “с” в формуле (2.5) соответствует величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.

В соответствии с методическим руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой, построенных по объектам исследования выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов нефти для выделенных периодов разработки залежей нефти. В качестве примера на рис.2.12 приведена характеристика вытеснения нефти водой для залежи нефти пласта месторождения Андижан.

Коэффициенты извлечения нефти для условий разработки залежей нефти определены по следующим формулам:

$$\eta_3 = Q_3/Q_6; \quad (2.6)$$

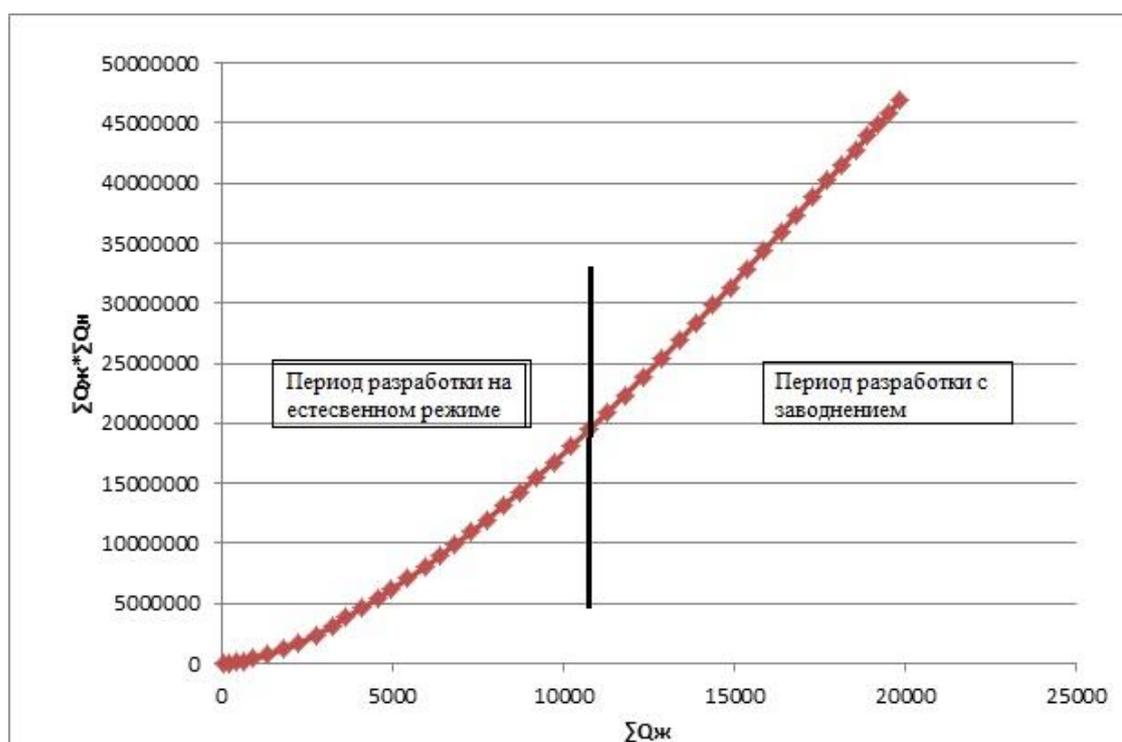


Рис.2.12. Характеристика вытеснения нефти водой I пласта месторождения Андижан

$$\eta_{бз} = Q_{бз}/Q_б, \quad (2.7)$$

где $Q_з$ и $Q_{бз}$ – извлекаемые запасы нефти для условий разработки залежей с и без заводнения, определенные по характеристикам вытеснения нефти водой; $Q_б$ – балансовые запасы нефти.

Необходимо отметить, что и зарубежом для оценки эффективности заводнения используется практически аналогичный методический подход – оценка эффективности процесса по конечному результату [28].

При этом, с учетом фактора неоднородности пласта, расчетное значение величины КИН за счет заводнения ($\eta_з$) определяется из выражения

$$\eta_з = \eta_{об}(1 - v_2)/\mu, \quad (2.8)$$

где $\eta_{об}$ - общий КИН промытой части залежи в долях первоначального объема нефти в пласте;

μ - коэффициент подвижности.

$$\eta_{об} = (v_{нач} - v_{ост})/v_{нач}, \quad (2.9)$$

$v_{нач}$ и $v_{ост}$ – первоначальная и остаточная нефтенасыщенность;

Для сопоставления эффективности систем разработки с применением заводнения с объектами, эксплуатируемых на естественном режиме были построены характеристики вытеснения по залежам нефти ККС и VII пластов (рис.2.13) и определены величины начальных извлекаемых запасов и коэффициента извлечения нефти.

Необходимо отметить то, что выделенные на характеристиках вытеснения прямолинейные участки, как для участков до заводнения, так и после него свидетельствуют о высокой зависимости $Q_H \cdot Q_ж$ от $Q_ж$, с коэффициентами корреляции 0,9865-0,9992 для периода эксплуатации на естественном режиме и 0,9494-0,9998 для периода с заводнением (табл.2.9).

Анализ и сопоставление результатов расчета показывают, что:

- при разработке залежей нефти ККС, I, III и V пластов на естественном режиме ни по одному из них не был бы достигнут КИН, утвержденный при подсчете запасов. Более высокая величина КИН с достижением ее проектного значения по залежи нефти VII пласта объясняется относительно однородным строением продуктивного пласта;

- от применения заводнения достигнуты различные величины увеличения КИН, наибольшая в залежи нефти I пласта – 22,95%, наименьшая в залежи нефти III пласта – 4,65%.

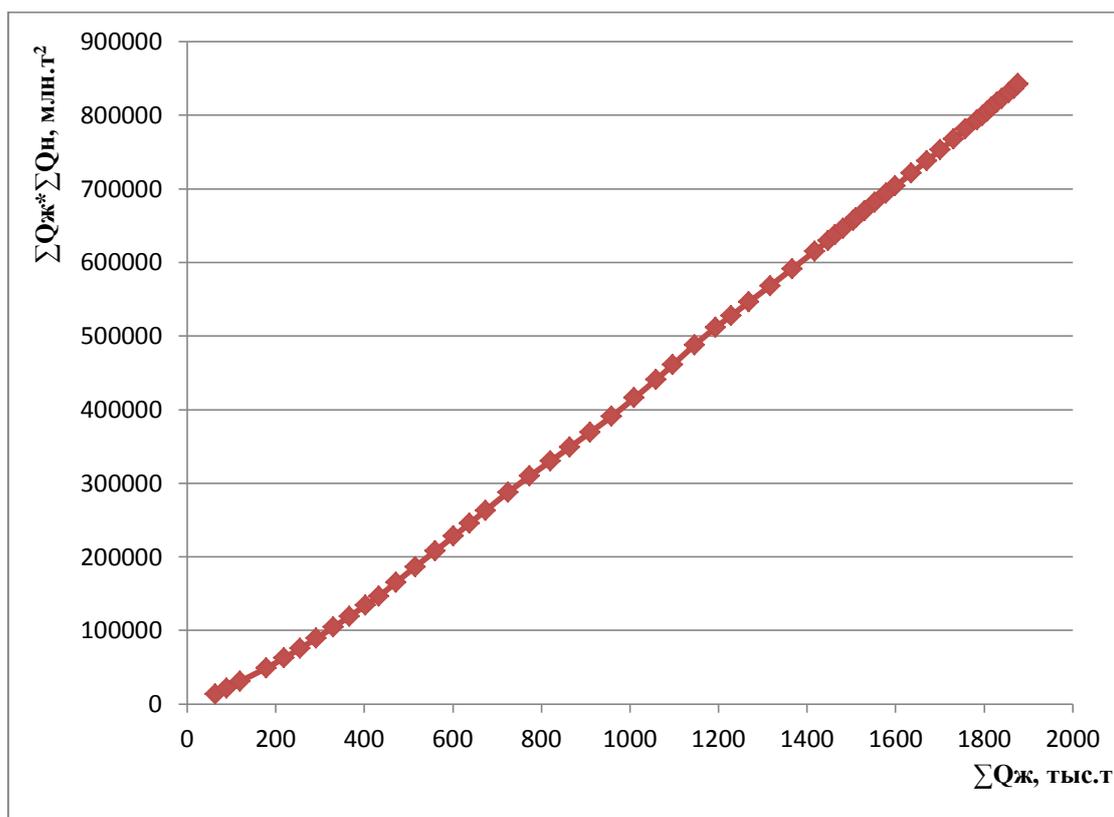


Рис.2.13. Характеристика вытеснения нефти водой VII пласта месторождения Андижан

- по сравнению с объектами, разрабатываемыми на естественном режиме на залежах нефти, эксплуатируемых с заводнением, достигнуты более высокие значения КИН.

2.4. Исследование эффективности объединения пластов в единый объект разработки

В период освоения месторождений ФНГО (в 1940-1950 гг.) одной из передовых технологий разработки нефтяных месторождений была объединение в один объект эксплуатации 2-3 продуктивных пластов. Данная технология была реализована на ряде месторождений исследуемого региона, которые в настоящее время находятся в завершающей стадии эксплуатации, а результаты разработки позволяют оценить эффективность объединения пластов в единый объект.

Как известно, основными критериями объединения пластов в единый объект эксплуатации являются небольшие различия свойств коллекторов и пластовой жидкости, близость начального пластового давления, небольшая

Основные показатели и результаты расчетов КИН, объектов разработки
месторождения Андижан

№	Показатели	ККС	I	III	V	VII
1	Период разработки залежей нефти на естественном режиме	1959-2013	1957-1981	1945-1958	1945-1963	1945-2013
2	Накопленная добыча нефти до применения заводнения, тыс.т	-	1769	1613,3	400,3	-
3	Накопленная добыча жидкости до применения заводнения, тыс.т	-	10325,3	1876	933,5	-
4	КИН на начало заводнения, %	-	17,46	15,92	44,9	-
5	Обводненность продукции скважин на начало заводнения, %	-	92	26	77	-
6	Извлекаемые запасы нефти на естественном режиме, тыс.т	305,6	1919,4	2590	1319,5	486,6
7	Извлекаемые запасы нефти с заводнением, тыс.т	-	3036,9	3050	1543,4	-
8	Коэффициент извлечения нефти при естественном режиме разработки, %	23,54	39,42	25,46	59,57	67,12
9	Коэффициент извлечения нефти с заводнением, %	-	62,37	30,11	69,68	-
10	Прирост коэффициента извлечения нефти за счет применения заводнения, %	-	22,95	4,65	10,11	-
11	Коэффициенты зависимости: -на период разработки на естественном режиме «с»	305,6	1919,4	2580	1319,5	486,6
	«d»	-10226	-2560256	-1796249	-549908	-71367
	коэффициент корреляции -на период разработки с заводнением «с»	0,9865	0,9915	0,9980	0,9991	0,992
	«d»	-	-13663695	-291647	-920895	-
	коэффициент корреляции	-	0,9998	0,9494	0,9999	-
12	Проектный коэффициент извлечения нефти (утвержденный при подсчете извлекаемых запасов), %	42,53	42,31	38,00	64,01	65,93

разница в глубинах залегания пластов и др. В связи с соответствием многих пластов этим критериям ряд из них был объединен в единый объект эксплуатации, а некоторые разрабатывались как самостоятельная сетка скважин [6, 29, 49, 90, 106 и др.].

Единая сетка скважин на несколько пластов на начальном этапе разработки обеспечивает:

- ускоренную доразведку геологического строения обоих объединенных пластов;
- реализацию плотной сетки скважин на каждой залежи;
- повышенные начальные дебиты, по сравнению с начальными дебитами скважин, самостоятельно эксплуатируемых пластов;
- сокращение числа скважин для разработки месторождения в целом.

Оценка эффективности любой из систем разработки на основе показателей только определенной стадии или этапа эксплуатации может привести к ошибочным выводам. Поэтому нами для оценки эффективности объединения пластов была использована расчетная величина конечного коэффициента извлечения нефти.

Для определения величины КИН первоначально были рассчитаны начальные извлекаемые запасы нефти анализируемых объектов по характеристикам вытеснения нефти водой [48, 80].

Первоначально по характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ($Q_{изв}(\infty)$), которые можно извлечь из залежи при $Q_{изв} \rightarrow \infty$ и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значения $1/b$ соответствуют величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.

Величина извлекаемых запасов к моменту достижения предельной рентабельной доли нефти в потоке жидкости ($f_{пр}$) определена по формуле из [73].

$$Q_{изв}(f_{пр}) = Q_{изв}(\infty) \left[1 - \sqrt{(a \cdot (f_{пр}))} \right], \quad (2.10)$$

где $f_{пр}$ – предельная рентабельная доля нефти в потоке жидкости. В расчетах величина $f_{пр}$ принята равной 0,01.

Коэффициент извлечения на срок рентабельной добычи нефти определен по формуле:

$$K_{ни}(f_{пр}) = Q_{изв}(f_{пр})/Q_{бал}, \quad (2.11)$$

где $Q_{бал}$ - балансовые запасы нефти.

Результаты расчетов величины извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти анализируемых объектов приведены табл.2.10, из которой видно, что обоими методами получены вполне сопоставимые величины $Q_{изв}(f_{пр})$ и $K_{ни}(f_{пр})$. При этом по горизонту V месторождения Андижан расчетные величины коэффициента извлечения нефти при сопоставимых значениях плотности сетки скважин и других показателей на 20-33% выше, чем по горизонтам V+VI месторождений Палванташ и Южный Аламышик. Относительно низкое значение коэффициента извлечения нефти (0,268) по горизонтам V+VI месторождения Западный Палванташ по сравнению с другими объектами можно объяснить относительно более редкой (в 3-4 раза) сеткой скважин.

На основе проведенных исследований можно заключить, что объединение пластов в единый объект разработки, несмотря на их близкие геолого-промысловые параметры, может привести к потере части запасов нефти. В геолого-физических условиях длительно эксплуатируемых объектов Ферганской впадины раздельная разработка пластов обеспечивает конечный коэффициент извлечения нефти на 20-23% выше, чем из объединенных в единый объект разработки пластов.

Полученные результаты подтверждают выводы аналогичных исследований, проведенных в России [34].

При этом поучителен опыт нефтяников Татарстана и Башкортостана, где в целях увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, сокращения объемов попутно добываемой воды, уменьшения обводненности продукции действующего фонда скважин, проводятся работы по разукрупнению многопластовых объектов.

Полученные результаты рекомендуются использовать при обосновании коэффициента извлечения нефти однопластовых и многопластовых объектов со схожими геолого-промысловыми характеристиками.

Таблица 2.10.

Результаты расчетов начальных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти анализируемых объектов

Месторождение	Объект разработки, горизонт	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т		Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	
		по методу ТашПИ	по методу Г.С. Камбарова и др.	по методу ТашПИ	по Г.С. Камбарова и др.
1	2	3	4	5	
Андижан	V	1561	1499	0,705	0,676
Западный Палванташ	V+VI	954	896	0,285	0,268
Палванташ	V+VI	3120	3097	0,475	0,472
Южный Аламышик	V+VI	2589	2336	0,476	0,430
Палванташ	VIII	2558	2461	0,701	0,680
Западный Палванташ	VIII+IX	2087	1870	0,543	0,487

ГЛАВА III. ДИНАМИКА ОСВОЕНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

3.1. История освоения методов заводнения нефтяных месторождений

Коэффициент извлечения нефти из продуктивных пластов зависит от многих геологических, технологических и экономических факторов. При этом, по мнению многих исследователей, определяющим является вид используемой энергии пласта [40, 73, 95].

В результате обобщения результатов исследований выше указанных работ, нами систематизированы геолого-физические условия проявления природных режимов работы нефтяных залежей и их основные характеристики (табл.3.1). Из них видно, что наибольшее значение КИН отмечается в условиях проявления водонапорного режима работы нефтяных залежей, т.е. при вытеснении нефти водой. Это во многом связано с запасами энергии краевых или подошвенных вод, которые иногда могут быть неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Помимо этого, отмечается большая эффективность промывки пор водой, т.к. соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Также увеличению КИН при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Вследствие этих положительных факторов, заводнение продуктивных пластов с целью интенсификации добычи нефти и повышения КИН, в настоящее время широко применяется в отечественной и зарубежной практике при разработке нефтяных месторождений. Многолетний опыт внедрения методов заводнения показывает его высокую эффективность в благоприятных геолого-физических условиях и соответствующих технологиях его осуществления.

Другие физико-химические и термические методы интенсификации добычи нефти обеспечивают более высокую КИН, но они трудоемки, сложны с точки зрения контроля над процессом, требуют больших капитальных и эксплуатационных затрат, что часто приводит к превышению стоимости дополнительно добытой нефти и ее рыночной цены.

Поэтому в настоящее время заводнение нефтяных пластов является основным методом интенсификации добычи нефти.

Хотя вода - спутник нефти с момента ее образования, появление воды в добывающих скважинах рассматривалось как аварийное состояние, скважины

Таблица 3.1

Геолого-физические условия проявления природных режимов работы залежей нефти и их основные характеристики

Режим работы залежей нефти	Геолого-физические условия	Основные характеристики
Водонапорный режим	<ul style="list-style-type: none"> - инфильтрационная водонапорная система; - хорошая гидравлическая связь залежи с законтурной зоной и областью питания; - большие размеры законтурной области; - небольшая удаленность залежи от области питания; - высокая проницаемость и относительно однородное строение пласта-коллектора, как в пределах залежи, так и водоносной области; - отсутствие технических нарушений и литологических экранов, затрудняющих движение воды в системе; - низкая вязкость пластовой нефти; - небольшие размеры залежи; - умеренные отборы жидкости из продуктивного пласта. 	<ul style="list-style-type: none"> - полная компенсация отбора жидкости внедряемой в залежь водой; - значительное превышение начального пластового давления над давлением насыщения нефти газом; - постоянный газовый фактор; - восстановление пластового давления до первоначального при прекращении отбора жидкости; - область снижения давления ограничивается площадью залежи; - высокий темп отбора нефти во второй стадии до 8-10% от НИЗ; - отбор за основной период разработки (I+II+III стадии) около 85-90 % НИЗ; - достижение КИН до 0,6-0,7%
Упруговодонапорный режим	<ul style="list-style-type: none"> - инфильтрационная водонапорная система, имеющая слабую гидродинамическую связь с областью питания; - большая удаленность залежи от области питания; - пониженная проницаемость и значительная неоднородность пласта; 	<ul style="list-style-type: none"> - неполная компенсация отбора жидкости внедряемой в залежь пластовой воды; - превышения начального пластового давления над давлением насыщения нефти газом; - промысловый газовый фактор постоянный; - на протяжении всего периода разработки

Продолжение таблицы 3.1

	<ul style="list-style-type: none"> - повышенная вязкость нефти; - большие размеры залежи; - значительные отборы жидкости; - элизионная водонапорная система. 	<p>происходит снижение пластового давления;</p> <ul style="list-style-type: none"> - по мере расширения, область снижения давления вокруг залежи темп ее падения, постепенно замедляется; - темп добычи нефти во второй стадии 5-7% от НИЗ; - заосновной период отбирается до 80% НИЗ; - достижения КИН до 0,5-0,55%.
<p>Газонапорный режим</p>	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие гидродинамической связи залежи с законтурной областью или слабая активность законтурных вод; - разобщение залежи нефти и законтурной области вследствие резкого снижения проницаемости коллектора в периферийной зоне залежи, наличия запечатанного слоя вблизи ВНК, наличия тектонических нарушений; - наличие большой газовой шапки; - значительная высота нефтяной части залежи; - высокая проницаемость пласта по вертикали; - малая вязкость пластовой нефти (не более 2-3 мПа·с) 	<ul style="list-style-type: none"> - постоянное снижение пластового давления в зависимости от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и темпа отбора нефти из пласта; - размер площади нефтеносности остается неизменно; - объем нефтяной части сокращается в связи с опусканием ГНК; - снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом; - включая газовый фактор, постоянен с последующим резким возрастанием, вследствие прорыва газа и ГШ; - темп отбора нефти во второй стадии до 10% от НИЗ; - достижения КИН до 0,4, вследствие пониженной эффективности вытеснения нефти газом по сравнению с водой;

Продолжение таблицы 3.1

<p>Режим растворенного газа</p>	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие влияния законтурной воды; - близкие или равные значения начального пластового давления, давления насыщения нефти газом; - повышенное газосодержание пластовой нефти; - отсутствие газовой шапки. 	<ul style="list-style-type: none"> - пластовое давление ниже давления насыщения нефти газом; - постоянный объем нефтяной зоны при постоянном уменьшении нефтенасыщенности; - интенсивное снижение пластового давления на протяжении всего периода разработки; увеличение газового фактора; - резкое снижение добычи нефти после достижения максимального уровня (Стадия обычно 1-2 года); - КИН при небольшом газосодержании нефти 0,1-0,15 не превышает 0,2-0,3.
<p>Гравитационный режим</p>	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие напора контурных вод, упругогорасширения породы и воды, давления газовой шапки, энергии растворенного газа; - обычно после режима растворенного газа, после дегазации нефти и снижения давления; - значительная высота нефтяной залежи. 	<ul style="list-style-type: none"> - низкие темпы отбора нефти 1-2% от НИЗ; - низкие пластовые давления; - незначительное газосодержание пластовой нефти (единицы кубометров в 1м³) - КИН с учетом предшествующих режимов (упругий + режим растворенного газа) до 0,5; - из-за очень медленного действия силы тяжести большой срок разработки; - дебит скважин в целом низкий и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта; - дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате “осушения” пласта.

останавливались и только в конце 20-х начале 30-х годов XX века было замечено, что из скважин, в которых появлялась вода, извлекалось нефти больше и добыча была стабильней, чем в безводных скважинах. В 1932 г. комиссия под руководством акад. И.М.Губкина при анализе состояния разработки месторождений Старо-Грозненского района установила возможность и эффективность вытеснения нефти из пластов контурными пластовыми водами. Естественный водонапорный режим разработки нефтяных залежей был признан наиболее эффективным.

Впервые заводнение проведено в конце XIX в. после того как в США отметили увеличение добычи добывающих скважин при проникновении воды в нефтяные пласты из вышележащих горизонтов (Питхоул Сити – 1865 г.). Это произошло на месторождении Бредфорд (Пенсильвания) [40]. В результате на этом объекте с 1907 г. начался рост добычи нефти, к 1937 г. она достигла 2,34 млн.т в год по сравнению 0,28 млн.т в 1906 г. Популярность этого метода объясняется общедоступностью воды, относительной простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора жидкости в скважине, способностью ее распространяться по нефтенасыщенным пластам, большой нефтеотдачей за счет высоких вытесняющих возможностей воды.

Только в 40-х годах в связи с возросшими потребностями в нефти, стали всерьез применять искусственное заводнение нефтяных залежей, а Техасская железнодорожная комиссия, контролирующая разработку месторождений, перестала запрещать заводнение нефтяных залежей.

Для изучения механизма вытеснения нефти водой, т.е. заводнения, впервые в 1949 г. в Оклахомском университете начато исследование распределения флюидов в поровом пространстве и его изменения в процессе заводнения. На модели пласта, представленной пористой средой из синтетического материала (шарики между двумя прозрачными пластинами), был изучен характер микроскопического движения флюида - воды и отфильтрованной нефти. По микрофотографиям можно было наблюдать, что в поровых каналах вода и нефть движутся как две отдельные фазы, т.е. по своей системе связанных каналов, но при этом в каждой поре содержится некоторое количество смачивающей жидкости. С увеличением насыщенности несмачивающей фазой, большее количество пор почти полностью заполняется водой, если коллектор гидрофобный. К концу заводнения нефть в пласте присутствует только в мелких каналах, и в виде пленки, в больших, заполненных водой. В случае гидрофильного коллектора остаточная нефть находится в основном в виде глобул, окруженных водой. При этом за счет действия капиллярных сил, заводнение, преимущественно гидрофильной

породы представляет собой процесс впитывания воды, тогда как заводнение гидрофобного пласта является процессом вытеснения нефти потоком воды [25, 40].

С 30-х годов XX века начала развиваться теория нефтяного пласта, водонапорного режима разработки и интерференции скважин. Однако идея восполнения пластовой энергии, расходуемой на вытеснение нефти нагнетанием воды в пласты через скважины с поверхности, в СНГ впервые была выдвинута и осуществлена лишь в небольших масштабах на истощенном месторождении Широкая Балка. В 1948 г. было проведено в крупном промышленном масштабе законтурное заводнение на Туймазинском месторождении с начала разработки [29].

Заводнение нефтяных залежей получило распространение и в других нефтедобывающих странах мира – Канаде, Великобритании, Саудовской Аравии, Румынии и др.

Заводнение нефтяных залежей в Узбекистане начали использовать начиная с 1950-х годов на месторождениях Ферганской впадины [126].

Популярность искусственного заводнения нефтяных залежей во всех странах обусловлена его следующими бесспорными преимуществами:

- доступностью и дешевой водой;
- относительно высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

В настоящее время обычное заводнение нефтяных залежей – самый общепризнанный и наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов. Этот метод будет широко применяться еще длительное время именно из-за указанных преимуществ.

Заводнение, направленное на восполнение ресурсов пластовой энергии и улучшение соотношения вязкостей вытесняемой (нефти) и вытесняющей (воды) жидкостей, хотя и не устраняет отрицательного влияния неоднородности пластов и действия капиллярных и гравитационных сил, но является, тем не менее, высокопотенциальным методом [118].

Развитие систем, технологии и методов заводнения нефтяных месторождений в различных странах происходило разными путями. В результате этого сложились различные принципы заводнения нефтяных месторождений. К основным принципиальным положениям заводнения нефтяных залежей относятся (табл.3.2) [95]:

- время начала искусственного заводнения;
- система размещения скважин;
- плотность сетки скважин;
- порядок разбуривания скважин;
- система заводнения;

Таблица 3.2

Основные принципы и условия разработки нефтяных месторождений с заводнением в России и США
(по М.Л.Сургучеву)

Принципы, условия	Россия	США
Начало заводнения	Заводнение с начала разработки	С начала - добыча на естественном режиме (первичная), с последующей вторичной - заводнение, закачка газа на ранней стадии
Стратегия (порядок) разбуривания	Многостадийное, разделение объектов и уплотнение сетки за счет резервных скважин	Одностадийное, иногда с последующим уплотнением (двухэтапное)
Система размещения скважин	Неравномерная многорядная: 30-56 га/скв в начале, 18-30 га/скв в конце	Равномерная (квадратная, треугольная) средняя 8 га/скв с 60-х годов до 32-64 га/скв
Система заводнения	Внутриконтурная блоковая (с дополнительным разрезанием, очагами); площадная	Площадная - с предельной интенсивностью – пяти и семиточечная
Технология заводнения	Повышенные давления нагнетания (10-24 МПа); циклическое воздействие, изменение потоков жидкости	Высокие давления нагнетания (15-35 МПа); водогазовые смеси
Отключение скважин	Внешние ряды при обводнении 80%, внутренние при 95-98%	При предельной обводненности
Темп разработки	Не лимитируется исходя из независимости нефтеотдачи от темпа отбора жидкости	Ограничения экономико-конъюнктурного характера; норм добычи

Продолжение таблицы 3.2

Плотность сетки скважин и нефтеотдачи при заводнении	Нефтеотдача мало зависит от плотности сетки скважин в монолитных пластах; существенно зависит от прерывистости пласта и системы заводнения	Слабое влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. При плотной средней сетки скважин (8 га/скв) низкая нефтеотдача
Водонефтяные зоны	Независимые системы разработки в случае широких водонефтяных зон	Условия разработки водонефтяных зон аналогичны разработке нефтяных зон
Многопластовые объекты	Совместная добыча нефти, отдельная закачка воды. Совмещение линий нагнетания воды в плане. Разделение объектов	Отдельная добыча нефти и закачка воды, обеспечиваемая техническими средствами в одной скважине, вскрывшей несколько пластов
Нефтегазовые месторождения	Опыт заводнения ограничен. Барьерное заводнение испытано для залежей с широкими под газовыми зонами	Барьерное заводнение с возвратом газа в газовую шапку. Процесс рециркуляции сухого газа в пласт
Область применения заводнения	Коллекторы с проницаемостью более $10 \cdot 10^{-3}$ мкм ² . Вязкость нефти в пластовых условиях <25-30 мПа·с	Проницаемость коллекторов до (5-10) 10^{-3} мкм ² , вязкость нефти до 100-200 мПа·с
Источники воды для заводнения	Пресная, морская, из подземных горизонтов и сточные воды промыслов	Морская, пресная, сточная с обработкой ингибиторами, бактерицидами, солями

- технология заводнения;
- отключение скважин;
- темпы разработки;
- нефтеотдача (извлекаемые запасы);
- разработка водонефтяных зон;
- разработка многопластовых месторождений;
- область применения заводнения;
- вода для заводнения.

Вопросы о целесообразности искусственного заводнения и времени начала закачки воды в пласты, особенно внимательно рассматривались в первых проектах разработки нефтяных месторождений. В них оценивались возможность использования и запас природной энергии залежей, определялась доля запасов нефти, которую можно извлечь за счет естественной пластовой энергии.

В практике разработки нефтяных месторождений США, заводнение применялось обычно лишь на самых поздних стадиях разработки. Сначала месторождения разрабатывались на истощение (до извлечения 5-10% от геологических запасов нефти) без искусственного воздействия на пласты, а затем внедрялись, как правило, площадные системы искусственного заводнения. В практике разработки нефтяных месторождений России стремились применять заводнение с начала их разработки.

Разработка месторождений на истощение пластовой энергии обеспечивает вначале высокие темпы разработки и быструю окупаемость капитальных вложений, позволяет изучить строение пластов, определить механизм движения нефти в пластах и использовать пластовую энергию.

К недостаткам способа заводнения с начала разработки, т.е. при пластовом давлении выше давления насыщения, по сравнению с заводнением, после некоторого разгазирования нефти в пласте, следует отнести то, что при этом требуются более высокие давления нагнетания для закачки воды и необходимы капиталовложения в обустройство системы заводнения в более ранний, начальный период разработки месторождения.

В последние годы в США (месторождение Прадхо-Бей на Аляске и морские месторождения, Фортиз - в Великобритании и др.) заводнение месторождений начинает применяться сразу же после ввода их в промышленную эксплуатацию. Это обусловлено тем, что при дорогих скважинах требуются высокие дебиты.

На месторождениях Узбекистана заводнение внедряли как на ранних, так и на поздних стадиях разработки объектов [40,126].

Первоначально, применение заводнения связывалось в основном с закачкой воды в нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения (законтурное заводнение). Однако опыт разработки показал определенные недостатки системы законтурного заводнения. Из-за плохих свойств пластов в приконтурных зонах и повышенной вязкости нефти, в них приходилось бурить много лишних нагнетательных скважин. Для крупных месторождений, применение законтурного заводнения обуславливало консервирование значительных запасов нефти в центральных частях месторождений, например, при чисто законтурном заводнении не удавалось отбирать более 2,5% нефти в год от начальных извлекаемых запасов. Законтурное заводнение характеризуется также значительными оттоками воды (от 40 до 70% от объема закачки) за контур нефтеносности залежей. Принципы законтурного заводнения - многоэтапность разработки, перенос нагнетания, отключение малообводненных скважин и другие – не получили распространения.

Развитием законтурного заводнения явилось создание системы внутриконтурного заводнения. В этом случае, месторождение рядами нагнетательных скважин «разрезается» на отдельные полосы, блоки или площади самостоятельной разработки, и нефть вытесняется нагнетаемой водой.

Опыт применения внутриконтурного заводнения показывает, что улучшаются текущие показатели разработки и повышается конечная нефтеотдача пластов, не меньше чем на 5% по сравнению с законтурным заводнением [29, 36].

Разнообразие природных условий, в которых находятся скопления нефти, стремление к наиболее полному учету геолого-физических особенностей эксплуатационных объектов, с целью повышения охвата пластов заводнением, послужили основанием для совершенствования и модификаций систем разработки.

Были обоснованы и широко внедрены в промышленность другие системы и технологии заводнения: приконтурное, блоковое, осевое, площадное, очагово-избирательное, барьерное и др.

Необходимо отметить, что по основным принципиальным вопросам заводнения нефтяных месторождений за длительную историю его внедрения, представления изменялись. Поэтому, совершенствование эффективности заводнения - важное направление увеличения конечной нефтеотдачи пластов. Основная проблема при заводнении заключается в повышении охвата пластов дренированием и заводнением. Она решается улучшением размещения скважин, технологией нагнетания и др.

К настоящему времени, разработаны критерии применения и классификация методов заводнения продуктивных пластов, что значительно облегчает выбор объектов и метода заводнения (табл.3.3, рис.3.1, 3.2) [16, 95].

3.2. Системы заводнения нефтяных залежей Ферганской нефтегазоносной области

3.2.1. Приконтурное заводнение

К настоящему времени для месторождений с разнообразными геолого-физическими условиями создан большой комплекс систем воздействия на пласты методом заводнения. В учебниках и справочниках по проектированию разработки нефтяных месторождений приведены многочисленные классификации методов заводнения [36, 37]. Нами, для рассмотрения систем заводнения нефтяных залежей Ферганской нефтегазоносной области, использован один из последних классификаций методов заводнения, предложенный И.М.Бакировым в 2009 год и учитывающий недостатки ранее предложенных классификаций [16].

Проектирование и освоение систем заводнения на месторождениях Ферганы имеют некоторые отличительные особенности.

Большая часть месторождений Ферганы была введена в промышленную разработку в 1940-1950 гг. Информация о геологическом строении горизонтов и их физических свойств в этот период была недостаточна. Указанное, значительно осложняло выбор и обоснование систем заводнения, которые проектировались лишь в общих чертах без детальных гидродинамических расчетов. Поэтому, по многим залежам Ферганы, системы заводнения в процессе их освоения и эксплуатации, подве

ргались неоднократным преобразованиям, которые чаще всего, заключались в приближении линии нагнетания воды к зоне отбора нефти; ограничении или, наоборот, увеличении объемов закачки; освоении дополнительных нагнетательных скважин; временном прекращении закачки воды, а в ряде случаев, и полном отказе от применяемой системы заводнения.

Впервые в Фергане приконтурное заводнение было запроектировано и частично осуществлено в 1952 г. при разработке залежи горизонтов V+VI месторождения Южный Аламышик. Впоследствии, предпринимались неоднократные попытки промышленного освоения приконтурного заводнения, более чем на 90 % залежей Ферганы. Однако подавляющем числе залежей освоить приконтурное заводнение в полном объеме не удалось, и эту систему в дальнейшем использовали

Таблица 3.3

Схема размещения и сетка скважин при равномерно рассредоточенных
системах заводнения

Схема размещения скважин	Сетка скважин	Интенсивность систем заводнения (соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин)	Число сторон подхода вытесняющего агента к добывающим скважинам
Однорядная	Квадратная	1	4
Пятиточечная	Треугольная	1	4
Шеститочечная	То же	1,5	3,5
Обращенная семиточечная	— “ —	2	3
Прямая семиточечная	” — —	0,5	6
Восьмиточечная	Квадратная	2,5	2,8
Трехрядная	Треугольная и квадратная	3	2,6
Обращенная девятиточечная	Квадратная	3	2,6
Прямая девятиточечная	То же	0,33	8
Обращенная десятиточечная	Треугольная	3,5	2,57
Прямая десятиточечная	То же	0,285	9
Пятирядная	Треугольная и квадратная	5	2
Замкнуто-блочная	То же	5	2
Обращенная тринадцатиточечная	” — —	7-8	1,65
Обращенная девятнадцатиточечная	Треугольная	11	1,63
Ячеистая	-	-	-

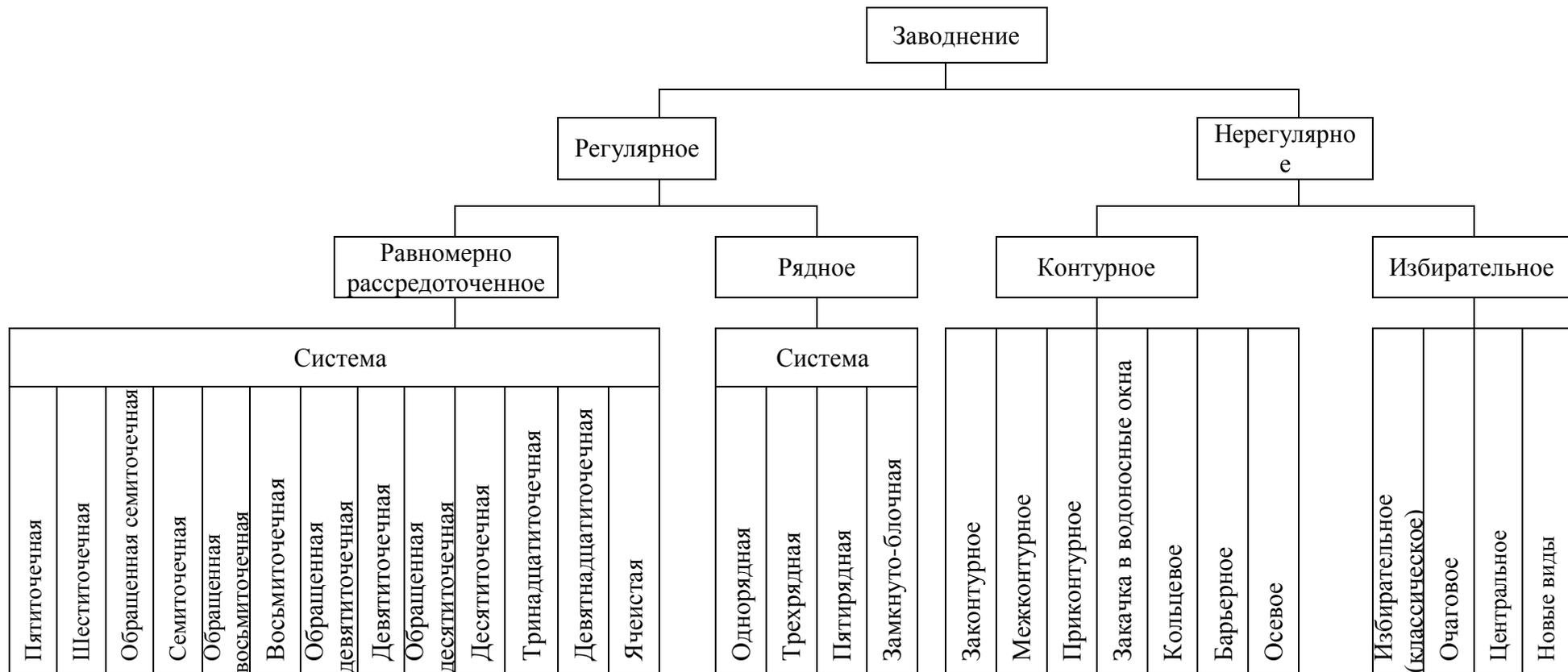


Рис.3.1. Схема классификации методов заводнения

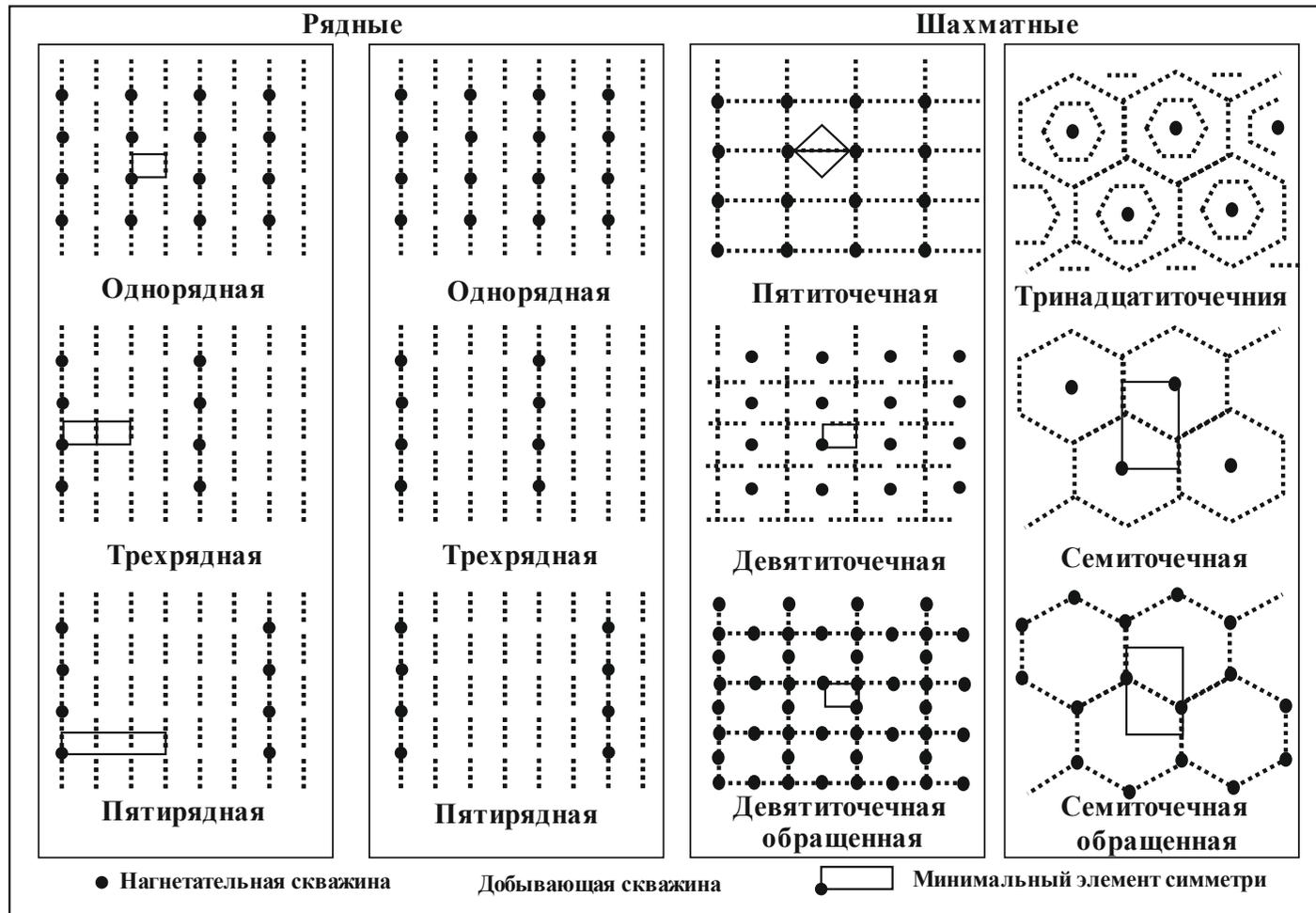


Рис.3.2. Типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения

чаще всего в комбинации с системами внутриконтурного заводнения.

В последующем, приконтурное заводнение применялось лишь на III, VII и VIII горизонтах месторождения Ходжаабад, на горизонте ККС месторождения Южный Аламышик (рис.3.3).

Для осуществления приконтурного заводнения под нагнетание воды, обычно осваивали разведочные и обводнившиеся нефтяные скважины, расположенные на расстоянии 50-100 м от линии текущего водонефтяного контакта (ВНК). Расстояние от линии нагнетания до первого ряда добывающих скважин, условно принимаемое для практикуемой в Фергане треугольной сетки расположения скважин, составляет 200-300 м. При этом нагнетательные скважины охватывали лишь какую-то часть периметра ВНК. Например, на месторождениях Ходжаабад (VIII горизонт) и Южный Аламышик (V+VI, I и VII горизонты), соотношение длины нагнетательного ряда и периметра ВНК составляло соответственно 54, 50, 25 и 20%. На остальных объектах Ферганы влиянием заводнения были охвачены лишь отдельные участки периметра ВНК, не превышающие 2-5% его длины, т.е. в целом закачка воды носила очаговый характер. Это одна из характерных особенностей приконтурного заводнения в Фергане, которая связана с отсутствием в период внедрения заводнения достаточного количества обводнившихся нефтяных скважин и с неудачными попытками их освоения под нагнетание воды.

Расстояние между нагнетательными скважинами в ряду колебалось от 350 до 500 м, реже - от 600 до 1000 м. Соотношение $2\sigma_v/2\sigma_n$ (где $2\sigma_v$ и $2\sigma_n$ - расстояние между нагнетательными и нефтяными скважинами) для большей части залежей Ферганы колеблется в пределах 2 - 3. Более плотное расположение нагнетательных скважин ($2\sigma_v \approx 2\sigma_n$) было приурочено к зонам с высокой продуктивностью нефтяных скважин. Приемистость нагнетательных скважин в период освоения была достаточно высокой и колебалась в значительных пределах (от 0,5-2,9 до 5,9-30,0 м³/сут · МПа). Однако, как правило, через два-три месяца эксплуатации приемистость скважин резко падала (в 2-5 и более раз). В этом случае, с целью сохранения приемистости, давление на устье нагнетательных скважин повышали до 2-8 МПа.

Эффективность приконтурного заводнения, применявшегося на залежах с самыми разнообразными геолого-физическими свойствами в условиях Ферганы, оказалась за исключением VIII горизонта месторождения Ходжаабад, низкой. При этом выделяются следующие особенности геологического строения залежей, которые отрицательно

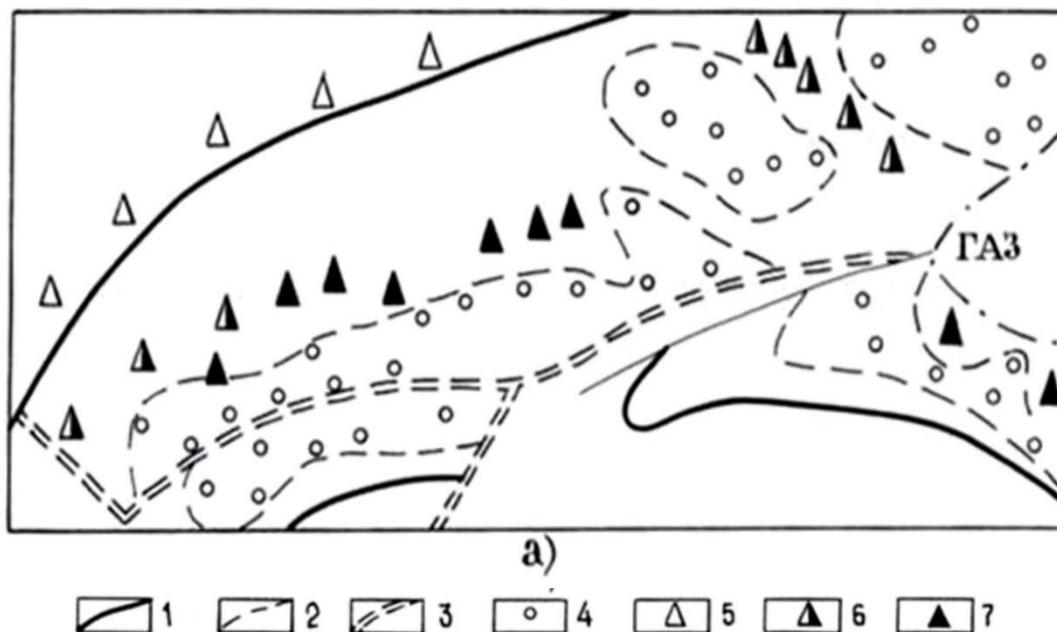


Рис.3.3. Схемы размещения нагнетательных скважин при приконтурном заводнении продуктивных горизонтов месторождений Ферганы (VIII горизонт месторождения Ходжаабад):

1 - начальный контур нефтеносности; 2 - текущий контур нефтеносности; 3 - тектоническое нарушение; 4 - добывающие скважины; 5, 6 и 7 - соответственно первая, вторая и третья группа нагнетательных скважин.

вливают на весь ход освоения и эксплуатации системы приконтурного заводнения.

1. Значительная неоднородность продуктивных горизонтов Ферганы и резкое ухудшение их коллекторских свойств в области начального ВНК [93].

Указанный фактор затруднял освоение всего проектного фонда нагнетательных скважин. В результате этого, приконтурное заводнение носило очаговый характер, при котором нагнетательные скважины охватывали отдельные небольшие по протяженности участки периметра ВНК.

2. Плохая гидродинамическая связь отдельных частей залежей [93], обусловленная неоднородностью и наличием тектонических и литологических экранов, обширных зон размыва и вклинивания горизонтов.

Под действием этого фактора, влияние закачки испытывали, в лучшем случае, небольшие участки залежи, а чаще всего отдельные нефтяные скважины, расположенные вблизи нагнетательных. По этой же причине перераспределение пластового давления происходило крайне медленно и рост его отмечался, в основном, в зонах расположения нагнетательных скважин, тогда как центральные участки залежей продолжали разрабатываться на режимах истощения.

3. Низкие коллекторские свойства (0,03-0,3 мкм) терригенных и карбонатных коллекторов Ферганы, а также наличие в их разрезе большого количества глинистых прослоев.

Влияние этого фактора прежде всего ощущалось на работе нагнетательных скважин и было связано с отмеченным выше «затуханием» их приемистости. Указанное явление происходило, в основном, за счет набухания глинистых прослоев под действием пресной воды, закачиваемой в горизонты, последующего заиливания и пробкообразования в призабойной зоне нагнетательных скважин. Вследствие этого, нагнетательные скважины работали с частыми перебоями, а закачка воды носила скачкообразный характер.

4. Большие различия в проницаемости трещин и матриц карбонатных коллекторов Ферганы, к которым приурочено около 80% заводняемых объектов.

Этот фактор не позволял охватить всю залежь влиянием заводнения посредством увеличения давления нагнетания (объемов закачки). При повышении давления нагнетания, большая часть закачиваемой воды уходила в законтурную область горизонтов или по системе сообщающихся трещин проникала вглубь залежей, преждевременно обводняя многие нефтяные скважины. Вытеснив небольшое количество нефти из более или менее проницаемых трещиноватых прослоев, закачиваемая вода впоследствии продвигалась поэтому же пути, изолируя участки залежи с низкой проницаемостью матрицы, из которой вытеснение нефти могло происходить только за счет капиллярной пропитки.

Регулирование процесса приконтурного заводнения в Фергане чаще всего осуществляли следующими методами: а) путем переноса линии нагнетания к текущему ВНК; б) сокращением для карбонатных пород объемов закачки; в) закачкой в горизонты подтоварной воды, содержащей ПАВы и воды, сходной с пластовой по химическому составу; г) перераспределением объемов закачиваемой воды между нагнетательными скважинами.

Наиболее эффективными в условиях Ферганы оказались методы регулирования заводнения, перечисленные в пунктах а), б) и в). Следует лишь отметить, что при процессе в случае переноса линии нагнетания к текущему ВНК особое внимание, во избежание потерь извлекаемых запасов нефти.

Такие потери, например, наблюдались при разработке VII горизонта месторождения Ходжаабад. В этих условиях особое внимание должно быть уделено определению остаточной нефтенасыщенности в заводненной зоне пласта.

В целом же этот метод регулирования заводнения способствовал более интенсивному росту пластового давления в зоне отбора нефти, сокращению объемов закачиваемой воды и утечки ее за контур, 100% охвату текущего ВНК нагнетательными скважинами при некотором сокращении их числа и, что самое главное, активизации процесса разработки залежей.

3.2.2. Комбинированное и внутриконтурное заводнение

Как отмечалось выше, приконтурное заводнение было опробовано практически на всех залежах Ферганы. Однако после нескольких лет эксплуатации стало очевидным, что эффективность его на многих залежах сравнительно невысокая. По этой причине, в 1960-1962 гг. для интенсификации процесса заводнения, на многих залежах Ферганы широко практиковали перенос линии нагнетания от начального к текущему контуру нефтеносности и освоение, в дополнение к приконтурному различных видов внутриконтурного заводнения.

В поисках оптимального варианта размещения на площади залежи дополнительного фонда нагнетательных скважин (с учетом выявленных в процессе приконтурного заводнения особенностей литолого-физического строения горизонтов) в Фергане, были предприняты попытки промышленного освоения следующих видов комбинированного заводнения: 1) приконтурного в сочетании с избирательным очаговым; 2) приконтурного в сочетании со сводовым; 3) приконтурного в сочетании с осевым; 4) приконтурного в сочетании с разрезанием залежи на блоки.

Из перечисленных разновидностей комбинированного заводнения промышленно освоены были 1, 2, и 3 виды.

Первый вид комбинированного заводнения был освоен на терригенном коллекторе, III горизонте (восточное поле) и поднадвига

месторождения Андижан и на этом же горизонте месторождения Ходжаабад (рис.3.4).

Для избирательного очагового заводнения, на площади залежи, ограниченной текущим ВНК располагалось, как правило, не более двух-трех очагов заводнения. Очаги заводнения формировались из двух, реже большего числа малопродуктивных нефтяных скважин, расположенных в зонах с низкими коллекторскими свойствами пласта.

В процессе эксплуатации залежи III горизонта (восточное поле) месторождения Андижан, интенсификация процесса избирательного очагового заводнения достигалась путем освоения близлежащих к очагу заводнения нефтяных скважин. Этот прием, увеличивающий площадь занятую очагом заводнения, в целом, благоприятно сказался на процессе разработки залежи III горизонта (восточное поле).

Второй вид комбинированного воздействия, связанный с закачкой газа в сводовую часть залежи и воды в приконтурную, применяли при разработке VII горизонта месторождения Южный Аламышик, IV горизонта месторождения Чонгара-Гальча (участок Гальча) и VIII горизонта месторождения Северный Сох (рис.3.5).

По первым двум названным горизонтам промышленно освоить этот вид воздействия не удалось. Зато по упомянутым объектам месторождений Чонгара-Гальча и Северный Сох, эффективность его не вызывает сомнений.

Одной из характерных особенностей рассматриваемого вида комбинированного воздействия на залежь, является небольшое число водонагнетательных и газонагнетательных скважин. Так, для перепуска газа в сводовую часть залежей IV и VIII горизонтов названных месторождений, понадобилось соответственно четыре и две газонагнетательные, семь и двенадцать водонагнетательных скважин.

Третий вид комбинированного заводнения широко применялся при разработке залежей I, V+VI и VIII горизонтов месторождения Южный Аламышик и III горизонта месторождения Бостон. Эффективность этого вида заводнения оказалась относительно низкой, что обусловлено сложным геологическим строением присводовых зон рассматриваемых горизонтов, в пределах которых и располагались по оси складки нагнетательных скважин (рис.3.6).

Анализ особенности разработки залежей Ферганы с применением комбинированного заводнения показал следующее:

1. В различных геолого-физических условиях разработки залежей Ферганы лучшие результаты показали – приконтурное заводнение с

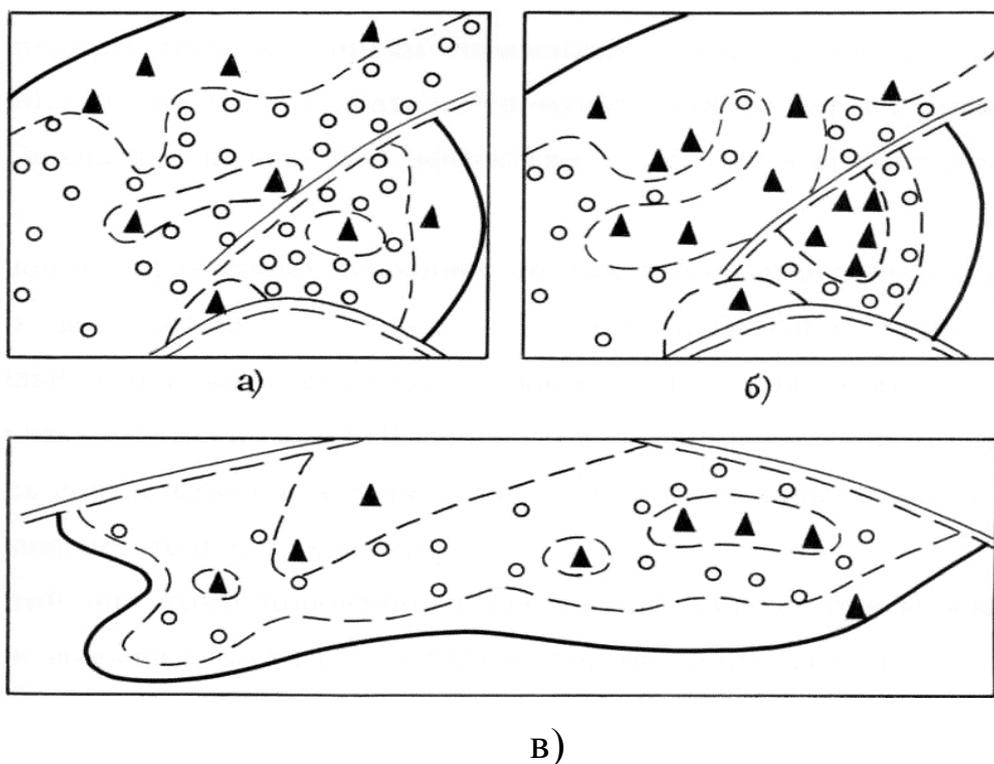


Рис.3.4. Схемы размещения нагнетательных скважин при комбинированном (приконтурное в сочетании с избирательным очаговым) заводнении продуктивных горизонтов месторождений Ферганы:

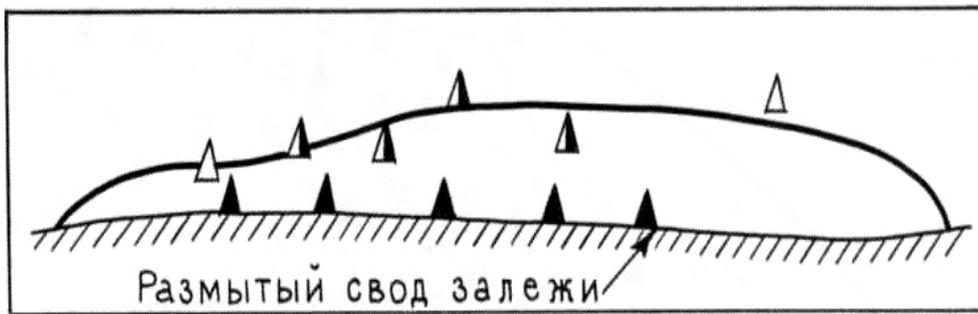
а) горизонт III (восточное поле) месторождения Андижан на 01.01.1978 г.; б) то же на 01.01.1982 г.; в) горизонт III поднадвига месторождения Андижан; остальные обозначения см. на рис.3.3.

одновременным перепуском газа в сводовую часть залежи и сочетание приконтурного и очагового видов заводнения; худшие – приконтурно езаводнение в сочетании с осевым.

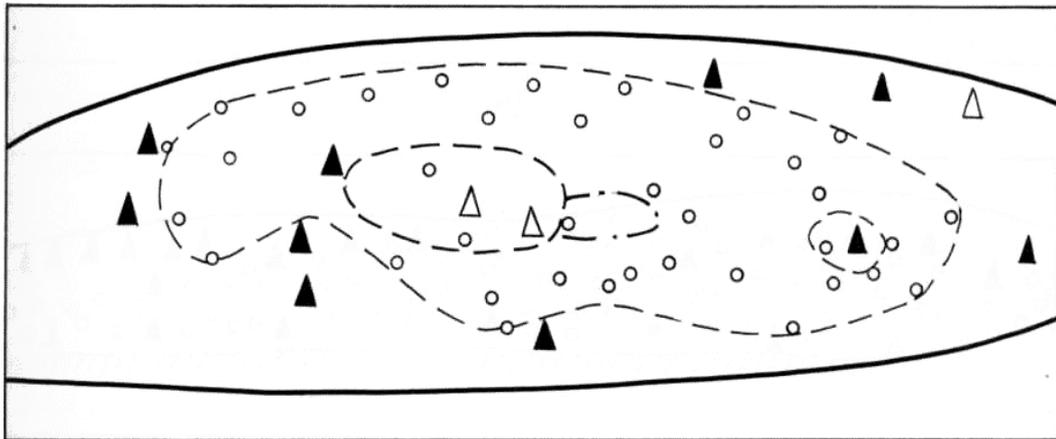
2. К основным преимуществам одновременного перепуска газа и закачки воды можно отнести: а) возможность быстрого охвата залежи влиянием закачки газа при небольшом фонде газонагнетательных скважин;

б) значительное сокращение сроков освоения перепуска газа по сравнению с закачкой воды; в) сравнительная простота и дешевизна метода.

Следует также отметить, что высокая эффективность перепуска газа, в немалой степени была обусловлена применением этого вида воздействия в начальной стадии разработки IV и VIII горизонтов



а)



б)

Рис.3.5. Схема размещения водонагнетательных скважин при комбинированном (приконтурном в сочетании со сводовым) заводнении продуктивных горизонтов месторождений Ферганы:

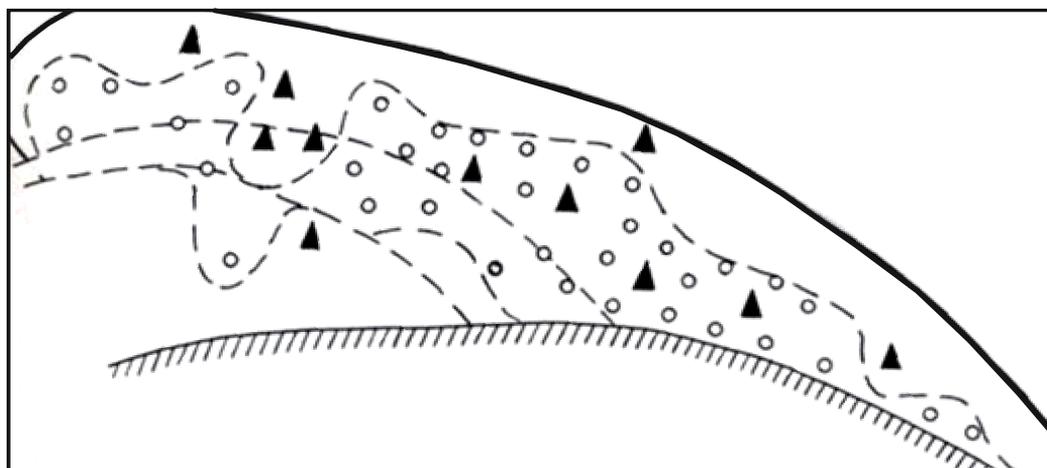
а) горизонт VII месторождения Южный Аламышик;

б) горизонт VIII месторождения Северный Сох; остальные обозначения см. на рис.3.3.

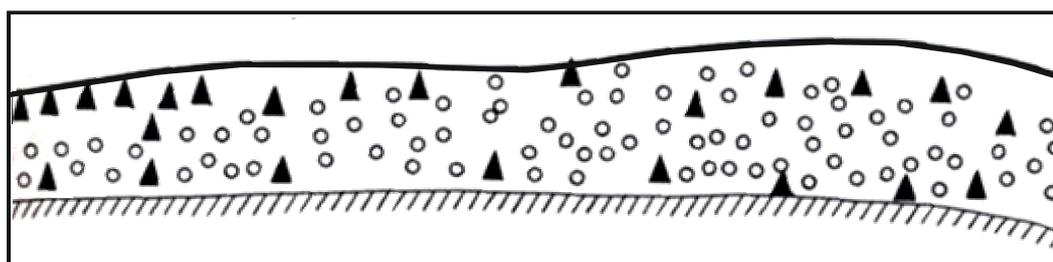
месторождения Чонгара-Гальча и Северный Сох.

3. В условиях Ферганы, где проницаемость залежей в зоне начального ВНК резко ухудшена и утечки нефти за контур нефтеносности маловероятны, а залежи дренируются в условиях проявления режима растворенного газа при низкой активности контурных вод, использование метода перепуска газа в свод залежи с последующим заводнением оказалось эффективным.

4. К недостаткам метода следует отнести, во-первых, сложность регулирования режима работы нефтяных скважин, расположенных вблизи газонефтяного контакта и определения целесообразного времени



а)



б)

Рис.3.6. Схема размещения нагнетательных скважин при комбинированном (приконтурном в сочетании с осевым) заводнении продуктивных горизонтов месторождений Ферганы:

- а) горизонт III месторождения Бостон;
 - б) горизонт V+VI месторождения Южный Аламышик;
- остальные обозначения см. на рис.3.3.

начала закачки воды; во-вторых, для осуществления мероприятия необходимо иметь стабильный источник газа, что не всегда имеет место в пределах того или иного месторождения.

5. Эффективность сочетания приконтурного и очагового видов заводнения в большой мере, обусловлена эффективностью собственно очагового заводнения. Внедрение очагового заводнения позволило многим залежам, во-первых, повысить эффективность использования большей части закачиваемой воды (за счет перераспределения объемов закачки между очаговыми и приконтурными нагнетательными скважинами); во-вторых, стабилизировать давление в тех зонах залежи, которые ранее (при приконтурном заводнении) не испытывали влияния закачки воды; в-третьих, охватить влиянием закачки тектонически и литологически экранированные участки. Эффективность этого вида

заводнения могла бы быть значительно выше при более тщательном обосновании места заложения очагов нагнетательных скважин.

6. Очень низкой эффективностью отличалось применение приконтурного заводнения в комплексе с осевым. Как показывает опыт разработки всех продуктивных горизонтов месторождения Южный Аламышик, переход от приконтурного заводнения к осевому, был явно нецелесообразен [93]. Обширные зоны размыва и наличие тектонических нарушений в присводовой части указанных горизонтов, а также небольшая ширина залежей (менее 1 км), препятствовали освоению осевого заводнения. Аналогичный вывод о возможности применения осевого заводнения получен в работе [52].

Внутриконтурное заводнение в «чистом виде» применяется на месторождениях Ферганы относительно редко. В частности, вариант «разрезания» залежи рядами нагнетательных скважин освоен по III горизонту месторождения Южный Аламышик.

3.3. Геолого-промысловые факторы определяющие эффективность заводнения

Обобщение результатов экспериментальных, теоретических и промысловых исследований, а также большой опыт заводнения позволяют выделить основные факторы, влияющие на показатели эффективности заводнения [73, 95]. Несмотря на различие между системами заводнения нефтяных залежей, их эффективности оцениваются в основном тремя коэффициентами: дренирования залежей, охвата пласта заводнением и вытеснения нефти водой из пористой среды.

Коэффициент дренирования залежей определяет долю их общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин. Считается, что через данный коэффициент учитываются влияния следующих факторов:

- расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
- условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов;
- состояние призабойных зон пластов и качества вскрытия, изменения при эксплуатации.

Коэффициент охвата пластов заводнением, определяет долю объема, дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой и учитывает влияние следующих факторов:

- макронеоднородность пластов - слоистость, зональная изменчивость свойств;

- тип коллектора (трещиноватость и кавернозность);

- соотношение вязкостей нефти и вытесняющей воды.

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и учитывает влияние следующих факторов:

- микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость);

- смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды;

- межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

Для прогноза показателей заводнения, требуется изучение выше указанных факторов на эффективность метода и возможности регулирования процесса. Поэтому часто пользуются понятием «управляемых» и «неуправляемых» факторов. Имеющиеся к настоящему времени технологии и техника, позволяют управлять (изменять) следующие факторы [73].

- размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания;

- состояние призабойных зон пластов, вследствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации;

- трещиноватость пластов;

- соотношение вязкостей нефти и вытесняющей воды;

- межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;

- смачиваемость поверхности пор (гидрофильность и гидрофобность).

В то же время, при текущем уровне науки и техники, считается, что нет возможности повлиять на результаты заводнения путем изменения следующих неуправляемых факторов [73]:

- расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;

- условия залегания нефти, газа и воды в пластах;

- микронеоднородность пластов - слоистость, зональная изменчивость свойств;

- кавернозность, тип коллектора;

- микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, средняя проницаемость.

Естественно, из-за большого диапазона изменения этих параметров, нет универсального метода заводнения пластов, а недоучет влияния одного или нескольких факторов, значительно может снизить эффективность метода.

Например, в работе [105] приведены результаты влияния интервала перфорации на эффективность заводнения нефтяных залежей.

По результатам моделирования процессов фильтрации для различных вариантов перфорации установлено, что приток жидкости к забою добывающих скважин, сопровождается значительным отмыванием нефтяной фазы и размыванием водонефтяного контакта. Из-за различия фильтрационных свойств пластовых флюидов, при пуске добывающей скважины, в области водонефтяного контакта возникают градиенты давления, которые приводят к проникновению нефти в водонасыщенную часть коллектора. При частичной перфорации пласта, вторжение воды в нефтенасыщенную часть коллектора вблизи от забоя добывающей скважины, способствует образованию конуса воды.

Анализ динамики полей насыщенности при различных схемах перфорации добывающей скважины показал, что при частичной перфорации нефтенасыщенной части пласта, процесс перераспределения доли запасов нефти в водонасыщенной области, происходит достаточно интенсивно. Можно предположить, что за счет вторичного насыщения нефтью промытой части или занятой водой, эта доля может быть потерянной.

Анализ характеристик вытеснения для всех рассматриваемых вариантов перфорации показывает, что максимальный объем добытой нефти обеспечивает тот, при котором вскрывается вся нефтенасыщенная часть пласта. В то же время полное вскрытие пласта (с учетом водонасыщенной части), увеличивает накопленный объем нефти и жидкости, что соответствует более полному извлечению нефти из пласта и высокому коэффициенту нефтеотдачи [105].

Данный вопрос специалистами НПО «Нефтегазтехнология» изучен для условий водонефтяных и переходных зон нефтяных залежей [21]. Ими показано, что наибольший коэффициент извлечения нефти в водонефтяных и переходных зонах достигается при «перекрестной» перфорации пласта, когда добывающая скважина перфорирована на нефтенасыщенный интервал пласта, а нагнетательная - на водонасыщенный. Данная схема обеспечивает наиболее полное извлечение запасов нефти, так как при этом потери, связанные с ее перетоком из нефтенасыщенной в водонасыщенную часть, отсутствуют. По сравнению с базовым вариантом, она дает прирост конечного коэффициента нефтеотдачи на 1,5%, темпы отбора возрастают более чем на 40%.

Особую проблему представляет влияние вязкости пластовой нефти на результаты заводнения пластов.

Обычно нефти рассматриваются как ньютоновские жидкости, которые в пластовых условиях характеризуются постоянной вязкостью, не зависящей от

создаваемого градиента давления, а их фильтрация при малых его значениях подчиняется линейному закону Дарси. Однако если в составе нефти содержатся асфальтены, смолы и парафины, способные образовывать внутреннюю структуру, то в зависимости от компонентного состава попутного газа, проницаемости и температуры (давления), нефть может вести себя как неньютоновская вязкопластичная жидкость. Это проявляется в увеличении вязкости, замедлении скоростей фильтрации нефти и сопровождается образованием в пласте зон с малоподвижными, практически не вырабатываемыми запасами. При температурах близких к температуре насыщения нефти парафином, что обычно имеет место при закачке холодной воды, кристаллизующийся парафин начинает образовывать структуру и фильтрация может прекратиться полностью. Такое явление отмечалось при разработке залежи пласта В1 Ветлянского месторождения. При выработке меньше половины извлекаемых запасов, его обводненность значительно превышала 60% [81]. Попытки интенсифицировать разработку путем увеличения давления нагнетания оказались безуспешными. Реальными способами борьбы с проявлением вязкоструктурных свойств нефти являются химические методы воздействия на пласт [40].

Необходимо отметить, что несмотря на то, что применение заводнения обеспечивает повышение темпов извлечения запасов нефти, а главное – рост коэффициента извлечения по сравнению с естественными режимами, оно порождает массу проблем: нарушается установившееся в природе равновесие, разрушаются месторождения, которые превращаются из нефтяных в заводненные, изменяются природный режим пластов и окружающая среда. При этом половина запасов остается в недрах. Существенное сокращение отрицательных факторов при заводнении нефтяного пласта возможно за счет организации контроля и регулирования процесса отборов жидкости из пласта.

В связи с выше сказанным, приведем ряд примеров, когда неполный учет геологических и технологических факторов при заводнении пластов, привел к снижению эффективности не только самого процесса, но и разработки месторождения в целом.

Одним из существенных факторов, от которых зависит процесс вытеснения нефти водой, являются, с одной стороны, кольтатация пластов, с другой - их депелетизация (вынос частиц породы), что приводит к образованию технических запечатанных зон нефти [40].

Пористая среда всегда содержит большое количество изначально заблокированных в ней свободных частиц, а также, которые могут перемещаться с потоком. Причинами ослабления сцементированности частиц являются изменение солености воды и среды, рН, чрезмерная скорость

закачки и др. Депелетизация пористой среды связана с выносом механических примесей, поступающих с продукцией добывающих скважин. Кольматация же межпоровых каналов, происходит лишь в результате постепенного накопления привносимых потоком твердых частиц.

Сравнение пористости отложений пашийского горизонта Ромашкинского месторождения по 19438 скважинам на разные даты, показало ее увеличение по высокопродуктивным коллекторам и снижение по малопродуктивным, что связывается с указанными выше причинами [4].

В работе [60] приведены результаты влияния технологии гидравлического разрыва пласта на процесс вытеснения нефти водой.

На ряде малых нефтяных месторождений в Западной Сибири, с целью повышения продуктивности скважин, вместо скорейшей организации запроектированной системы заводнения, провели серию гидроразрывов. В результате обнаружилось, что их эффективность последовательно снижалась. Вместо режима заводнения и поддержания пластового давления, действовал совсем другой, а именно режим истощения пластовой энергии с очень небольшим запасом нефти. Поэтому происходили быстрое падение пластового давления, снижение забойного давления добывающих скважин с указанными выше последствиями. Таким образом, на конечный результат разработки влияют не только осуществляемые мероприятия, но и порядок их реализации.

Обобщение опыта заводнения большого количества объектов Западной Сибири, приуроченных в основном к низко проницаемым коллекторам, позволило установить, что [61]:

- нефть из водонефтяных зон не перетекает в нефтяные;
- подвижность нефти в периферийных частях залежи (вязкость нефти) значительно возрастает по мере разработки;
- практически отсутствует безводный период;
- нагнетание в пласт большого количества воды наряду с интенсификацией отбора жидкости существенно стимулирует обводнение скважины;
 - несмотря на возрастающие объемы нагнетания воды в пласт, достижения максимальных годовых отборов нефти постоянно снижаются;
 - приемистость нагнетальных скважин снижается из-за высоких текущих давлений в пласте и выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений в при скважинной зоне;
 - закачиваемая вода продвигается лишь по части перфорированной толщине пласта;
 - по мере роста текущего давления, блокируется часть эффективной нефтенасыщенной толщины;

- на поздней стадии дополнительная добыча не компенсирует затраты на подготовку нефти и утилизацию подтоварной воды;

- с момента прорыва закачиваемой воды, она уже не вытесняет нефть.

Опыт длительной эксплуатации нефтяных месторождений в режиме заводнения свидетельствует о том, что коллекторы трещинно-порового типа по динамике обводнения, расходу воды на вытеснение, конечным коэффициентам вытеснения, охвата и извлечения нефти, существенно отличаются от песчаных коллекторов порового типа. Для трещинно-поровых коллекторов характерна закономерность, сравнительно медленного увеличения обводненности и накопленного водонефтяного фактора, которая в основной период добычи нефти, резко сменяется фазой их нарастания с аномально высоким темпом на завершающем этапе разработки [53].

Основной причиной различия показателей дренирования коллекторов, является наличие в трещинно-поровых отложениях широко развитых систем трещин, инициирующих особый механизм вытеснения в них нефти из блоков матрицы, представляющий собой, в общем случае, сочетание в том или ином соотношении фронтального гидродинамического вытеснения и менее эффективного капиллярного замещения (пропитки).

ГЛАВА IV. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

4.1. Оценка степени влияния геолого-промысловых факторов методом корреляционного анализа

Коэффициент извлечения нефти – сложная функция многих параметров пласта и насыщающих его жидкостей, а также систем разработки и заводнения. Вместе с тем, при исследовании особенностей разработки той или иной группы месторождений удается, как правило, выделить преимущественное влияние на нефтеотдачу определенного числа природных и технологических факторов и оценить их долю в формировании текущей и конечной нефтеотдачи. Об этом свидетельствуют многочисленные статистические (регрессионные) зависимости нефтеотдачи от геолого-физических и технологических факторов, полученные для различных нефтедобывающих регионов ряда зарубежных стран [5, 36, 95, 96, 124 и др.], из которых, в частности, видно, что для одной группы месторождений преобладающее влияние оказывают, к примеру, проницаемость пласта и плотность сетки скважин, для другой – соотношение вязкостей нефти и воды, а также темп отбора жидкости и т.п.

В связи с этим, для совершенствования систем заводнения и повышения его эффективности, на объектах разработки в ФНГО возникает необходимость проведения аналогичных исследований.

Такие исследования, как известно, с одной стороны, позволяют использовать накопленный опыт эксплуатации залежей при искусственном заводнении в процессе проектирования разработки новых месторождений, с другой – способствуют эффективной доразработке истощенных объектов, в которые уже вложены огромные материально-технические средства.

Для оценки количественного влияния различных геолого-промысловых факторов на величину коэффициента извлечения нефти, широкое применение нашел метод корреляционного анализа [43, 95]. Данный метод позволяет установить количественное влияние различных факторов на показатель процесса.

Для оценки статистической связи используют коэффициенты корреляции, которые вычисляются по формуле

$$r_{yx} = \frac{1}{(N-1)\sigma_x\sigma_y} \sum_1^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) = \quad (4.1)$$
$$= \frac{1}{(N-1)\sigma_x\sigma_y} [(x_1 - \bar{x})(y_1 - \bar{y}) + (x_2 - \bar{x})(y_2 - \bar{y}) + \dots + (x_N - \bar{x})(y_N - \bar{y})],$$

где r_{yx} - коэффициент корреляции между показателем процесса и одним из факторов; \bar{x} и \bar{y} – математические ожидания, определяемые по формуле (4.3); σ_x^2 и σ_y^2 - дисперсии, вычисляемые по формулам

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2,$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2, \quad (4.2)$$

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^N x_i / N \quad (4.3)$$

Здесь i - номер наблюдения.

Значение и математическое ожидание исследуемых факторов и коэффициента извлечения нефти для объектов с карбонатными коллекторами приведены в табл.2.1, а для терригенных в табл.2.2.

Результаты расчетов коэффициентов корреляции для объектов, представленных карбонатными коллекторами, приведены в табл.4.1 - для всех объектов, в табл.4.2 - для объектов, разрабатываемых с заводнением и в табл.4.3 - для объектов, разрабатываемых без заводнения.

Таблица 4.1.

Корреляционная матрица для объектов с карбонатными коллекторами

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,171	0,088	0,110	-0,184	-0,622	0,294	0,143
Коэффициент пористости, доли ед.	0,171	1	0	0	0	0	0,145	0,045
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,088	0	1	0	0	0	0,668	0,059
Проницаемость, мкм ²	0,110	0	0	1	0	0	0,0789	0,108
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,184	0	0	0	1	0	2,81	2,005
Температура застывания нефти, °С	-0,622	0	0	0	0	1	63,85	30,9

Таблица 4.2.

Корреляционная матрица для объектов с карбонатными коллекторами
разрабатываемых с заводнением

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,023	0,235	0,129	-0,135	-0,193	0,350	0,112
Коэффициент пористости, доли ед.	0,023	1	0	0	0	0	0,157	0,0365
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,235	0	1	0	0	0	0,657	0,0615
Проницаемость, мкм ²	0,129	0	0	1	0	0	0,112	0,127
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,135	0	0	0	1	0	43,14	2,197
Температура застывания нефти, °С	-0,193	0	0	0	0	1	48,69	12,718

Таблица 4.3.

Корреляционная матрица для объектов с карбонатными коллекторами
разрабатываемых без заводнения

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,046	0,279	0,128	-0,402	-0,629	0,351	0,144
Коэффициент пористости, доли ед.	0,046	1	0	0	0	0	0,157	0,0522
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,279	0	1	0	0	0	0,657	0,050
Проницаемость, мкм ²	0,128	0	0	1	0	0	0,112	0,0162
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,402	0	0	0	1	0	43,14	1,276
Температура застывания нефти, °С	-0,628	0	0	0	0	1	48,69	35,535

Результаты расчетов коэффициентов корреляции для объектов, представленных терригенными коллекторами, аналогично приведены в табл.4.4 - для всей выборки, в табл.4.5 и 4.6 - для объектов, разрабатываемых с и без заводнения.

Результаты расчетов показывают, что практически, за исключением температуры застывания нефти, между рассмотренными факторами и коэффициентом извлечения нефти, корреляционная зависимость отсутствует. Причиной получения таких результатов, на наш взгляд, является небольшой диапазон изменения величины анализированных факторов. Данный вывод подтверждается результатами аналогичных исследований, проведенных М.Л.Сургучевым, В.И. Колгановым и А.В.Гавурей [96].

Ими, по основным месторождениям Урало-Поволжья с залежами нефти пластового типа (более 50 объектов), методом многофакторного анализа было изучено влияние факторов на КИН при их заводнении. Эти месторождения (объекты), аналогичны исследуемым объектам ФНГО, приуроченные к терригенным коллекторам, которые находились на поздней стадии разработки с высокой обводненностью продукции и разрабатывались при водонапорном режиме.

Таблица 4.4.

Корреляционная матрица для объектов с терригенными коллекторами

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,279	0,089	0,109	-0,271	-0,351	0,324	0,206
Коэффициент пористости, доли ед.	0,279	1	0	0	0	0	0,159	0,0299
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,089	0	1	0	0	0	0,624	0,095
Проницаемость, мкм ²	0,109	0	0	1	0	0	0,0761	0,0987
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,271	0	0	0	1	0	3,456	2,011
Температура застывания нефти, °С	-0,351	0	0	0	0	1	2,407	11,474

Таблица 4.5.

Корреляционная матрица для объектов с терригенными коллекторами
разрабатываемых с заводнением

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,407	0,148	0,129	-0,076	-0,410	0,344	0,152
Коэффициент пористости, доли ед.	0,407	1	0	0	0	0	0,167	0,0284
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,148	0	1	0	0	0	0,622	0,089
Проницаемость, мкм ²	0,129	0	0	1	0	0	0,095	0,1170
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,076	0	0	0	1	0	3,587	1,901
Температура застывания нефти, °С	-0,410	0	0	0	0	1	1,411	10,230

Таблица 4.6.

Корреляционная матрица для объектов с терригенными коллекторами
разрабатываемых без заводнения

Показатели	Коэффициенты корреляции						Среднее значение	Среднее квадратическое отклонение
	η	m	β	k	μ	t		
Нефтеотдача, доли ед.	1	0,314	0,304	0,022	-0,603	-0,298	0,289	0,270
Коэффициент пористости, доли ед.	0,314	1	0	0	0	0	0,146	0,0276
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,3004	0	1	0	0	0	0,627	0,103
Проницаемость, мкм ²	0,022	0	0	1	0	0	0,0426	0,033
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-0,603	0	0	0	1	0	3,233	2,167
Температура застывания нефти, °С	-0,298	0	0	0	0	1	4,100	13,149

Средние значения некоторых геолого-физических факторов по выбранным объектам приведены ниже:

Проницаемость коллекторов, мкм²140-3200;
 Гидропроводность пластов, мкм² см/(мПа·с)20-1100;
 Подвижность нефти в пластовых условиях, мкм²/(мПа·с)0,06-1,46;
 Коэффициент песчанности0,32-0,94;
 Вязкость пластовой нефти, мПа·с.....0,4-42,3.

Из приведенных значений геологических факторов видно, что диапазон их изменения в отличие от залежей нефти ФНГО, достаточно большой.

Из 50 исследованных объектов, 18 разрабатываются при внутриконтурном заводнении, 15 - при законтурном заводнении и 17 - в условиях естественного водонапорного режима. Средняя плотность сетки добывающих скважин в пределах начального контура нефтеносности по разным объектам составляет от 10 до 70 га/скв.

Относительное влияние указанных факторов на нефтеотдачу пластов, при характерных для месторождений Урало-Поволжья диапазонах изменения этих параметров, показано в табл.4.7.

Таблица 4.7

Фактор	Его влияние на нефтеотдачу *, %
Соотношение вязкости нефти и воды, 1-25 мПа*с , μ_n	-21,1
Средняя проницаемость, 0,15-2,5 мкм ² , К'	+15,4
Температура пласта, 25-75°С, t	+7
Эффективная нефтенасыщенная толщина, 3-20 м, h	+6
Коэффициент песчанности, 0,55-0,95, К _п	+6
Относительные запасы водонефтяной зоны, 25-100%	-5,6
Нефтенасыщенность, 0,75-0,95; β	+3,6
Плотность сетки скважин, 10-60 га/скв; Псс	-3
Система заводнения (естественное заводнение блоковая система);	+2,2
Темп разработки (добыча жидкости от геологических запасов) 2,5-7,5%; $T_n/T_{ж}$	+0,6

По диапазону изменения каждого параметра (фактора) и нефтеотдачи пласта можно получить представление об относительном влиянии факторов на нефтеотдачу [96]. В абсолютном выражении, увеличение вязкости нефти в 25 раз, снижает нефтеотдачу пластов более чем на 20%. Таким же сильно изменяющим нефтеотдачу фактором является и средняя проницаемость пластов, изменение которой в 16-17 раз обуславливает изменение нефтеотдачи на 15%. Но в относительном выражении, влияние на нефтеотдачу пластов других факторов, оказывается даже более существенным. Увеличение температуры пласта в 3 раза, вызывает повышение нефтеотдачи на 70% или на 2,3% при каждом однократном ее увеличении, тогда как увеличение соотношения вязкостей нефти и воды на единицу - снижает, а увеличение средней проницаемости пласта на единицу, повышает нефтеотдачу пластов менее чем на 1%. Примерно такое же относительное влияние на нефтеотдачу пластов оказывают нефтенасыщенная толщина и относительные запасы нефти в водонефтяных зонах. Очень сильное относительное влияние на нефтеотдачу пластов оказывают песчанистость (неоднородность по толщине) и нефтенасыщенность пластов.

Увеличение этих параметров на 10-20% повышает нефтеотдачу пластов на 2-3,5%.

Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу пластов зависит от их расчлененности (песчанистости). В монолитных пластах влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу незначительное, а в расчлененных пластах значительное [96].

Темп разработки нефтяных залежей при заводнении, если исключить влияние других факторов, оказывает слабое положительное влияние на нефтеотдачу. Однако для разных объектов разработки, прослеживается очень сильная зависимость нефтеотдачи пластов за основной период от темпа разработки, независимо от вязкости нефти. На объектах, разрабатываемых высокими темпами (2,5-5% от балансовых запасов в год), при соотношении вязкостей нефти и воды 0,6-4,5, достигнута наиболее высокая нефтеотдача пластов за основной период (50-63%), тогда как при темпах разработки 1,2-1,8% от балансовых запасов и соотношении вязкостей нефти и воды 1,7-3,4, нефтеотдача составляла 28-35%. Естественно, на нефтеотдачу пластов оказывали одновременное влияние другие факторы.

Так как на характер обводнения нефтяных залежей в процессе их разработки, наибольшее влияние оказывает вязкость пластовой нефти, рассматриваемые объекты авторами [96] были разделены на три группы. В первую группу включены объекты с вязкостью нефти в пластовых условиях 0,4-2,5 мПа·с, во вторую - 2,5-5 мПа·с, в третью - 5,42 мПа·с. При нефтеотдаче

15% от начальных балансовых (геологических) запасов, средняя обводненность продукции с первой по третьей группам объектов соответственно составляет 5, 11 и 34%, при нефтеотдаче 30% - соответственно 19, 39 и 80%.

Залежи с повышенной вязкостью нефти, всегда имеют характеристики вытеснения нефти водой хуже, чем залежи с меньшей вязкостью нефти, независимо от неоднородности пластов и других факторов.

При $\tau = 1,5$, нефтеотдача для первой группы объектов в среднем составляет 62%, для второй - 53%, для третьей - 45%. Это указывает на то, что вязкость нефти является самым сильным фактором, влияющим на нефтеотдачу (табл.4.8).

Таблица 4.8

Относительное влияние отдельных факторов на конечную нефтеотдачу пластов

Фактор	Отбор жидкости из пласта	
	0,5 от объема пор	1,5 от объема пор
Соотношение вязкостей воды и нефти	-40,6	-18,5
Средняя проницаемость	+20	+21,3
Плотность сетки скважин	-5	-8,1
Песчанистость	+19	+36,8
Водонефтяные зоны	-6,3	-10,4
Средняя толщина пласта	-	+4,9

Примечание “+” и “-“ – положительное и отрицательное влияние фактора соответственно.

Для первой группы залежей, указанная средняя нефтеотдача пластов практически конечная. По залежам второй группы до конца разработки, средняя нефтеотдача может увеличиться на 2-3%, а по залежам третьей группы - на 3-5%, по сравнению с текущей нефтеотдачей при $\tau = 1,5$ (табл.4.8).

Из опыта разработки нефтяных залежей вытекает такая простая зависимость, что с каждым увеличением относительной вязкости нефти вдвое, конечная нефтеотдача снижается на 4-6%, в зависимости от неоднородности пластов. При этом резко возрастают объемы, прокаченной через залежь, воды. Для объектов первой группы увеличение нефтеотдачи на 1%, требует

прокачку воды через залежь в объеме 2,5-3% порового пространства, тогда как для объектов третьей группы для этого требуется 10-12% и более.

Из приведенных данных видно, что самое большое влияние на нефтеотдачу оказывают природные факторы. Степень их влияния на нефтеотдачу, на разных стадиях разработки залежей, различна. Влияние относительной вязкости нефти на первых двух стадиях разработки является доминирующим. В завершающей стадии разработки роль вязкости нефти снижается, но остается значительной.

В работе [51] приведены результаты оценки влияния вязкости пластовой нефти на КИН по статистическим моделям. В результате исследований, сделан важный вывод о том, что степень влияния вязкости пластовой нефти на КИН при водонапорном режиме и на естественных режимах истощения, практически одинакова.

В пределах роста вязкости пластовой нефти от 5 до 30 мПа·с, на каждое увеличение в 1 мПа·с снижение величины КИН при водонапорном режиме и режимах истощения, составляет 0,52 и 0,49 % соответственно.

Роль коэффициента песчаности, связанного обратной корреляционной зависимостью с прерывистостью пластов и косвенно выражающего неоднородность, наоборот, возрастает на поздних стадиях разработки. Эта тенденция особенно характерна для объектов с невысокими значениями коэффициента песчаности ($k_{п} = 0,5 - 0,6$).

Плотность сетки скважин на ранних стадиях разработки (до $\tau = 0,5$), в рассмотренной группе объектов, в среднем оказывает сравнительно небольшое влияние на текущую нефтеотдачу. Относительно, влияние плотности сетки скважин возрастает на поздних стадиях разработки.

При анализе эксплуатационных объектов с разными коэффициентами песчаности (прерывистости) пластов устанавливается значительно большее влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу пластов сложного строения. Аналогичную тенденцию следует ожидать и с увеличением вязкости пластовой нефти.

Следовательно, неблагоприятные природные условия залежей, снижающие конечную нефтеотдачу, частично можно компенсировать применением более плотных сеток скважин. В условиях маловязких нефтей и прерывистого строения или сильно неоднородных пластов, бурение дополнительных скважин целесообразно осуществлять на поздних стадиях разработки. При правильном размещении дополнительных скважин, позволяющем обеспечить наилучший охват невыработанных участков процессом дренирования и вытеснения, бурение скважин на поздней стадии разработки становится важным фактором улучшения технологических

показателей разработки и повышения нефтеотдачи пластов.

Судя по результатам многофакторного анализа, соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин не оказывает заметного влияния на конечную нефтеотдачу, но повышение этого соотношения увеличивает темпы добычи нефти, текущую нефтеотдачу на ранних стадиях разработки прерывистых пластах и конечную нефтеотдачу.

4.2. Исследование влияния геолого-промысловых факторов на коэффициент извлечения нефти на основе оценки их информативности

Для определения влияния различных геолого-промысловых факторов на коэффициент извлечения нефти широко применяются также методы оценки их информативности. К настоящему времени предложено большое количество критериев оценки информативности [26, 54, 89 и др.].

Для определения степени влияния различных геолого-физических и технологических факторов на коэффициент извлечения нефти объектов ФНГО, разрабатываемых с применением заводнения, использованы широко применяемые методы непараметрической статистики, а именно: U-критерий Манна-Уитни, X-критерий Ван-дер-Вардена и мера Кульбака. Использование этих трех критериев и сопоставление их результатов связано с повышением достоверности полученных результатов.

Учитывая результаты подобных исследований по многим нефтеносным регионам мира, а также результаты корреляционного анализа, произведена оценка влияния на КИН следующих комплексных факторов [36, 72, 131]:

$$(kh)/\mu_H; (k\rho_H)/m; P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}; S_{\text{max}}; S_{\text{сред}}; Q_j/Q_{\text{вал}}; n_{\text{max}}; n_{\text{сред.}}$$

Здесь, k -проницаемость пласта; h -толщина пласта; μ_H -вязкость нефти в пластовых условиях; ρ_H -начальная нефтенасыщенность пласта; m - пористость; $P_{\text{тек.з}}$ -текущее пластовое давление, при котором начато заводнение; $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения нефти газом; S_{max} -максимальная плотность сетки скважин; $S_{\text{сред}}$ -средняя плотность сетки скважин; $Q_{\text{ж}}$ - накопленный отбор жидкости; $Q_{\text{бал}}$ -балансовые запасы нефти; $Q_{\text{зак}}$ - накопленный объем закачанной в пласт воды; $n_{\text{max}} = (n_{\text{д}}/n_{\text{в}})_{\text{max}}$ - максимальное соотношение числа добывающих ($n_{\text{д}}$) и водонагнетательных скважин; $(n_{\text{в}})_{\text{ср}} = (n_{\text{д}}/n_{\text{в}})_{\text{ср}}$ - среднее, за весь период разработки залежи, соотношение числа добывающих и водонагнетательных скважин.

Значения перечисленных выше параметров для исследуемых залежей Ферганы приведены в табл.4.9.

Таблица 4.9.

Геолого-физические и технологические факторы исследуемых месторождений
Ферганы

Месторождение, Горизонт	$\frac{kh}{\mu_H}$ мкм ² · м мПа · с	$\frac{k\rho_H}{m}$ ткм ²	$\frac{P_{тек.с}}{P_{нас}}$	$\frac{Q_{зак}}{Q_{бал}}$ ДОЛ ед.	n_{max}	$n_{сред}$	Плотность сетки, га/скв	
							S_{max}	$S_{сред}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ходжаабд, III	0,006	0,02	0,18	1,02	2,40	3,09	13,20	21,80
VII	0,026	0,16	0,13	2,05	1,70	2,67	2,60	5,16
VIII	0,132	0,37	0,52	1,67	4,80	8,83	3,16	5,93
Южный Аламышик, I	0,214	0,07	0,35	0,53	6,36	12,99	3,50	5,55
ККС	0,443	0,11	0,42	1,20	5,70	7,61	9,91	13,75
III	0,162	0,41	0,23	0,36	6,20	7,74	10,87	32,24
V+VI+VII	0,811	0,35	0,49	2,24	3,56	4,55	7,61	18,53
Бостон, III	0,010	0,02	0,64	0,88	3,08	5,25	3,03	4,76
Андижан, III (поднадвиг)	0,154	0,19	0,05	0,46	3,10	5,20	3,90	6,20
III (восточное поле)	0,147	0,18	0,34	0,96	3,10	4,00	3,70	7,30
Чонгара-Гальча, IV	0,005	0,07	0,74	2,00	3,09	4,04	25,66	45,88
Северный Сох, VIII	0,100	0,04	0,93	1,85	3,00	3,00	8,50	11,70
Чангырташ, III	0,016	0,09	0,24	1,44	3,20	5,20	4,60	6,60
Избаскент, V+VIII	0,281	0,83	3,21	0,77	1,10	2,00	44,10	79,80
IX	14,481	11,07	1,19	3,05	1,00	1,27	19,50	36,10
Майли-Су IV, V+VII	0,003	0,02	3,78	0,65	3,40	5,40	13,90	2,05
Нефтеабд, II	0,620	0,12	-	-	-	-	9,60	23,60
Ким, VII	0,126	0,14	-	-	-	-	5,00	7,10

Для оценки значимости или степени информативности геолого-промысловых факторов используют методы непараметрических критериев, позволяющие сравнивать две группы наблюдений при неизвестном законе распределения.

Рассматривают две сравнительные пары групп объектов разработки. В первую группу входят объекты с коэффициентами извлечения нефти меньше ее среднего значения (А), во вторую с коэффициентами нефтеизвлечения больше ее среднего значения (В).

Для оценки степени информативности каждого фактора применена мера Кульбака [95]. Информативность i –го диапазона j –го фактора определяли по формуле

$$I(x_j^i) = ДК(x_j^i) \frac{1}{2} \left[P\left(\frac{x_j^i}{A}\right) - P\left(\frac{x_j^i}{B}\right) \right], \quad (4.4)$$

где $ДК(x_j^i)$ – диагностический коэффициент; j –го фактора; $P\left(\frac{x_j^i}{A}\right)$ – вероятность попадания в группу А i –го диапазона j –го фактора; $P\left(\frac{x_j^i}{B}\right)$ – то же, для группы В.

Результаты расчета информативности перечисленных факторов представлены в таблице 4.10, из которой видно, что по степени влияния на ожидаемую конечную и текущую нефтеотдачу исследуемые параметры располагаются в следующей последовательности

$$P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}(4,1); S_{\text{max}}(3,14); (kh)/\mu_H(1,98); Q_{\text{ж}}/Q_{\text{бал}}(1,29); k\rho_H/m(0,44); n_{\text{сред}}(0,21)$$

– (в скобках приведены численные значения меры Кульбака).

Из приведенных данных и сопоставления результатов расчета по трем критериям следует, что наибольшей информативностью (или степенью влияния на нефтеотдачу) обладают параметры $P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}$, $Q_{\text{ж}}/Q_{\text{бал}}$ и S_{max} .

4.3. Пути повышения эффективности метода заводнения продуктивных пластов

Анализ результатов исследований по повышению эффективности реализованных систем заводнения в различных геолого-физических условиях залежей нефти показывают, что основным резервом усовершенствования процесса является увеличение степени охвата продуктивных отложений заводнением и отмыва нефти закачиваемой водой. Пути повышения коэффициента охвата сводятся к дифференциации давлений нагнетания на

Таблица 4.10.

Результаты расчета степени информативности различных геолого-физических и технологических факторов

Геолого-физические и технологические параметры, влияющие на нефтеотдачу	Критерий U-Манна-Уитни	Критерий X-Вандер-Вардена	Мера Кульбака
	Критерий двусторонний, уровень значимости $\alpha = 0,05$ или $0,01$		
$\eta_k = \varphi(kh/\mu_H)$	информативен	информативен	1,98
$\eta_k = \varphi(kp_H/m)$	не информативен	не информативен	0,44
$\eta_k = \varphi(P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}})$	информативен	информативен	4,10
$\eta_k = \varphi(S_{\text{max}})$	информативен	не информативен	3,14
$\eta_k = \varphi(S_{\text{сред}})$	не информативен	не информативен	-
$\eta_k = \varphi(n_{\text{max}})$	не информативен	не информативен	-
$\eta_k = \varphi(n_{\text{сред}})$	не информативен	не информативен	0,21
$\eta_T = \varphi(Q_{\text{ж}}/Q_{\text{бал}})$	информативен	информативен	1,76
$\eta_T = \varphi(Q_{\text{зак}}/Q_{\text{бал}})$	Решение неопределенное		1,29
$\eta_T = \varphi(Q_{\text{зак}}/Q_{\text{бал}})$	не информативен	не информативен	1,65

участках водонагнетательных скважин: повышению давлений нагнетания в скважинах, расположенных в зонах с худшей проницаемостью и продуктивностью, и наоборот, отдельную закачку разных объемов воды в разные части пласта с различной проницаемостью. Сюда также относятся и способ сгущения нагнетательных скважин в зонах с пониженной продуктивностью пласта, воздействие на призабойные зоны скважин с целью изменения ее фильтрационных свойств, регулирование соотношения закачки воды в нагнетательные скважины и отбора пластовых флюидов из эксплуатационных [12, 13, 85, 95, 96, 104, 111 и др.].

В связи с тем, что большинство нефтяных залежей ФНГО разрабатывались применением различных видов заводнения, в качестве основного направления применения метода увлечения нефтеотдачи пластов наиболее перспективным является физико-химические методы воздействия на пласты, отличающиеся сравнительной простотой и эффективностью и не

требующие больших капитальных вложений и энергетических затрат. К физико-химическим методам относятся закачка в пласт поверхностно активных веществ (ПАВ) и композиций на основе, полимеров, щелочи, серной кислоты, двуокиси углерода, пенных систем и других вытесняющих агентов [76, 114].

Текущее состояние исследований и испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов в нашей стране и за рубежом, свидетельствует о том, что все они дорогостоящие, сопровождаются большими технологическими осложнениями и неопределённостью в процессе реализации, а для оптимального их применения и минимального риска необходимо решение многих научных, технологических и материально-технических проблем.

По результатам многолетних исследований учёных, работающих в области разработки нефтяных месторождений, предложено огромное количество способов воздействия на пласты. Однако большая часть этих изобретений имеет ограниченную полезность, к причинам такого положения относятся [43, 44, 59, 64, 95, 96, 100, 101, 113 и др.]:

- дефицит, высокая стоимость или несоизмеримая, по сравнению с достигаемым эффектом ценность продуктов, предлагаемых в качестве рабочих агентов;

- экологическая опасность, риск вызвать необратимые негативные изменения как в пласте, так и окружающей среды;

- сложность практической реализации предлагаемых технологий в естественных условиях.

Исследовательские работы в области повышения нефтеотдачи пластов продолжаются в следующих направлениях:

- доступность рабочих агентов и технических средств;
- экономическая применимость средств реализации процесса;
- его эффективность;
- простота осуществления;
- экологическая чистота.

Одним из методов увеличения нефтеизвлечения из простых сред является щелочной метод, позволяющий увеличить коэффициент вытеснения нефти, охвата пласта заводнением, уменьшить скорость фильтрации вытесняющего и вытесняемого агента в наиболее высокопроницаемых зонах и каналах. Уровень извлечения геологических запасов углеводородов за счёт применения щелочного воздействия более высокий и рентабельный по сравнению с обычным заводнением. Применение щелочного заводнения эффективно на залежах, нефти которых активно взаимодействуют с щелочным

раствором, в результате чего увеличивается взаиморастворимость с нефтями, приводящая к уменьшению межфазного натяжения [76, 97, 114, 119 и др.].

Опытно-промышленное щелочное заводнение залежи нефти III горизонта восточного поля начата в марте 1979 г. Была создана первичная щелочная оторочка концентрации 3-5%, с последующим переходом на закачку 0,3 щелочного раствора с добавлением 0,02-0,03% КМЦ. В процессе опытно-промышленных работ, с марта 1979 г. по сентябрь 1985 г., всего было закачено 1052 т. каустической соды разной концентрации. Технологическая эффективность за этот период составила 20,2 тыс.тн. дополнительно добытой нефти, экономическая эффективность превысила 800 тыс.руб.

Опытно-промышленные работы по внедрению модифицированного щелочного заводнения на XVIII горизонте месторождения Южный Аламышик осуществлялось 1983 г. до начала 1987 г. За этот период было закачено 1150 т. сода-сульфатной смеси (щелочные отходы производства капролактама), 94,7 т. каустической соды, 87 т. кальцинированной соды и 1,4 т. КМЦ.

Была создана первичная щелочная оторочка концентрации 5-10% с последующим переходом на закачку щелочного раствора малой концентрации 0,5-1,5%. За время опытно-промышленных работ дополнительно добыто 16 тыс.т. нефти с экономическим 63,48 тыс.руб.

Еще одним перспективным направлением является применение технологии нестационарного заводнения, которое весьма широко используется на объектах постсоветского пространства, в частности практически на всех месторождениях Татарстана [89]. В 72% действующих нагнетательных скважинах закачка воды осуществляется циклически. С начала применения метода дополнительно добыто около 100 млн.т. нефти, ограничение непроизводительной закачки превысило 1,4 млрд.м³, отбор попутно добываемой воды сократился почти на 300 млн.т. [74, 89].

На заводняемых объектах рекомендуется применять различные модификации нестационарного заводнения [113]:

- активные, основанные на попеременном прекращении закачки воды в группы или ряды скважин с продолжительностью полуциклов от 10-30 суток до 6 месяцев, а иногда и до 1 года;

- пассивные, в которых практикуется временная остановка работы части нагнетательных скважин или временное уменьшение объемов закачиваемой воды путем непрямого прекращения нагнетания воды круглогодично или сезонно в скважины, группируемые через одну, а также круглогодичного уменьшения закачки воды в группы или ряды скважин с продолжительностью полуциклов от 10-30 суток до 6 месяцев. В основном длительность

полуциклов составляет 10-20 суток, достигая иногда 1-2 месяца, и определяется, исходя из необходимости обеспечения компенсации отбора жидкости закачкой воды. При этом текущее пластовое давление поддерживается на постоянном уровне.

Естественно, со временем эффективность мероприятия снижается, что предполагает необходимость модификации нестационарного заводнения. Например, один из последних вариантов технологии позволяет решать задачи по увеличению охвата пластов заводнением по площади и роста нефтеотдачи за счет изменения времени эксплуатации каждой добывающей и нагнетательной скважины, принимающей участие в циклических закачке и отборе. При этом время работы добывающих скважин определяется из отношения средней скорости нарастания обводненности по участку, к темпу нарастания обводненности данной скважины. Время работы нагнетательной скважины рассчитывается по отношению средней скорости нарастания обводненности продукции добывающих скважин, к скорости нарастания обводненности продукции ближайшей добывающей скважины. Недобор жидкости из высоко обводненных скважин компенсируется форсированной её откачкой в цикле отбора добывающей скважины во время остановки нагнетательной скважины.

ГЛАВА V. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

5.1. Изучение оптимального времени начала заводнения

По результатам изучения степени влияния геолого-промысловых факторов на величину коэффициента извлечения нефти было установлено, что на исследуемых объектах нефтеотдача сформировалась вследствие комплексных параметров: соотношением давления, при котором начато заводнение и давления насыщения нефти газом; соотношением накопленной добычи жидкости и геологическим запасом нефти, а также плотностью сетки скважин. Ниже рассмотрим эти факторы более подробно.

Изучению нефтеотдачи на объектах, где заводнение начато при давлениях в залежах ниже давления насыщения, посвящены большое количество теоретических исследований, лабораторных и промысловых экспериментов, также и наблюдений за процессом разработки реальных нефтяных залежей.

Гидродинамической стороной этого вопроса занимались Л.С.Лейбензон, Ю.П.Борисов, А.А.Боксерман, А.П.Крылов, С.А.Кундин, И.Ф.Курбанов, В.Б.Сергеев, Э.М.Тимашев, Д.С.Баймухаметов и др. [17, 18, 56, 92].

Дальнейшее изучение различных сочетаний естественных режимов работы пласта с заводнением было проведено В.Ф.Усенко, Г.Г.Вахитовым, Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметовым, А.М.Мамед-Заде, М.Г.Азизовым, М.Житомирским, В.С.Ковалев и др. [19, 99].

Теоретическими исследованиями вышеуказанных авторов установлено, что нефтеотдача пластов при оптимальном снижении пластового давления ($P_{\text{пл.тек}}$) ниже давления насыщения ($P_{\text{нас}}$), и при последующем, заводнение выше, чем в случаях применения заводнения с начала разработки. При дальнейшем снижении пластового давления нефтеотдача уменьшается, и, может оказаться меньше, чем в случае заводнения с начала разработки, т.е. существует оптимальное соотношение $P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{нас}}$.

На основании расчетов [56] сделаны следующие выводы о пределах снижения пластового давления, при которых нефтеотдача пласта будет не меньше, чем при заводнении с начала разработки:

- на месторождениях, в которых физические свойства нефти меняются сравнительно мало - до 50% от давления насыщения нефти газом;

- на месторождениях, в которых физические свойства нефти меняются в значительных пределах - до 85% от давления насыщения

нефти газом.

Наряду с теоретическими исследованиями эффективности заводнения, начатого при пластовых давлениях ниже давления насыщения, проводились также и эксперименты [15, 17].

Обобщение результатов экспериментальных исследований показывает, что во всех работах [15, 17] сделан один и тот же основной вывод об увеличении нефтеотдачи от 3 до 12%, при вытеснении нефти водой после ее частичного разгазирования в пласте.

Основные выводы экспериментальных исследований А.Ф.Богомоловой, А.П.Крылова, А.А.Кочешкова и М.М.Кусакова заключаются в следующем:

- с увеличением начальной газонасыщенности, нефтеотдача возрастает приблизительно на 10% по сравнению с нефтеотдачей, получаемой при вытеснении этой же нефти водой в отсутствие свободного газа;

- увеличение градиента давления (скорости вытеснения) не изменяет характер зависимости нефтеотдачи от начального содержания газа, в присутствии которого происходит вытеснение нефти водой;

- если при разгазировании нефти вязкостью 1,85 мПа·с, её вязкость увеличивается до 16 мПа·с и при этом, в пористой среде образуется 10% свободного газа, то увеличение нефтеотдачи не произойдет;

- эффект влияния свободного газа на нефтеотдачу очень мало зависит от проницаемости;

Результаты экспериментов совпадают с выводами Американских учёных D.M.Bass, P.B.Grawford, A.B.Dyes, J.B.Kyte, R.J.Stenelift, S.C.Stephan, J.A.Rapoport о том, что увеличение нефтеотдачи при вытеснении нефти водой после её частичного разгазирования в пласте, может увеличить нефтеотдачу в пределах 3-12%.

В результате проведенных экспериментальных работ по вытеснению нефти водой в присутствии свободного газа С.А.Кундиным получены следующие выводы [55]:

- при некоторых соотношениях между насыщенностями пористой среды нефтью, водой и газом, фазовая проницаемость для нефти увеличивается;

- наличие свободного газа в пласте оказывает значительное влияние на фазовые проницаемости для воды и нефти;

- опыты, проведенные с нефтью вязкостью 2,5 мПа·с, объёмным коэффициентом растворимости порядка 0,7 м³/м³·атм, величина их коэффициента нефтеотдачи оказалась равной 21,8% и близ как

результатам обычно наблюдаемых на промысловой практике.

Определение допустимой величины снижения пластового давления ниже давления насыщения рассмотрено также И.И.Мищуком, Е.И.Лискевичем и С.В.Шевчуком [75]. По результатам экспериментальных исследований ими сделан вывод, что:

- при величине $P=0,62-0,63$ (где $P=P_{пл}/P_{нас}$) и последующем вытеснении водой, не приводит к ухудшению показателей разработки;
- при $P=0,7/0,72$ достигается увеличение коэффициента вытеснения до 0,58 или на 2-3%, по сравнению с заводнением при пластовом давлении, равным давлению насыщения.

Полученные результаты позволяют устанавливать режим эксплуатации скважин, обеспечивающий наибольшую продуктивность и рациональный расход пластовой энергии, что в итоге приведет к повышению эффективности разработки залежей и увеличению конечной нефтеотдачи пластов.

Однако авторы этих исследований предупреждали, что результаты экспериментов по изучению механизма процесса вытеснения нефти водой, в присутствии свободного газа и полученные на их основе количественные характеристики, недостаточно надежны. Причина этого заключалась в сложностях соблюдения всех условий подобия механизма процесса вытеснения.

В связи с этим, при изучении особенностей заводнения нефтяных залежей, при пластовых давлениях ниже давления насыщения, все больший размах получили промысловые исследования, основанные на анализе и обобщении результатов разработки длительно эксплуатируемых залежей [30, 99]. Такие исследования позволяли выявить общие закономерности поведения различных залежей, обладающих особенностями геологического строения, различными геолого-промысловыми характеристиками и условиями разработки при $P_{пл.тек} < P_{нас}$.

Например, по результатам обобщения опыта заводнения месторождений Пермской области России, авторами работы [27] рекомендовано поддерживать пластовое давление на следующем уровне:

- в зоне активного отбора $P_{пл.тек} > 0,8 \cdot P_{нас}$;
- в пределах контура нефтеносности $P_{пл.тек} = 0,8 \cdot P_{нас}$;
- на линии нагнетания $P_{пл.тек} = (1,20-1,25) \cdot P_{нас}$;
- в районе забоя эксплуатационных скважин $P_{заб} > 0,6 \cdot P_{нас}$,
здесь $P_{заб}$ - давление на забое добывающих скважин.

Исследованиями нефтеотдачи месторождений Узбекистана при

вытеснении газированной нефти водой занимались С.Н.Назаров, Э.К.Ирматов, А.Х. Агзамов, Н.В.Сипачев, А.Г.Посевич, Н.Н.Махмудов и др. [43, 79, 85, 93].

В работе [79], при обобщении опыта разработки месторождений Ферганской впадины, впервые было установлено, что при смешанных режимах работы пластов (режим растворенного газа с последующим заводнением), нефтеотдача в некоторых случаях оказалась выше, чем при заводнение с начала разработки.

Исследованиями, изложенными в работе [94], указанный тезис работы [79] был теоретически обоснован. Характеристика вытеснения газированной нефти водой представлена в работе [94] в следующем виде:

$$K_{вг} = K_{во} + V_{н1} - (\rho_{г.нач} - \rho_{г.ост}), \quad (5.1)$$

где, $K_{вг}$ - коэффициент вытеснения газированной нефти водой; $K_{во}$ -коэффициент вытеснения однородной жидкости; $V_{н1}$ - относительный объем извлеченной из пласта нефти к концу процесса истощения; $\rho_{г.нач}$ и $\rho_{г.ост}$ - газонасыщенность пласта к началу вытеснения и остаточная газонасыщенность.

Из формулы (5.1) следует, что коэффициент $K_{вг}$ может быть равен коэффициенту $K_{во}$, быть больше или меньше его. Следовательно, нефтеотдача при вытеснении газированной нефти водой может быть равной, больше или меньше нефтеотдачи при вытеснении однородной жидкости.

Перечисленные возможные значения $K_{вг}$ определяются величиной трех последних членов в выражении (5.1). На основании формулы (5.1), в работе [94] получены следующие основные соотношения для определения коэффициента вытеснения газированной нефти водой:

$$\begin{aligned} K_{вг} > K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} > 0; \\ K_{вг} > K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} = 0; \\ K_{вг} < K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} < 0; \end{aligned} \quad (5.2)$$

где $\Delta\rho_{г} = \rho_{г.нач} - \rho_{г.ост}$

Из соотношений (5.2) следует важный практический вывод о том, что заводнение нефтяных горизонтов, эксплуатирующихся при режиме растворенного газа, может быть эффективным только в случае реализации первого условия.

Соотношение $V_{н1} - \Delta\rho_{г} > 0$ или $V_{н1} - \Delta\rho_{г}$ может быть реализовано только в определенный момент времени после начала разработки, т.е. на определенной стадии истощения залежи. Этот момент времени является

наиболее благоприятным для начала заводнения. Заводнение же, начатое в другие моменты времени, будет уже менее эффективным.

Данный вывод подтверждается и на результатах разработки месторождений ФНГО, заводнение в которых, как отмечалось ранее, было начато после определенного периода эксплуатации залежей на естественном режиме, чаще всего на режиме растворенного газа. Необходимо отметить, что давление насыщения нефти газом, наряду с величиной пластового давления, является одной из наиболее важных энергетических характеристик нефтяной залежи.

Для более детального исследования влияния параметра $P_{\text{тек.з.}}/P_{\text{нас}}$ на ожидаемую конечную нефтеотдачу построим график зависимости $\eta_k=f(P_{\text{тек.з.}}/P_{\text{нас}})$, приведенный на рис.5.1

Из рис.5.1 видно, что оптимальные значения соотношения $P_{\text{тек.з.}}/P_{\text{нас}}$, при которых следует начинать заводнение, располагаются в пределах 60- 80%.

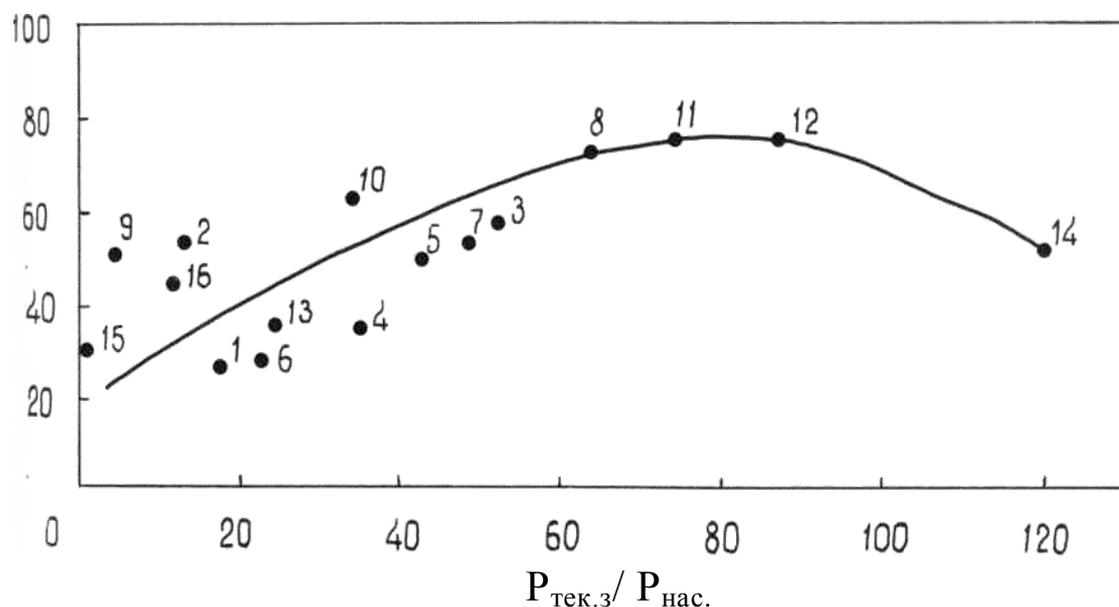


Рис.5.1. Зависимость η_k от текущего пластового давления, при котором начато заводнение, выраженного в процентах от давления насыщения нефти газом:

1, 2, 3 - месторождение Ходжабад горизонты III, VII, VIII); 4, 5, 6, 7 - Южный Аламышик (I, ККС, III, V+VI+VII); 8 - Бостон (III); 9, 10 - Андижан (III поднадвиг и восточное поле); 11 - Чонгара-Гальча (IV); 12 - Северный Сох (VIII); 13-Чангырташ (III); 14-Избаскент (IX); 15- Нефтебад (II); 16-Ким (VII).

Исследования М.Л.Сургучева [95] подтверждают, что на месторождениях, где физические свойства (вязкость) нефти мало зависят от давления, нефтеотдача при частичном разгазировании нефти и вытеснении ее водой оказывается выше, чем при обычном заводнении на 5-10%.

Для залежей платформенного типа соотношение $P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}$ заключено в интервале - 80-90% [95].

Положительное влияние частичного разгазирования нефти на конечную нефтеотдачу теория объясняет следующим образом [53, 92].

Известно, что на нефтеотдачу при заводнении значительное влияние оказывают отношение вязкостей воды и нефти, усадка нефти, наличие в пласте свободного газа. При снижении пластового давления ниже давления насыщения вязкость нефти и усадка увеличиваются, вследствие чего коэффициент нефтеотдачи уменьшается. Чем больше степень снижения пластового давления, тем больше отрицательное влияние усадки и изменение вязкости нефти на нефтеотдачу.

Наличие же в пласте свободного газа на величину нефтеотдачи влияет двояко: во-первых вызывает изменение проницаемости пористой среды для движущихся жидкостей; во-вторых, выделившийся из нефти газ может занять часть пор, заполненных нефтью, что будет способствовать дополнительному ее извлечению из пласта.

При определенном количестве свободного газа, эффект замещения нефти выделившимся газом, может преобладать над остальными факторами, и коэффициент нефтеотдачи будет максимальным.

Исследованиями, выполненными в США, показано, что в гидрофильных пластах при насыщенности порового пространства газом ниже критической (не более 15-20%), нефтеотдача пластов при вытеснении нефти водой может увеличиться на 8-10%, по сравнению с заводнением при давлениях выше давления насыщения [95]. Для залежей нефти ФНГО, значение соотношения $P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}$ в пределах от 0,6 до 0,8, является оптимальным. После чего, необходимо начинать заводнение с целью обеспечения наибольшего значения нефтеотдачи.

В таких случаях возникает неизбежный процесс эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом до реализации системы заводнения, а после его внедрения, эксплуатация скважин с забойными давлениями оказываются выше давления насыщения.

Возникает естественный вопрос, имеющий большое теоритическое и практическое значение для нефтедобычи: восстанавливается ли начальная продуктивность скважин после их эксплуатации с забойным давлением

ниже давления насыщения нефти газом и последующим повышением $P_{заб}$ выше $P_{нас}$.

Для получения ответа на этот вопрос нами построена зависимость дебита нефти от забойного давления для скважины №6 объекта 2 (рис.5.2) [120, 121, 122, 123]. Исследование данной скважины проведено в два этапа: первый этап – снятие индикаторной кривой при последовательном снижении забойного давления; второй этап снятие индикаторной кривой при последовательном восстановлении забойного давления. На каждом режиме скважина работала от 2 до 4 суток до получения установившегося режима, забойное давление замерялось глубинным манометром, спускаемым до верхних дыр интервала перфорации.

Как видно из зависимости (рис.5.2), от снижения забойного давления до давления насыщения нефти газом идет пропорциональный рост дебита нефти, который после снижения $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$ уменьшается, что свидетельствует об уменьшении темпа прироста дебита нефти при последующем снижении забойного давления.

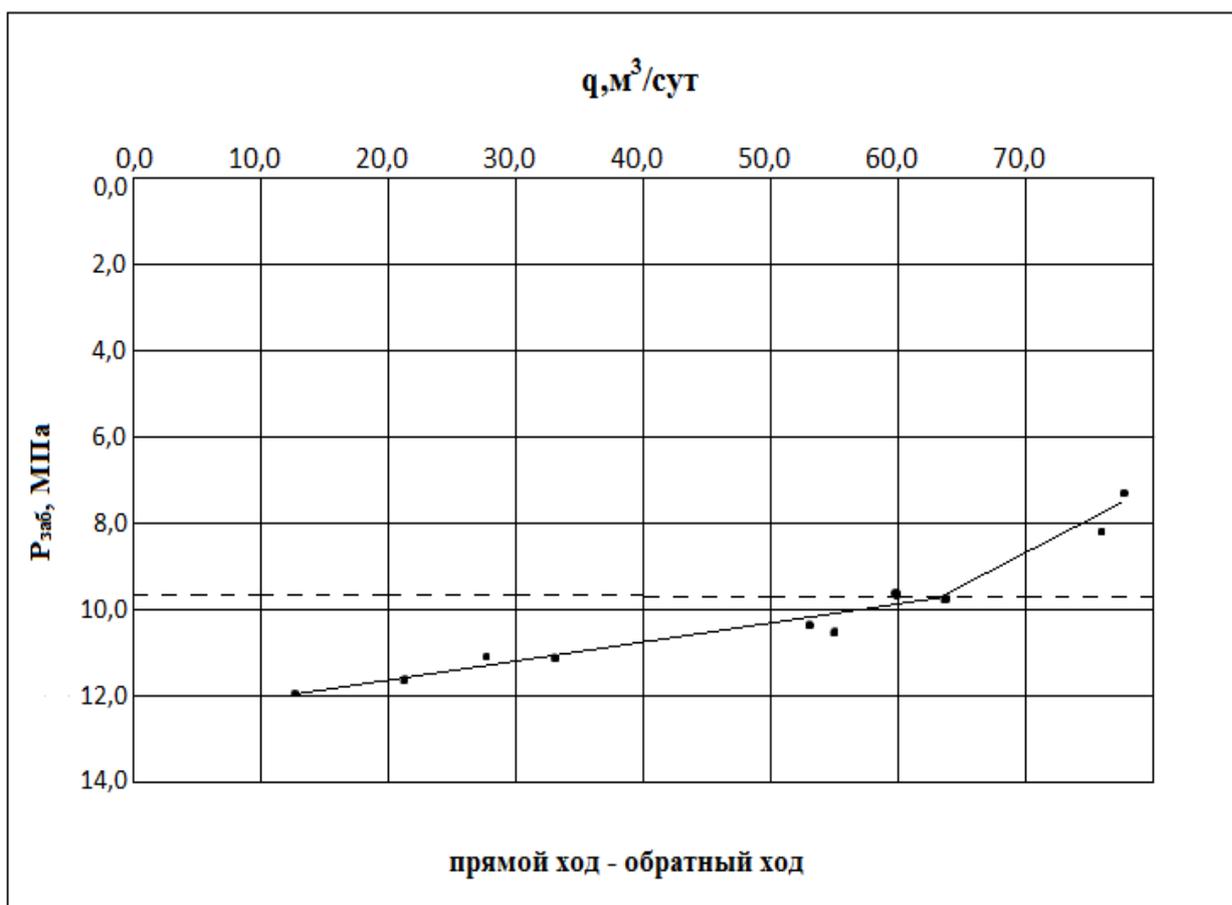


Рис.5.2. Зависимость дебита нефти от забойного давления для скважин №6

При величине показателя снижения равного 0,2232 1/МПа, при депрессии на пласт 5 МПа снижение коэффициента продуктивности составило,

$$e^{\lambda}(P_{заб}^I - P_{заб}^{II}) = e^{0,2232(10,25-7,32)} = 1,92 \approx 2 \text{ раза} \quad (5.3)$$

То есть потеря продуктивности скважин из-за снижения $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$ достаточно велика.

При обратном ходе исследования и восстановлении забойного давления с 7,32 МПа до 9,4 МПа коэффициент продуктивности скважины практически оказался равным величине, полученной при прямом ходе исследования, соответственно 20,23 и 20,78 м³/сут/МПа. Однако, при восстановлении забойного давления на 10,88 МПа, что выше давления насыщения нефти газом, коэффициент продуктивности скважины снизился на 5,2 м³/сут/МПа, то есть более 20%. Только после работы скважины в течение 4 суток было установлено, что коэффициент продуктивности, определенный при прямом ходе исследования и равный 25,61 м³/сут/МПа, был практически восстановлен (24,34 м³/сут/МПа).

Таким образом, можно сделать вывод, что после эксплуатации скважин с $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$ и последующем восстановлении забойного давления выше давления насыщения нефти газом, возможно восстановить продуктивность скважины. Время восстановления первоначальной продуктивности скважины в области $P_{заб} > P_{нас}$ зависит от времени ее эксплуатации при условиях $P_{заб} < P_{нас}$ то есть, чем больше время эксплуатации скважины с забойным давлением ниже давления насыщения, тем больше отрицательное влияние этого параметра на коэффициент продуктивности, выделение свободного газа, выпадения асфальтосмолистых веществ и других отрицательных последствий.

Этот вывод очень важен, так как на практике часто из-за необходимости кратковременного увеличения дебита нефти или обеспечения условия фонтанирования скважины эксплуатируются с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом.

Установленный выше факт значительного влияния на конечную нефтеотдачу параметра $P_{тек.з}/P_{нас}$ следует учитывать при проектировании энергосберегающих систем разработки нефтяных залежей с заводнением. Указанное позволит более рационально использовать естественную пластовую энергию залежи, снизить расходы закачиваемой воды и электрической энергии и увеличить конечную нефтеотдачу.

5.2. Изучение зависимости коэффициента извлечения нефти от полноты промывки пласта

Как известно зависимость КИН от полноты промывки пласта при разработке залежей с заводнением заложена в основе известного выражения [11, 38];

$$\text{КИН} = K_{\text{в}} \cdot K_{\text{охв}} \quad (5.4)$$

Где $K_{\text{в}}$ - коэффициент вытеснения, представляющий собой отношение объема вытесненной нефти к ее начальному объему в пласте при длительной и интенсивной промывке однородного элемента пористой среды; $K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата пласта процессами по объему.

Коэффициенты $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{охв}}$ изменяются во времени, фронт поступающей в пласт воды по мере продвижения захватывает все новые участки пласта, прослой, а при изменении направления фильтрационных потоков - застойные и тупиковые зоны.

Для оценки эффективности реализованных систем разработки многими исследователями рекомендуется использовать зависимость КИН от степени промывки пласта.

При этом в качестве критерия оценки технологической эффективности реализуемых на месторождении систем разработки принимается достигаемый, КИН при одинаковой степени промывки объема пор, занятых нефтью,

$$\text{КИН} = f(\tau), \quad (5.5)$$

где $\tau = \frac{\sum Q_{\text{ж}}}{\text{НГЗ}}$, - кратность промывки, $\sum Q_{\text{ж}}$ - накопленный отбор жидкости в пластовых условиях; НГЗ - начальные геологические запасы нефти.

В отличие от многочисленных форм и типов, давно применяемых на практике, характеристик вытеснения данный прием удобен тем, что позволяет использовать первичные, а поэтому в меньшей мере искаженные исходные данные, такие как отбор жидкости, учитываемый в промысловых условиях достаточно надежно, геологические запасы нефти на поздней и завершающей стадиях разработки категории А+В, коэффициенты пересчета физических параметров флюидов в пластовые условия и наоборот. Кратность промывки пласта τ , будучи величиной относительной, при сопоставлении удобна, поскольку одинаково применима при анализе как небольших по размеру залежей, так и крупных месторождений [11, 35].

На рис.5.3 показано зависимость КИН от кратности промывки пласта по основным объектам ФНГО, представленных карбонатными коллекторами, разрабатываемых на естественных режимах и с применением заводнения.

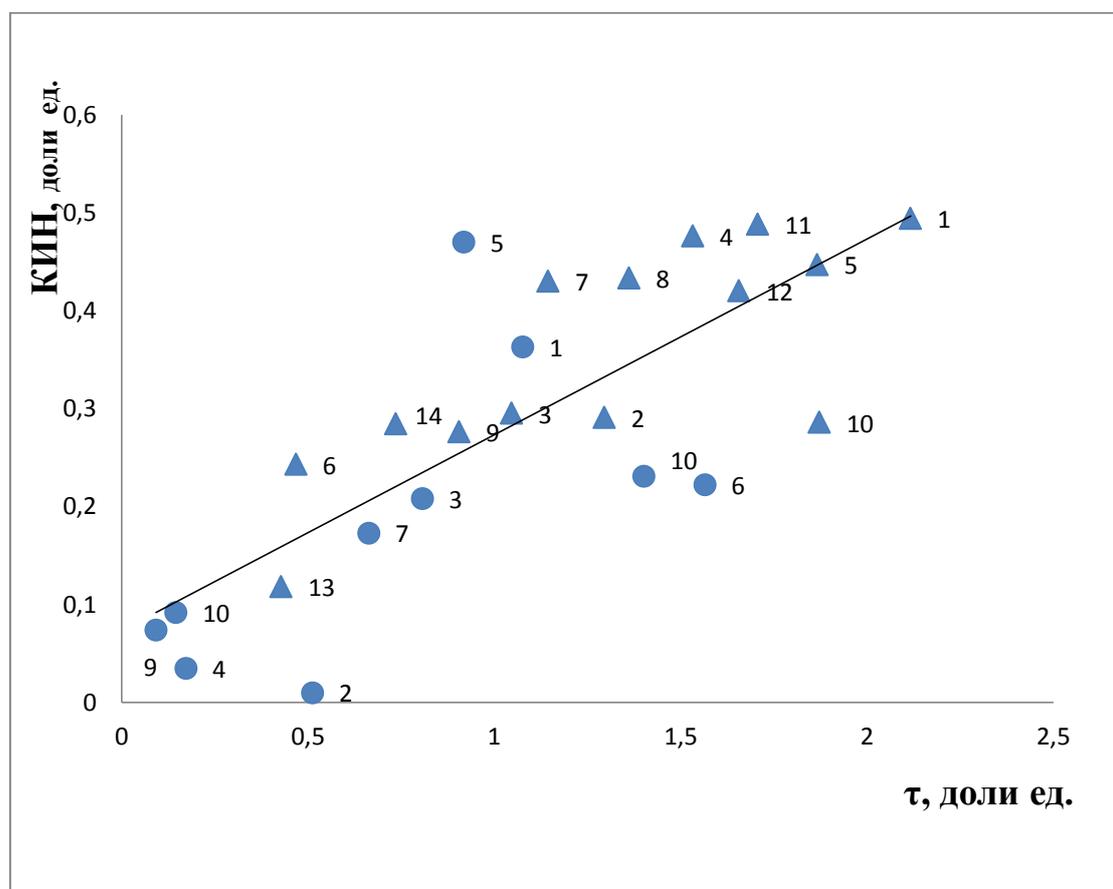


Рис.5.3. Зависимость КИН от степени промывки пласта:

▲ – объекты, разрабатываемые с заводнением: 1,2 – месторождение Андижан V+VI, VII+VIII пласты; 3,4,5 – Ходжабад V+VI, VII, VIII пласты; 6- Южный Аламышик V+VI+VIII пласты; 7,8- месторождение Палванташ V+VI, VII+VIII пласты; 9,10,11 - месторождение Западный Палванташ V+VI, VII, VIII+IX пласты; 12–месторождение Северный Сох VIII пласт; 13-месторождение Ханкыз VII пласт; 14–месторождение Авваль V+VI пласты;

● – объекты, разрабатываемые без заводнения: 1,2 - месторождение Хартум VI, VIII пласты; 3– месторождение Восточный Хартум VI пласт; 4– месторождение Ханкыз V пласт; 5– месторождение восточный Авваль V+VI пласты; 6– месторождение Чимион V пласт; 7,8 – месторождение Варык VII, IX пласты; 9– месторождение Тергачи V пласт; 10– месторождение Наманган V пласт.

Из него видно, что между этими параметрами имеется тесная связь, описываемая линейной зависимостью с достаточно высоким коэффициентом корреляции:

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,1405 + 0,1661 \cdot \tau; \\ R &= 0,7765. \end{aligned} \quad (5.6)$$

На рис.5.4 и 5.5 приведены зависимости КИН от τ для объектов, разрабатываемых на естественных режимах и с применением заводнения, которые также описываются линейной функцией с высокими коэффициентами корреляции:

- на естественном режиме

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,0105 + 0,2211 \cdot \tau, \\ R &= 0,8284; \end{aligned} \quad (5.7)$$

- с применением заводнения

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,0733 + 0,2 \cdot \tau, \\ R &= 0,7784. \end{aligned} \quad (5.8)$$

На рис.5.6 показано зависимость КИН от кратности промывки пласта по основным объектам ФНГО, представленных терригенными коллекторами, разрабатываемых на естественных режимах и с применением заводнения.

Из него видно, что между этими параметрами также имеется тесная связь, описываемая линейной зависимостью с достаточно высоким коэффициентом корреляции:

$$\text{КИН} = 0,1266 + 0,2329 \cdot \tau. \quad (5.9)$$

На рис.5.7 и 5.8 приведены зависимости КИН от τ для объектов, разрабатываемых на естественных режимах и с применением заводнения, которые также описываются линейной функцией с высокими коэффициентами корреляции:

- на естественном режиме

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,0169 + 0,5604 \cdot \tau; \\ R &= 0,8983; \end{aligned} \quad (5.10)$$

- с применением заводнения

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,1345 + 0,1946 \cdot \tau; \\ R &= 0,8700. \end{aligned} \quad (5.11)$$

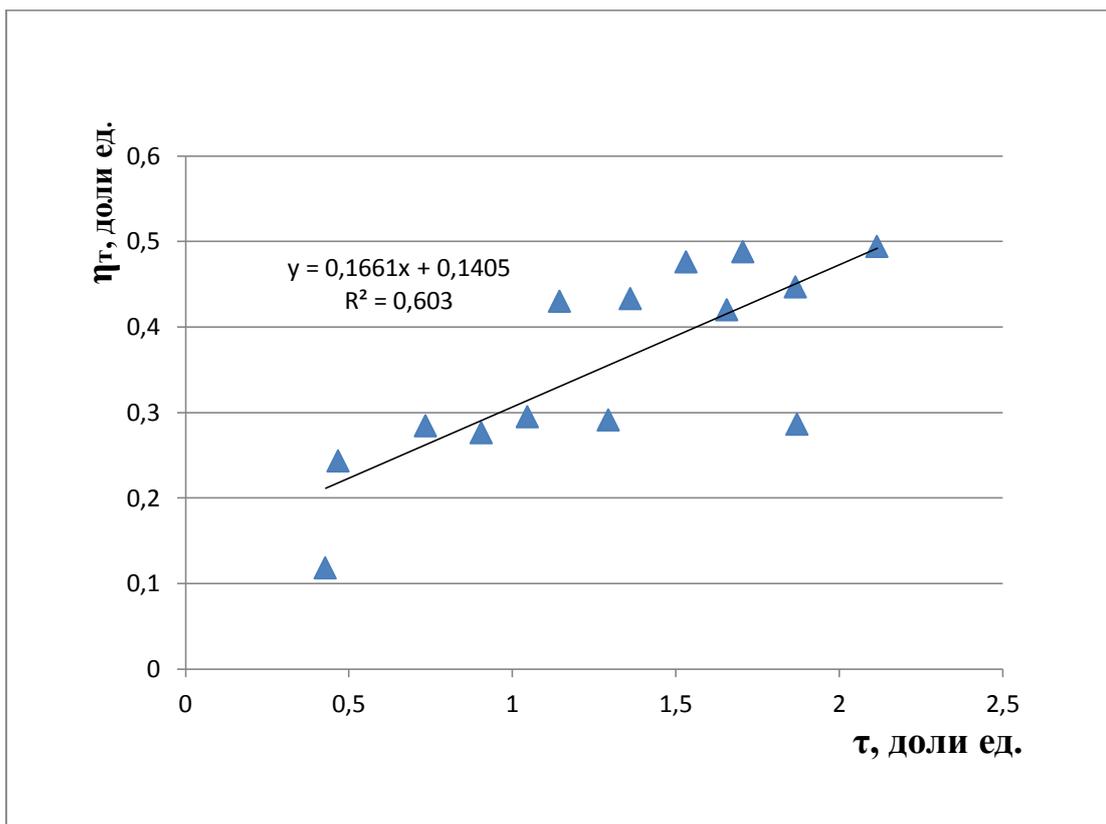


Рис.5.4. Зависимость КИН от τ для объектов разрабатываемых с применением заводнения

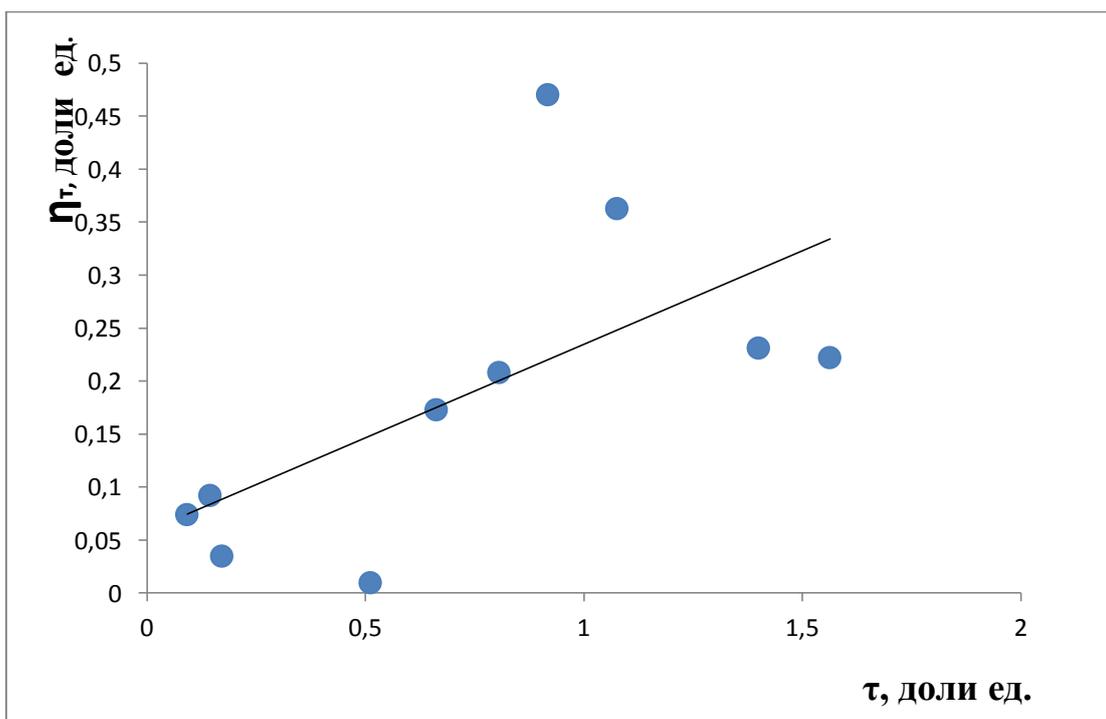


Рис.5.5. Зависимость КИН от τ для объектов разрабатываемых на естественном режиме

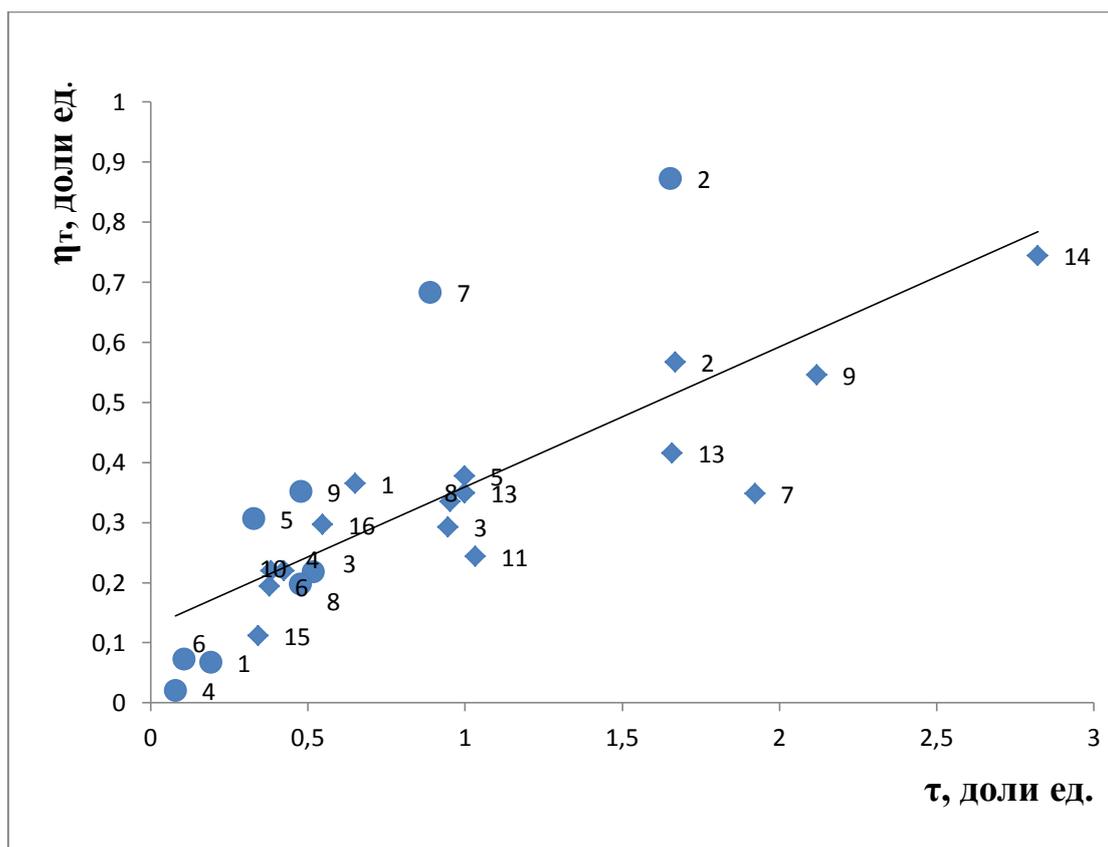


Рис. 5.6. Зависимость КИН от степени промывки пласта:

▲ – объекты, разрабатываемые с заводнением: 1,2 – месторождения АндижанККС+1, III пласты; 3,4,5,6,7,8 – Южный Аламышик I+Ia, Ib, ККС, III, XVIII, XIX-XXII пласты; 9,10-Ходжабад БРС+I, III пласты; 11,12 – Западный Палванташ БРС, III пласты; 13 – Ханкыз II пласт; 14-Чонгора-Гальча IV пласт; 15,16 – Бостон ККС+1+1a+1б, III пласты.

○ – объекты, разрабатываемые без заводнения: 1 – месторождение Палванташ I+III пласты; 2 – Шарихан-Ходжабад XX-XXII пласты; 3 – Северный Сох II пласт; 4,5 – Варык II, IV пласты; 6 – Ачису II пласт; 7 – Ходжаман XX-XXII пласты; 9 – Восточный Хартум III пласт.

По полученным зависимостям можно оценить технологический эффект (прирост КИН) от заводнения при различных значениях степени промывки пласта.

Расчеты показывают, что прирост КИН по мере роста τ снижается, от 0,102 до 0,020 при τ равной 0,5 и 2,0 соответственно.

По результатам проведенного анализа разработки основных объектов ФНГО можно сделать следующие выводы:

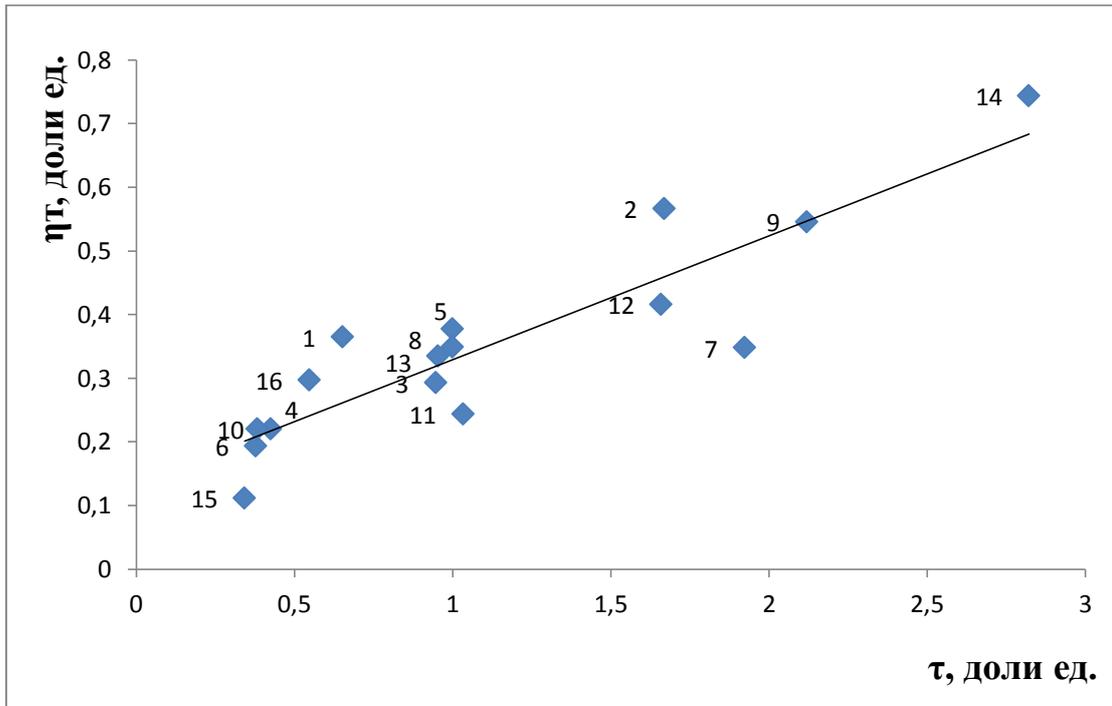


Рис.5.7. Зависимость КИН от τ для объектов разрабатываемых с применением заводнения

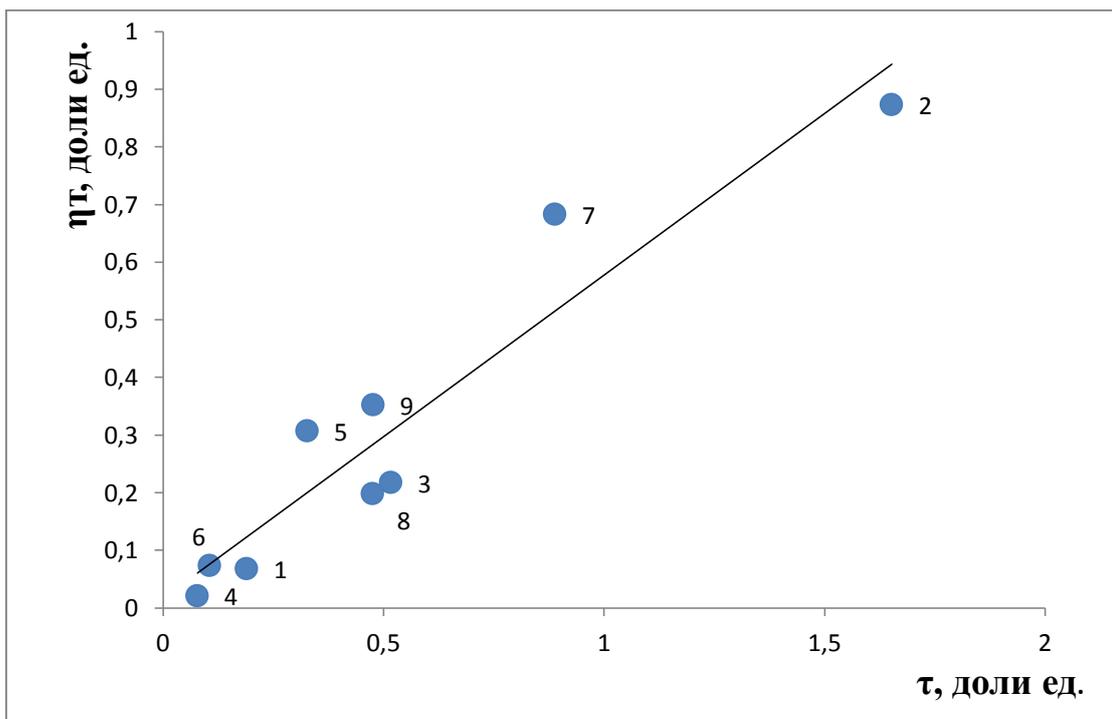


Рис.5.8. Зависимость КИН от τ для объектов разрабатываемых с естественном режиме.

- системы разработки с применением заводнения обеспечивают увеличение степени кратности промывки пласта и коэффициента извлечения нефти;

- процесс извлечения нефти на объектах разрабатываемых на естественном режиме и с применением заводнения происходит по единому механизму;

- по мере роста активности водонапорной системы, обеспечивающая высокую степень промывки пласта прирост КИН от применения заводнения снижается;

- наибольший эффект от заводнения достигается на объектах, где природный режим не обеспечивает достижения степени промывки пласта более 0,5.

Полученные выводы не противоречат, а подтверждают результаты многих отечественных и зарубежных исследователей занимающихся повышением эффективности заводнения пластов в различных геолого-физических условиях залежей нефти.

5.3. Изучение степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти

В существующих методиках расчета показателей разработки нефтяных месторождений одним из основных параметров, определяющих темп отбора нефти и КИН является плотность сетки скважин и схемы их размещения [128].

В связи с этим, многими учебными и научными центрами были проведены исследования по установлению зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин. Было получено много конкретных зависимостей различного вида по конкретным месторождениям, не позволяющих объяснить причину расхождения степени снижения КИН по мере разрежения плотности сетки скважин в различных горно-геологических условиях месторождений и применяемых систем их разработки. Эти зависимости не нашли широкого применения, так как в них не учитывались параметры неоднородности и прерывистости пластов, и поэтому они не имели универсального характера [57, 58, 62, 63, 84 и др.].

В начальной стадии исследования, влияние плотности сетки скважин на КИН, изучалось в основном на примере конкретных нефтяных месторождений с целью оптимизации плотности сетки скважин и повышения нефтеотдачи пластов, что кроме научно-технического, имело и экономическое значение.

Результаты таких исследований для месторождений, представленных трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами нижнемеловых отложений Чечни (Россия), для трещиноватых коллекторов месторождения Надьлендел (Венгрия), девонских залежей Бавлинского, Ромашкинского, Туймазинского месторождений Башкортостана и Татарстана (Россия), Арланского, Мухановского, Ново-Елховского месторождений Урало-Поволжья (Россия) приведены в работах [98].

Однако применение существующих методов определения коэффициента охвата сеткой скважин не всегда дает адекватную величину данного параметра в реальных условиях нефтяных залежей.

Потому что каждый из рассмотренных методов не универсален и отличается своими допущениями, снижающими достоверность результатов расчетов влияния плотности сетки скважин коэффициента извлечения нефти из недр [7, 33, 45, 112 и др.].

Исследование влияния плотности сетки скважин на КИН невозможно без применения статических методов, позволяющих не только констатировать факты, но что особенно важно, выяснять причины, характера влияния скважин на КИН в различных горно-геологических условиях.

Рассмотрим результаты некоторых работ, в которых на основе промысловых данных исследовано влияние взаимного расположения добывающих и водонагнетательных скважин $n_{\text{сред}}$, а также систем заводнения в целом на текущие и конечные показатели разработки залежи.

Анализируя процесс разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья, В.Д.Викторин и Н.А.Лыков отмечает, что успешность заводнения карбонатных коллекторов зависит прежде всего от того, насколько система заводнения соответствует особенностям геологического строения залежи. При этом особо важное значение имеют размещение водонагнетательных скважин относительно элементов слоистой и зональной неоднородности, и взаимное расположение эксплуатационных и водонагнетательных скважин. По результатам анализа авторы рекомендуют систему площадного заводнения с $n_{\text{сред}}$ равным 1; 0,5; 0,3 [20]. По данным работы [20] нами построен график зависимости доли нефти f_n в потоке жидкости в зависимости от параметра $n_{\text{сред}}$ (рис.5.9), подтверждающий этот тезис.

Исследуя влияние систем заводнения на количество отбираемой воды на примере 15 залежей платформенного типа с соотношением $\mu_0 = 0,8 \div 2,3$ и при средней плотности сетки скважин более 20 га/скв., М.М.Иванова пишет [36], что сравнение динамики водонефтяного фактора по мере отбора извлекаемых запасов нефти из залежей, разрабатываемых в условиях естественного режима, и различных видов заводнения, в целом показывает на близкий характер этих

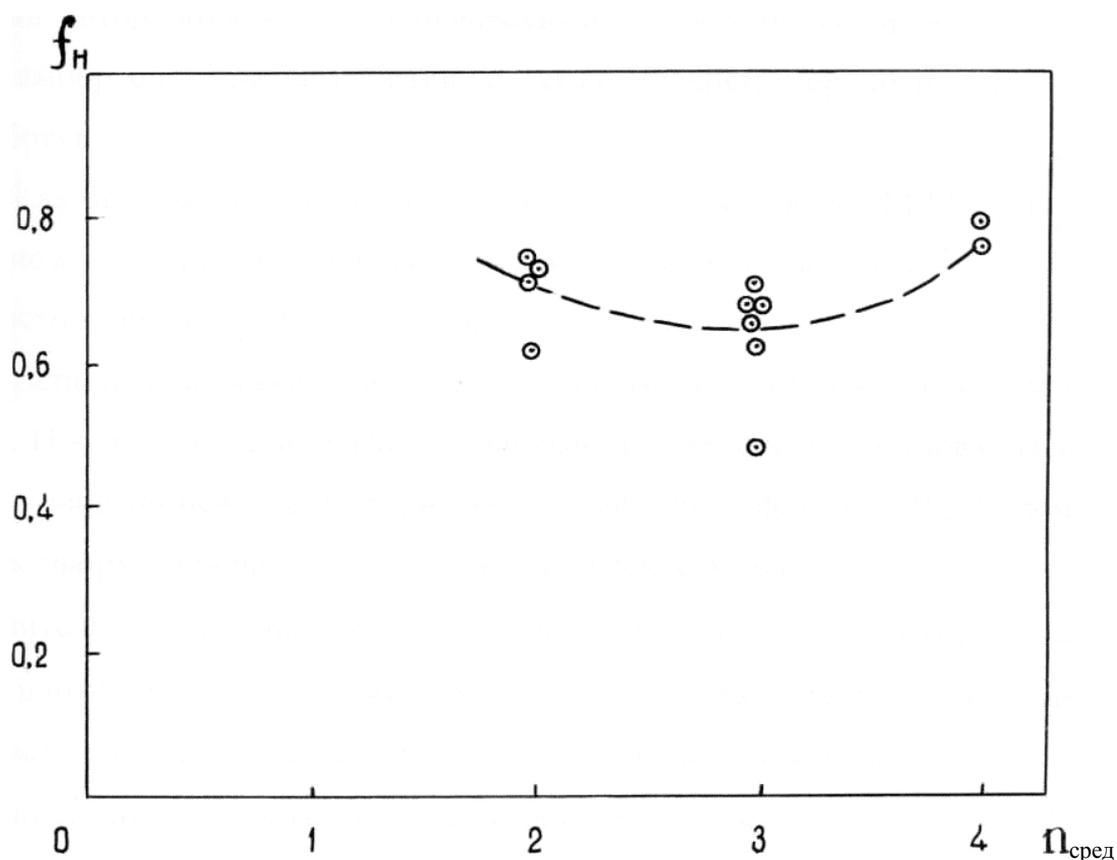


Рис.5.9. Зависимость доли нефти в потоке жидкости (f) по отдельным куполам Яблоновского месторождения от параметра $n_{\text{сред}}$ (по данным работы [20]).

кривых. Мало заметную разницу в обводнении продукции при водонапорном режиме, законтурном заводнении и внутриконтурном разрезании автор объясняет геологическими условиями, которые определяют выбор системы разработки, а также уровнем мер по регулированию разработки.

Как было отмечено выше, этот вывод обосновывался М.М.Ивановой, в основном, по данным зависимости нефтеотдачи от водонефтяного или жидкостно-нефтяного факторов.

Используем указанный прием для оценки эффективности систем заводнения. При построении графика зависимости степени использования извлекаемых запасов (η) от жидкостно-нефтяного фактора ($R_{\text{ж}}$) будем учитывать сформулированные выше теоретические выводы.

При этом незначительная разница в величинах вязкости нефти и воды ($\mu_0=1,7 \div 2,6$), а также плотности сетки скважин ($S = 3,5 \div 5$ га/скв), характерная для подавляющей части рассматриваемых залежей ФНГО позволяет, не прибегая к специальному подбору объектов, характеризовать каждую кривую $\eta = f(R_{\text{ж}})$ не столько в зависимости от системы заводнения, сколько

отношением числа добывающих и водонагнетательных скважин, а также параметров $n_{\text{сред}}$.

Построенные с учетом этих замечаний графики зависимости $\eta = f(R_{\text{ж}})$ по ряду залежей Урало-Поволжья и Ферганы представлены соответственно на рисунках 5.10, 5.11 и 5.12.

Взаимное расположение кривых $\eta = f(R_{\text{ж}})$ на рис.5.10-5.12 позволяет, на наш взгляд, предположить следующее.

1. С ростом величины $n_{\text{сред}}$, вне зависимости от применяемой системы заводнения, степень использования извлекаемых запасов нефти для одних и тех же значений $R_{\text{ж}}$ существенно снижается.

Это подтверждает теоретический вывод о преобладающем влиянии параметра $n_{\text{сред}}$ на эффективность систем заводнения.

2. Динамика темпа обводнения карбонатных и терригенных коллекторов Ферганы не имела каких-нибудь существенных различий и, по-видимому, в большей мере была обусловлена эффективностью применяемых методов регулирования процесса заводнения.

Более наглядное представление о влиянии параметра $n_{\text{сред}}$ на эффективность систем заводнения можно получить, если построить (по данным рис.5.11) график зависимости $R_{\text{ж}} = f(n_{\text{сред}})$ для фиксированных значений текущей нефтеотдачи (рис.5.13).

Из рис.5.13, например следует, что отбор 60% извлекаемых запасов нефти для $n_{\text{сред}} = 2$ по залежам Ферганы происходит при среднем значении $R_{\text{ж}} \approx 1,16$; для $n_{\text{сред}} = 8$ при $R_{\text{ж}} \approx 1,75$; а для $n_{\text{сред}} = 10$ при $R_{\text{ж}} \approx 2$.

Другими словами, при уменьшении числа добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную, эффективность процесса вытеснения нефти водой в значительной степени увеличивается. Доля воды в продукции залежи при этом снижается, что позволяет существенно сократить энергетические затраты, связанные с добычей нефти, сбором и ее подготовкой.

Таким образом, приведенные фактические данные разработки полностью подтверждают теоретические выводы работ [24, 52] и, следовательно, эти выводы следует использовать при проектировании искусственного заводнения нефтяных залежей.

Необходимо отметить, что в настоящее время в процессе разработки нефтяных месторождений в широком масштабе проводятся работы по уплотнению первоначальной плотности сетки скважин.

η %

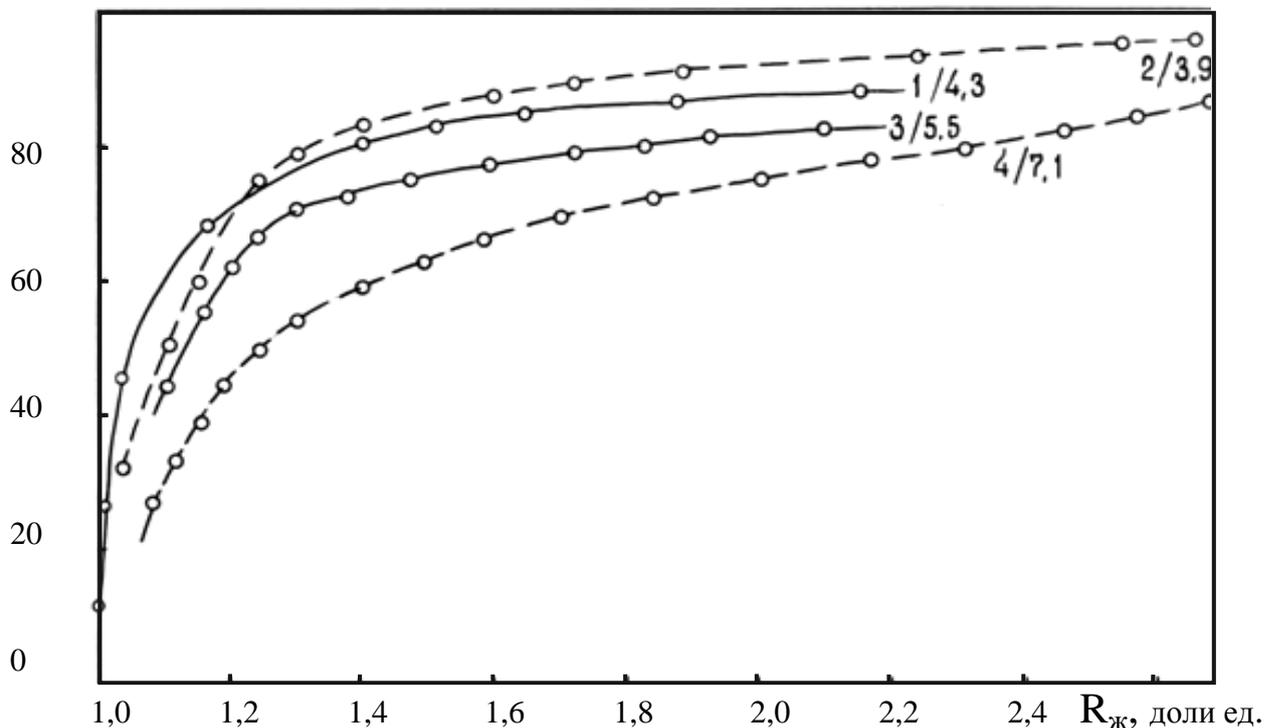


Рис.5.10. Зависимость $\eta=f(R_{ж})$, построенная по данным месторождений Урало-Поволжья (в числителе – номер объекта, в знаменателе – отношение числа добывающих и водонагнетательных скважин):

1-пласт Д_{II} Константиновской площади (коллектор – песчаник мелкозернистый, система заводнения – комбинированная); 2- пласт А₄Покровского месторождения (коллектор – трещиноватый известняк, система заводнения – комбинированная); 3-пласт Д_IКонстантиновской площади Серафимовского месторождения (коллектор – песчано-алевролитовые породы, система заводнения – комбинированная); 4-площадь Б₂ Покровского Месторождения (коллектор – песчаник кварцевый и алевролит, система заводнения – приконтурная).

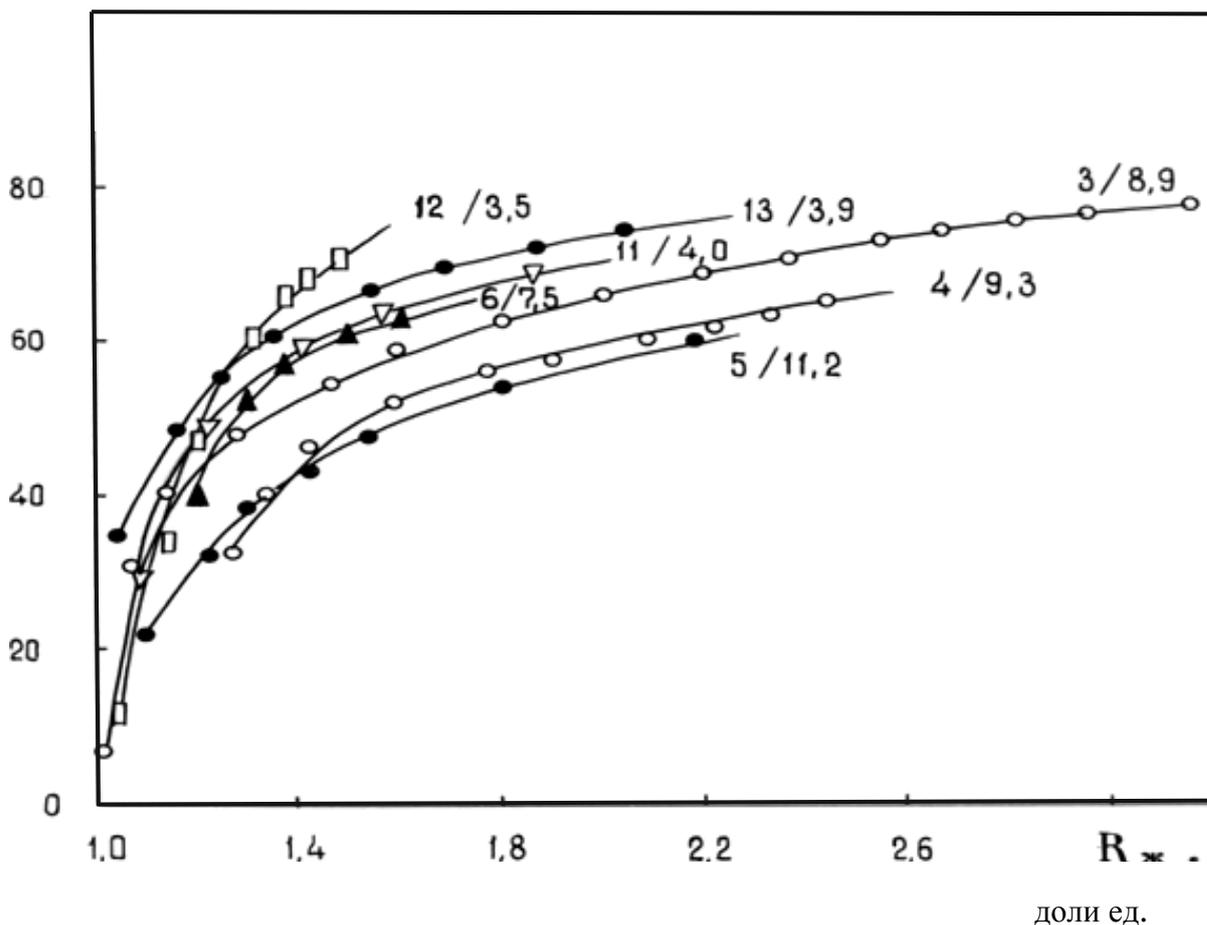


Рис.5.11. Зависимость $\eta=f(R_{ж})$, построенная по данным продуктивных горизонтов месторождений Ферганы (в числителе – номер объекта, в знаменателе - соотношение числа добывающих и водонагнетательных скважин): объекты 3,12 и 13 – карбонатный коллектор: 4,5,6,11 –терригенный; номера объектов те же, что и на рис.5.10.

Опыт разработки месторождений многих регионов показывает, что бурение уплотняющих первоначальную сетку скважин является одним из эффективных направлений повышения коэффициента извлечения нефти. Например, только на 13 месторождениях Башкортостана сверх основного фонда пробурено почти 4000 скважин, из которых добыто около 170 млн.т нефти. При этом на каждую уплотняющую скважину накопленная добыча нефти составила в среднем 44,5 тыс. т, что окупило все затраты на их строительство и принесло прибыль [22, 82, 107 и др].

При использовании предложенных к настоящему времени зависимостей на практике возникает трудности в определении предела уплотнения сетки скважин. Естественно, наибольший эффект от уплотнения плотности сетки достигается когда новые проектные скважины располагаются в зонах, не охваченных дренированием ранее пробуренными скважинами. Наименьший

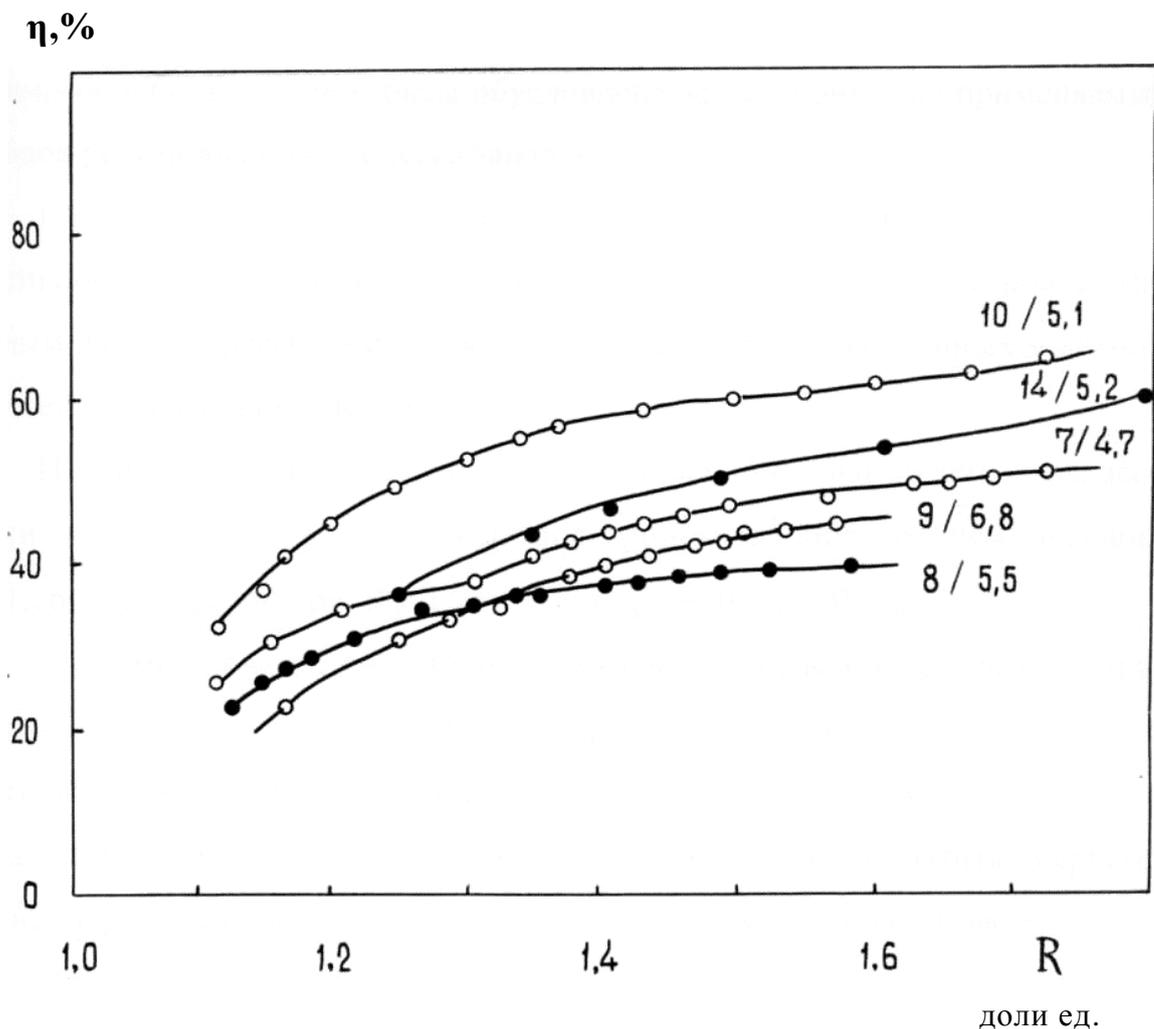


Рис.5.12. Зависимость $\eta=f(R_{ж})$ построенная по данным продуктивных горизонтов месторождений Ферганы:

Объекты 10,14,9 - терригенный коллектор; 7 и 8 - карбонатный коллектор; номера объектов те же, что и на рис.5.10.

эффект достигается при их попадании в дренируемые зоны, что приводит к снижению показателей работающих скважин.

Рассмотрим решение этой задачи на примере залежи нефти пластового типа XIII горизонта месторождения Шуртепа, расположенное на Бухара-Хивинском нефтегазоносном регионе Узбекистана.

В геологическом строении Шуртепинского месторождения принимают участие два резко отличающихся друг от друга структурно-формационных этажа; складчатый фундамент, сложенный сильно дислоцированными палеозойскими породами (нижний структурный этаж) и, несогласно перекрывающий его, мезо-кайназойский осадочный чехол, образующий верхний структурный этаж.

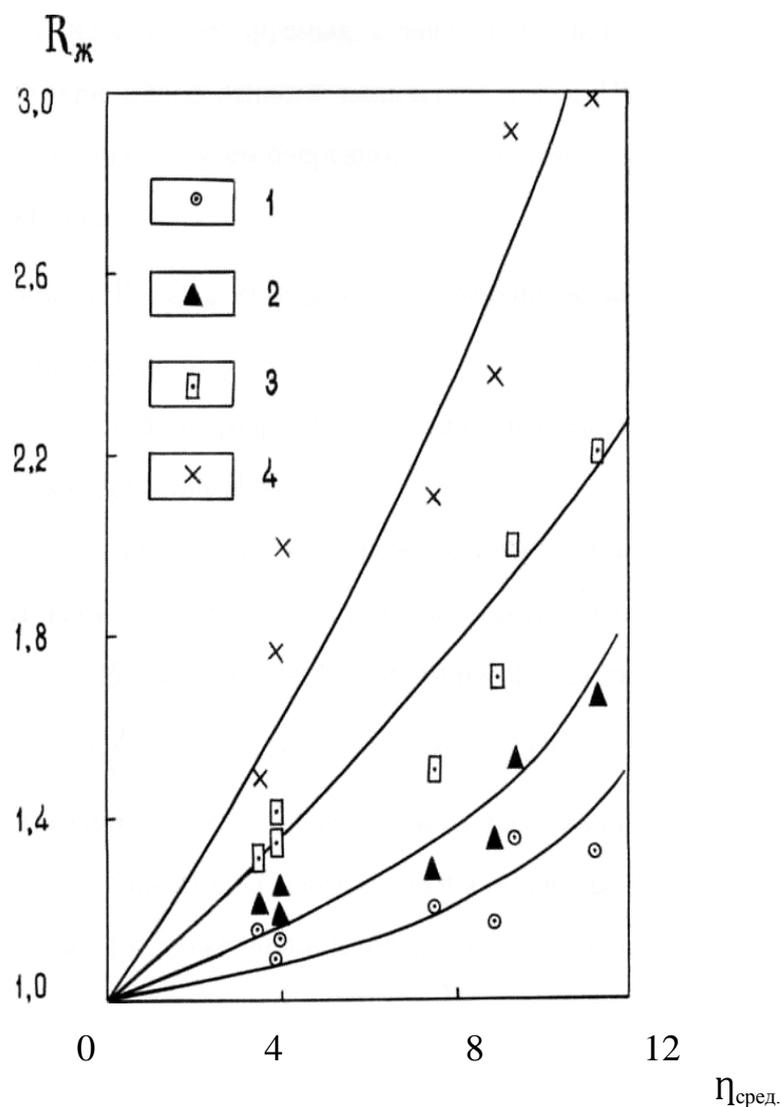


Рис.5.13. Зависимость жидкостно-нефтяного фактора от соотношения числа нефтяных и нагнетательных скважин при различной степени использования извлекаемых запасов нефти:

1 – $\eta = 40\%$; 2 – $\eta = 50\%$; 3 – $\eta = 60\%$; 4 – $\eta = 70\%$.

Геологический разрез месторождения Шуртепа изучался по материалам промыслово-геофизических исследований в разведочных, доразведочных, а позднее, и в эксплуатационных скважинах, а также по данным исследования керна.

Суммарная толщина отложений осадочного чехла вскрыта в первых 4-х разведочных скважинах и составляет 1726-1880 м.

Палеозойские образования на месторождении Шуртепа, вскрытие в первых 4-х разведочных скважинах, представлены осадочно-метоморфическими и магматическими породами.

Максимальная вскрытая толщина палеозойских образований составляет 52 м (в скважине №1).

Шуртепинская складка представляет собой куполовидную брахиантиклиналь широтного простирания с углами падения крыльев $2,5^{\circ}$ - $3,5^{\circ}$ и переклиналей 1° - $1,5^{\circ}$. Длина структуры составляет 10 км, ширина 7,5 км и высота 200-250 м. Свод складки осложнен разрывным нарушением, которое сечет структуру с северо-запада на юго-восток. Амплитуда нарушения составляет 100-180 м; плоскость его падает на юг и приподнятой является юго-западная часть структуры (рис.5.14).

Разведочными скважинами, пробуренными на месторождении была установлена промышленная газонефтеносность XII и XIII горизонтов нижнемеловых отложений (рис.5.15).

Подгазовая нефтяная залежь XIII горизонта введена в разработку в 1964 г. В первый год разработки в эксплуатации находились разведочные скважины №№ 2, 5, 6, 10, 12. За период с 1965 г. по 1984 г. для эксплуатации залежи нефти были пробурены 53 добывающие (включая и доразведочные) скважины.

С 1992-1994 гг. на залежь XIII горизонта пробурены еще 9 скважин (№№ 80-88).

По состоянию на 01.01.2018 г. общий фонд скважин составляет 78 единиц, в том числе:

- по XII горизонту-17; из них ликвидированных -12, контрольных -5;
- по XIII горизонту 66 единиц, из них ликвидированных - 5, в ожидании ликвидации - 9, в действующем эксплуатационном фонде - 6.

Динамика основных показателей разработки приведены на рис.5.16. Из которой видно, что на различных стадиях разработки месторождения (1960-1971 гг., 1984-1990 гг., 1992-2000 гг. и 2005-2017 гг.) были достигнуты увеличения фонда за счет бурения, уплотняющих сетку скважин. Однако, как видно из динамики годовой добычи нефти бурение новых уплотняющих сетку скважин приведена к различным результатам. В связи с этим оценим эффективность данного мероприятия [71, 112].

Для количественной оценки эффективности уплотнения плотности сетки скважин в соответствии с рекомендациями методического руководства по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов была построена характеристика вытеснения нефти водой (ХВ), представляющая собой эмпирическую зависимость между $Q_{ж} \cdot Q_{н}$ и $Q_{ж}$ (где $Q_{ж}$ и $Q_{н}$ - накопленная добыча жидкости и нефти в пластовых условиях). Основным признаком, определяющим возможность использования ХВ для этой цели, является прямолинейный характер данной зависимости на конечном участке. Как видно из рис.5.17 в ХВ выделяется несколько прямолинейных участков.

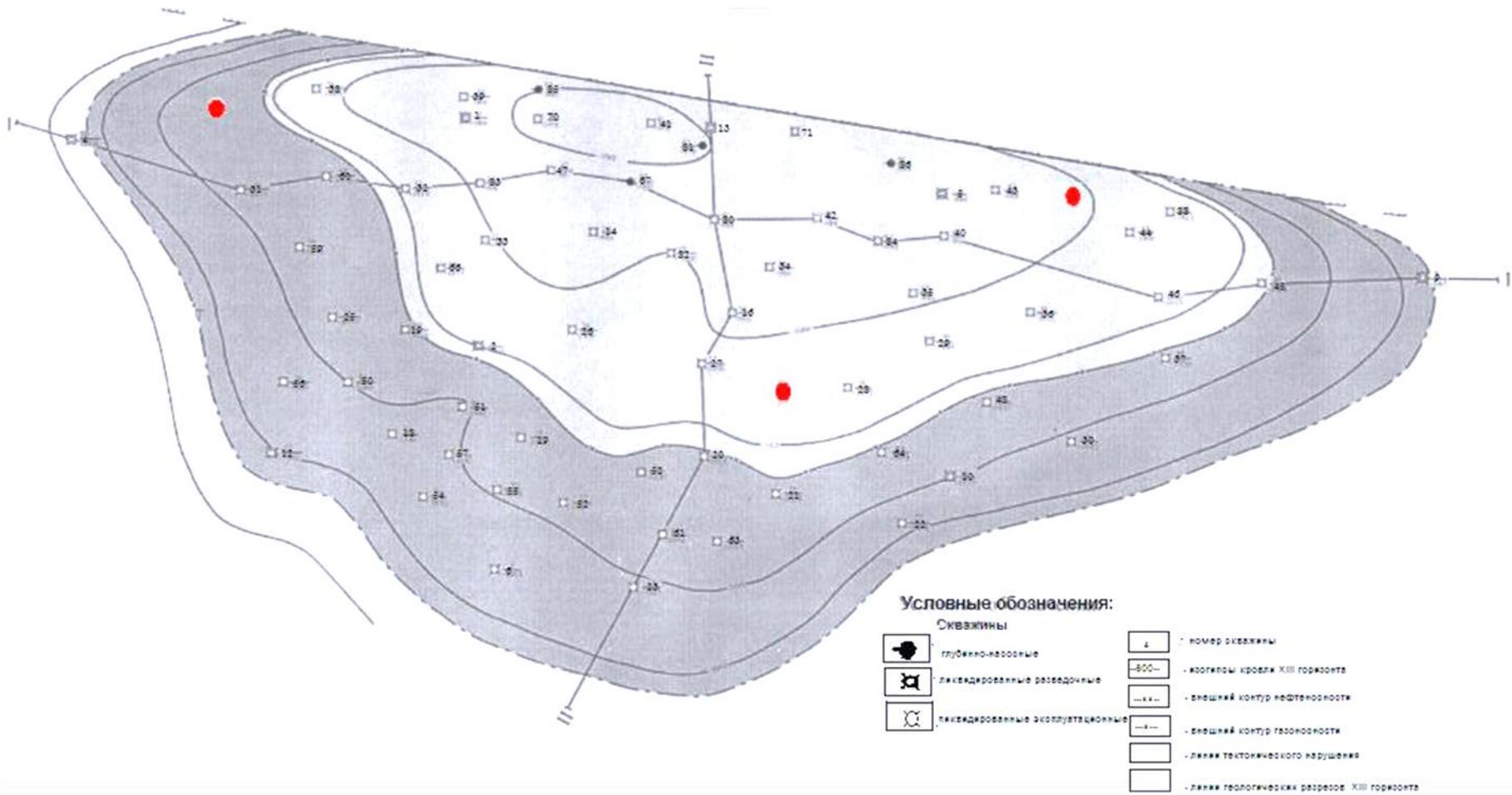
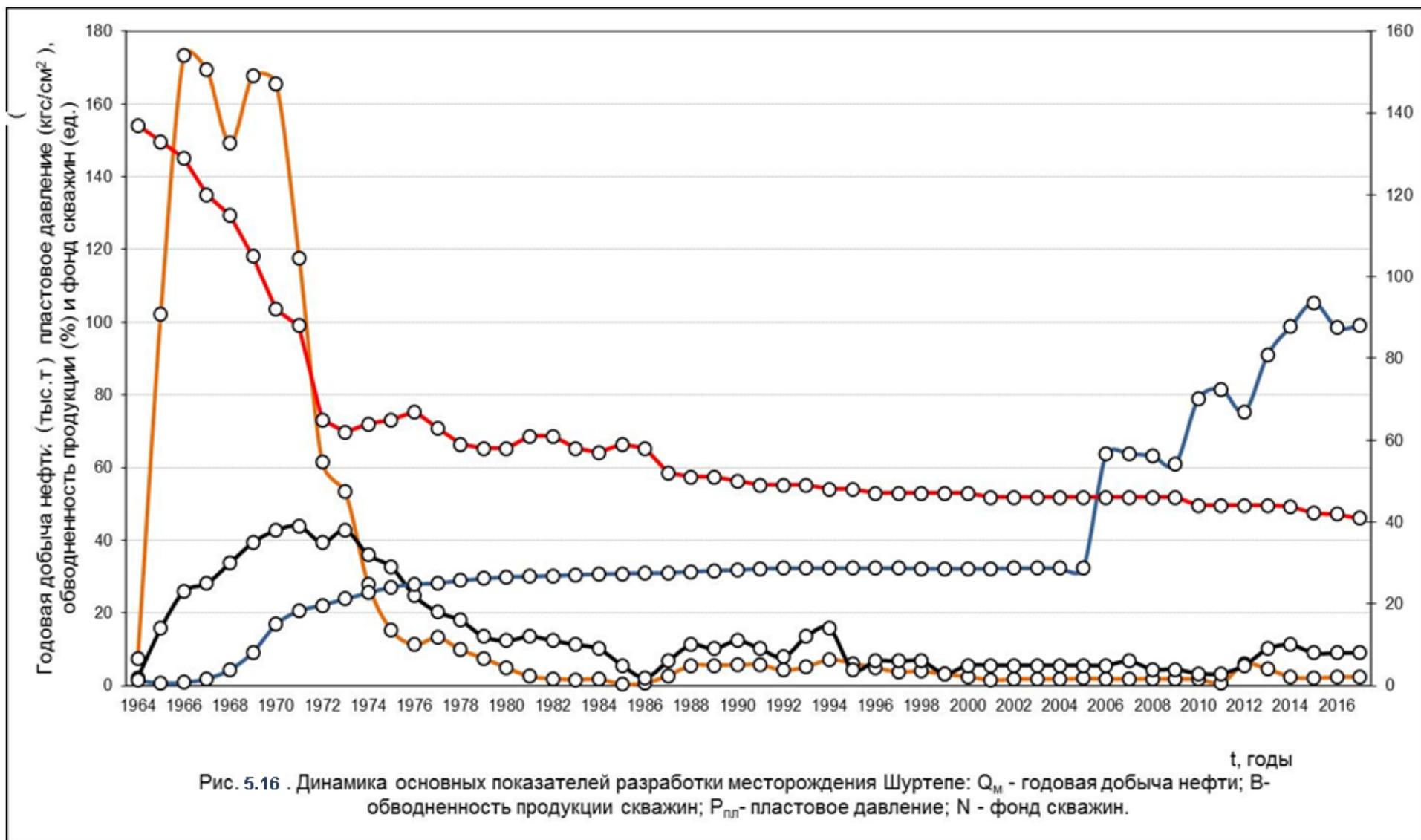


Рис.5.14. Структурная карта по кровле XIII горизонта.



Единственным фактором, объясняющим отличие этих двух прямолинейных участков, является то, что в период, характерный для каждого из них было осуществлено уплотнение плотности сетки скважин.

Как известно, одним из основных параметров, позволяющих оценить эффективность гидродинамических методов, являются величина извлекаемых запасов и конечный КИН. Для определения этих параметров, все прямолинейные участки характеристики вытеснения были обработаны методом наименьших квадратов и получены зависимости $Q_{ж} \cdot Q_{н}$ от $Q_{ж}$ с достаточно высокими коэффициентами корреляции (рис.5.17).

По результатам расчетов извлекаемых запасов нефти, которые численно равны коэффициенту “b”, построена зависимость удельных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину от всего количества нефтедобывающих скважин (рис.5.18). Из него видно, что бурение уплотняющих скважин в период 1984-1990 гг. привело к увеличению удельных запасов, а последующее уплотнение сетки в 1992-2000 гг. и 2005-2017 гг. к его снижению. На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- бурение новых скважин в зонах, не охваченных процессом дренирования первоначальной сеткой приводит к увеличению удельных извлекаемых запасов нефти и КИН;

- бурение новых скважин в зонах, охваченных процессом дренирования ранее пробуренных скважин приводит к снижению удельных извлекаемых запасов и относительно более меньшему увеличению КИН;

- эффективность бурения уплотняющих скважин во многом зависит от обоснованного определения зон, не вовлеченных в процесс дренирования имеющимся фондом скважин.

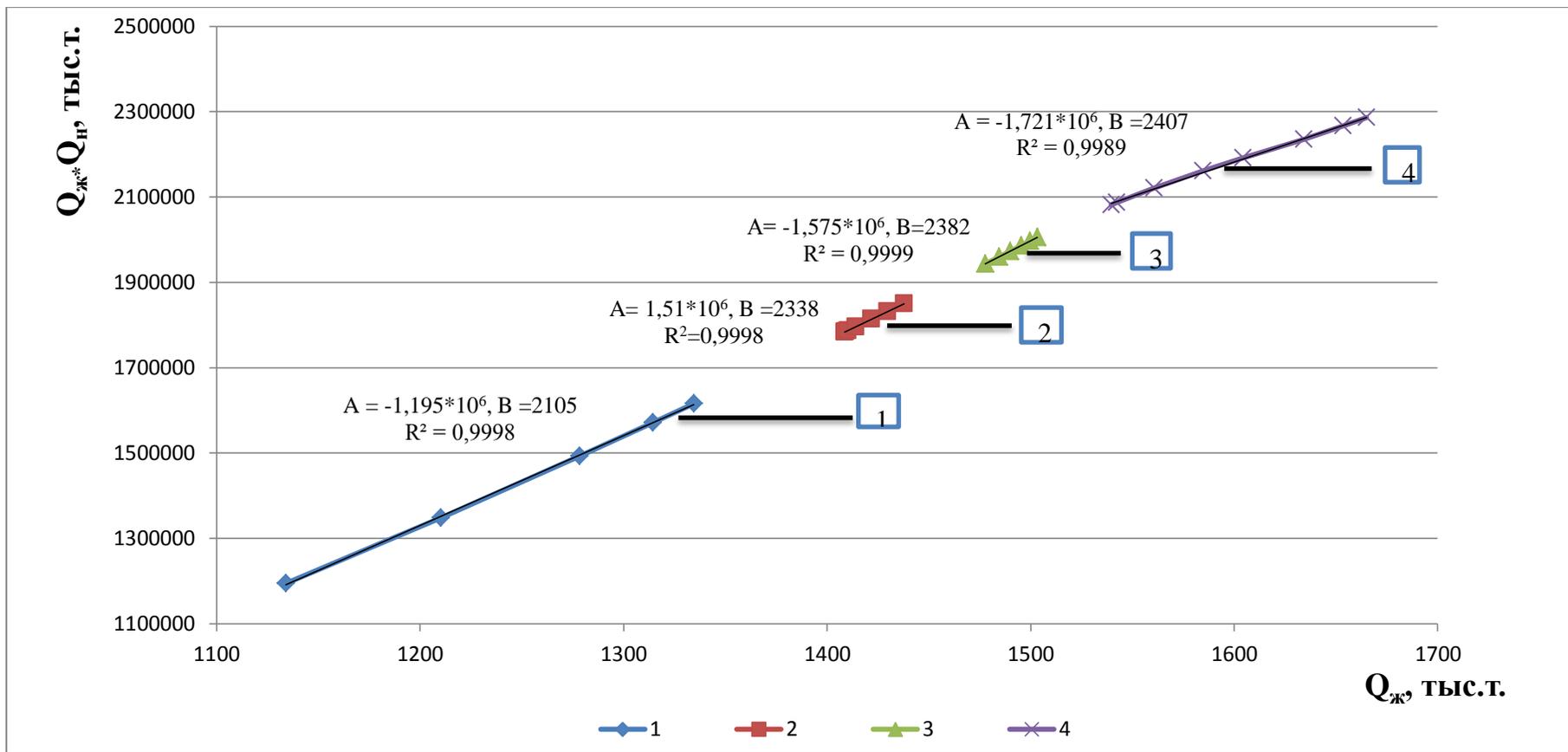


Рис.5.17. Характеристики вытеснения нефти водой XIII горизонта месторождения Шуртепа:

- 1-за период разработки 1960-1971 гг. при объеме фонде скважин 64 ед.;
- 2-за период разработки 1984-1990 гг. при объеме фонде скважин 66 ед.;
- 3-за период разработки 1992-2000 гг. при объеме фонде скважин 75 ед.;
- 4-за период разработки 2005-2017 гг. при объеме фонде скважин 77 ед.

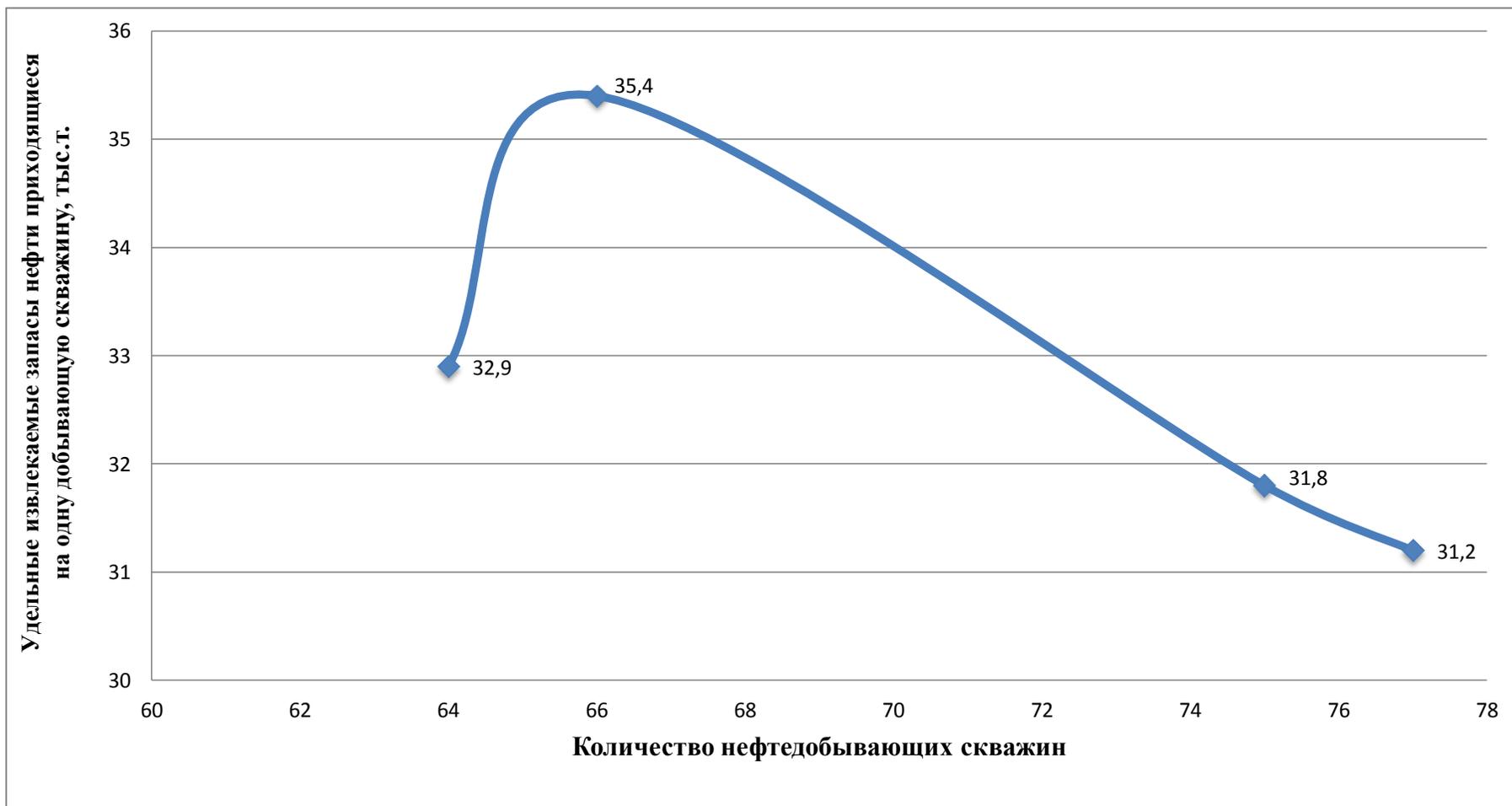


Рис.5.18. Зависимость удельных извлекаемых запасов нефти, приходящиеся на одну добывающую скважину в зависимости от количества нефтедобывающих скважин

Заключение

Результаты исследований позволили сформировать следующие основные положения:

1. По результатам ранее проведенных исследований отмечено, что для месторождений ФНГО помимо геолого-физических особенностей, связанных с многопластовостью, литологической изменчивостью пород продуктивной толщи, незначительной толщиной продуктивных пластов, малой разницей между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом и большим содержанием парафина в нефти, также имеют специфические особенности технологического характера, к числу которых можно отнести то, что все объекты разбуривались по ползущей системе, размещались по треугольной сетке, продолжительность разбуривания составляла 5-7 лет, а методы заводнения применялись после предварительной их разработки на природном режиме.

2. Сопоставлением утвержденных и достигнутых величин КИН установлено, что их значения по многим объектам совпадают. Однако имеются объекты, в которых достигнутые величины КИН как превышающие, так и недостигающие утвержденных значений. При этом основными причинами не достижения утвержденных величин КИН является разработка этих объектов ограниченным фондом скважин и эксплуатация их в режимах истощения. В целом средние значения достигнутых КИН по всем продуктивным отложениям ФНГО оказались ниже утвержденных.

3. Исследованиями степени связи между темпам отбора жидкости и нефти по выделенным четырем стадиям разработки установлено, что:

- на I и II стадиях между этими параметрами имеется тесная линейная связь с коэффициентом корреляции 0,9452 для залежей с карбонатными и 0,9409 - терригенными коллекторами. Высокая степень связи между темпами отбора жидкости и нефти объясняется тем, что на этих стадиях обычно фронт вытесняемой воды не достигает забоя добывающих скважин;

- на третьей стадии коэффициент корреляции зависимости между темпами отбора жидкости и нефти для залежей с карбонатными и терригенными коллекторами составляют соответственно 0,8977 и 0,9448, т.е. и на этой стадии сохраняются определенные закономерности обводнения продукции скважин;

- на четвертой стадии коэффициент корреляции между темпами отбора жидкости и нефти существенно снижается до 0,6093 для залежей с карбонатными и до 0,8045 - для залежей с терригенными коллекторами.

4. С применением характеристик вытеснения нефти водой проведена оценка технологического эффекта от применения заводнения на эксплуатационных объектах месторождения Андиган. В результате анализа и сопоставления результатов расчета установлено, что:

- от применения заводнения достигнуты различные величины увеличения КИН, наибольшая в залежи нефти I пласта - 22,95%, наименьшая в залежи нефти III пласта - 4,65%;

- по сравнению с объектами разрабатываемых на естественном режиме на залежах нефти, эксплуатируемых с заводнением, достигнуты более высокие значения КИН.

5. Установлено, что объединение пластов в единый объект разработки, несмотря на близкие геолого-промысловые параметры, приводит к потере части извлекаемых запасов нефти. В геолого-физических условиях, длительно эксплуатируемых объектов ФНГО, отдельная разработка пластов обеспечивает конечный КИН на 20-23% выше, чем из объединенных в единый объект разработки пласта.

6. Заводнение нефтяных залежей, вследствие доступности и дешевизны воды, относительно высокой эффективности вытеснения нефти водой, является наиболее широко применяемым методом повышения КИН. Однако, из-за разнообразия природных условий, в которых находятся скопления нефти, исследования по совершенствованию систем заводнения путем наиболее полного учета геолого-физических особенностей эксплуатационных объектов, продолжаются и по настоящее время.

7. Развитие систем заводнения нефтяных залежей в различных нефтедобывающих регионах мира происходило разными путями. В результате чего, сложились различные системы заводнения, отличающиеся временем начала процесса, системой размещения и плотностью сетки скважин, порядком разбуривания скважин, временем отключения скважин, темпами закачки воды и отбора жидкости, разработкой водонефтяных зон и многопластовых месторождений, свойствами закачиваемой воды и др.

8. По многим залежам нефти ФНГО, системы заводнения в процессе их освоения и эксплуатации подвергались неоднократным преобразованиям, которые заключались в приближении линии нагнетания воды к зоне отбора нефти, ограничении или увеличении объемов закачиваемой воды, освоении дополнительных нагнетательных скважин, временном прекращении закачки воды, а в некоторых случаях, и полном отказе от применяемой системы заводнения.

9. Приконтурное заводнение было осуществлено более чем на 90% объектах ФНГО, однако его эффективность оказалась низкой, вследствие отрицательного влияния особенностей геологического строения залежей.

Вследствие низкой эффективности приконтурного заводнения, широко практиковали перенос линии нагнетания воды от начального к текущему контуру нефтеносности и были освоены комбинированные виды: приконтурного в сочетании с очаговым; приконтурного в сочетании с сводовым; приконтурного в сочетании с осевым; приконтурного в сочетании с разрезанием залежи на блоки.

В геолого-физических условиях разработки залежей нефти ФНГО, лучшие результаты показали - приконтурное заводнение с одновременным перепуском газа в сводовую часть залежи (участок Гальча IV горизонта месторождения Чонгора-Гальча и VIII горизонт месторождения Северный Сох) и сочетание приконтурного и очагового видов заводнения (восточное поле и поднадвига III горизонта месторождения Андижан); худшие - приконтурное заводнение в сочетании с осевым (I, V+VI, VIII горизонты месторождения Южный Аламышик и III горизонт месторождения Бостон).

10. В результате оценки количественного влияния различных геологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти методом корреляционного анализа установлено, что за исключением температуры застывания нефти с остальными параметрами корреляционная зависимость отсутствует. Причиной отсутствия корреляционной зависимости между геолого-физическими факторами КИН для рассмотренных объектов является небольшой диапазон изменения рассмотренных параметров, а также их одновременное влияние на процесс извлечения нефти.

11. С применением методов непараметрических критериев Манна-Уитни, Ван-дер-Вардена и меры Кульбака проведена оценка информативности геолого-физических и технологических факторов, объясняющих значение КИН. Установлено, что для геолого-физических условий и технологий разработки объектов ФНГО, наибольшую степень влияния на конечный и текущий КИН оказывают отношения текущего пластового давления (при котором начато заводнение) и давление насыщения нефти газом, максимальная плотность сетки скважин, гидропроводность пласта, коэффициент промывки пласта.

12. Основными направлениями повышения КИН являются доступность рабочих агентов и технических средств, экономическая применимость средств реализации процесса, его эффективность, простота осуществления и экологическая чистота. По критериям применимости методов повышения КИН для геолого-физических условий и текущего состояния разработки

объектов ФНГО наиболее перспективными и эффективными для исследуемых объектов являются реализация нестационарного заводнения и физико-химических методов.

13. Результаты теоретических, экспериментальных и промысловых исследований показывают, что максимальный эффект от заводнения нефтяных залежей достигается при их реализации на определенной стадии истощения пластовой энергии, при этом степень снижения пластового давления, в зависимости от геолого-физических условий залежей и свойств пластовых флюидов изменяются в довольно больших пределах. Установлено, что для залежей нефти ФНГО пластового типа наиболее высокое значение КИН достигается когда заводнение начинается при соотношении текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом в пределах от 0,6 до 0,8.

14. По результатам гидродинамических исследований скважин показано, что после эксплуатации скважин до заводнения с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом и последующем восстановлением в процессе заводнения забойного давления выше, давления насыщения возможно восстановить продуктивность скважины. Этот вывод имеет большое практическое значение, т.к. из-за необходимости обеспечения условия фонтанирования, скважины часто эксплуатируются с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом.

15. Установлена зависимость между жидкостно-нефтяным фактором и средним значением соотношения добывающих и водонагнетательных скважин, свидетельствующее о том, что при уменьшении числа добывающих скважин приходящихся на одну нагнетательную эффективность процесса вытеснения нефти водой увеличивается, а доля воды в продукции скважин снижается.

16. Показано, что эффективность бурения уплотняющих скважин во многом зависит от обоснованного определения зон, не вовлеченных в процесс дренирования имеющимся фондом скважин, бурение новых скважин в зонах, не охваченных процессом дренирования первоначальной сеткой приводит к увеличению удельных извлекаемых запасов нефти и КИН, в противном случае к снижению удельных извлекаемых запасов и относительно более меньшему увеличению КИН.

17. Получены модели коэффициента извлечения нефти и зависимость его величины от компенсации отбора жидкости закачкой воды и коэффициента промывки пласта, показывающие рост удельного отбора жидкости на 1 т добытой нефти при заводнении пластов.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев Г.С. Надежная сырьевая база углеводородов – основа для привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Республики Узбекистан // Узбекский журнал нефти и газа. -2013. -№4. -С.10-16.
2. Абдуллаев Г.С. Реализация программы развития и воспроизводства минерально–сырьевой базы АО «Узбекнефтегаз» в период 2017-2021 годы // Сб. материалов межд.науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». -Ташкент: АО «ИГИРНИГМ», 2019. -С.16-20.
3. Абдуллаев Г.С., Нурматов М.Р., Юсупходжаев С.С., Алламуратов А.Б. Новый взгляд на оценку нефтегазоносности кайнозойских отложений Южной степени Ферганского региона в Шорсу-Раватской зоне // Сб.мат. межд.науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». -Ташкент: АО «ИГИРНИГМ» 2019. -С.457-461.
4. Абдулмазитов Р.Г., Сагтаров Р.З., Насыбуллин А.В. Оценка влияния техногенного воздействия на коллекторские свойства пласта // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2008. -№1. -С.62-65.
5. Абдулмазитов Р.Г., Султанов А.С., Евдокимов А.М. Эффективность разработки месторождений ОАО “Татнефть” при нестационарном заводнении // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2008. -№7. -С.58-59.
6. Агзамов А.Х., Абдусаломов Н.Ж., Матниязов О.П. Оценка эффективности объединения пластов в единый объект разработки на основе обобщения опыта длительно эксплуатируемых месторождений Ферганской впадины // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2015. -№1. -С.21-24.
7. Агзамов А.Х., Набиева Н.К. К обоснованию плотности сетки скважин в различных геолого-физических условиях залежей нефти // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2012. -№3. -С.45-49.
8. Агзамов А.Х., Посевич А.Г., Эрматов Н.Х., Амиркулов Н.С. Новые ресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности и их экономическая эффективность // “Энергия ва ресурсларни тежаш муаммолари” Республика илмий-техникавий ва амалий анжумани материаллари тўплами. -Тошкент: 2002. -С.150-152.
9. Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х. Энергосберегающие системы разработки нефтяных месторождений / Материалы Республиканской научно-практической конференции “Экологические проблемы природных ландшафтов”. -Карши: 1999.-С.144-145.

10. Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х., Номозов Б.Д. Размещение водонагнетательных скважин заводнения залежи при давлениях его начала ниже давления насыщения нефти газом // “Ёқилғи-энергетика ресурсларидан самарали фойдаланиш муаммолари” III-Республика илмий-амалий конференция мақолалар тўплами. -Қарши: 2002. -С.119-121.

11. Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х., Агзамов А.Х., Мухаммадиев Х.М. О степени влияния кратности промывки пласта на коэффициент извлечения нефти залежей Ферганской нефтегазоносной области, представленных карбонатными породами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -М.: ВНИИОЭНГ, 2020. -№1. -С.41-47.

12. Акрамов Б.Ш., Муминов И.М., Хайитов О.Г., Эрматов Н.Х. Анализ эффективности заводнения месторождения Западный Ташлы // Сб. науч.тр. докторантов, аспирантов, соискателей, научных сотрудников ТГТУ “Исследование научно-технических достижений высшей школы”. -Ташкент: ТГТУ, 1996. -С.34-36.

13. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Махмудов Н.Н., Эрматов Н.Х. Анализ технологических показателей разработки месторождения Восточный Ташлы // Сб. науч. тр. докторантов, аспирантов, соискателей, научных сотрудников ТГТУ “Исследование научно-технических достижений высшей школы”. -Ташкент: ТГТУ, 1996. -С.34-36.

14. Акрамходжаев А.М., Сайдалиев М.С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. -М.: Недра, 1971. -280 с.

15. Бабалян Г.А., Антонов Д.А. О явлениях в нефтяном коллекторе при снижении в нем давления ниже давления насыщения // Тр.ВНИИ, 1959. -Вып.25. -С.38-55.

16. Бакиров И.М. Сравнение эффективности систем заводнения // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2009. -№7. -С.38-41.

17. Богомолова А.Ф., Кочешков А.А., Крылов А.П. и др. Экспериментальное изучение нефтеотдачи при вытеснении нефти водой в присутствии свободного газа // Тр.ВНИИ, 1959. -Вып.25. -С.73-79.

18. Боксерман А.А., Розенберг М.Д. Приток нефти к скважинам при снижении забойных давлений ниже давления насыщения в залежах с водонапорным режимом // Тр.ВНИИ, 1959. -Вып. 19.

19. Вахитов Г.Г., Максимов В.П., Булгаков Р.Т. и др. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давлении насыщения. -М.: Недра, 1982. -229 с.

20. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. -М.: Недра, 1980. -202 с.

21. Владимиров И.В., Газиев М.М., Чукашев В.Н. Оптимизация системы заводнения водонефтяных зон нефтяных залежей // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2005. -№1. -С.30-37.
22. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу на примере Арланского месторождения. Сыртланов А.Ш., Исхаков И.А., Гайнуллин К.Х. и др. // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2002. -№5. -С.77-81.
23. Гамидов Г.А., Бабаев М.В. Новый подход к оценке эффективности заводнения месторождений высоковязкой нефти // нефтепромысловое дело. -Москва: 2004. -№1. -С.21-26.
24. Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. -М.: Недра, 1983. - 463 с.
25. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. -М.: Недра, 1981. -307 с.
26. Гублер Е.В., Гемкин А.А. Применение непараметрических критериев статистики в медико-биологических исследованиях. -М.: Медицина, 1973. -141 с.
27. Гудков Е.П., Мирзаев М.Ш., Ширяев Ю.Х. О допустимой степени снижения пластовых и забойных давлений ниже давления насыщения при эксплуатации нефтяных месторождений // Тр.ПермНИПИнефть. Нефтепромысловое дело. -1972. -Вып.7. -С.50-54.
28. Дайк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. -Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая механика», 2008. -668 с.
29. Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство. -Москва: 1981. -№8. -С.32-37.
30. Зайнуллин Н.Г., Сергеев С.С., Зайцева Л.И. и др. Исследование скважин с забойным давлением ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. -Москва: 1985. -№12. -С.34-37.
31. Закиров А.А. Особенности изменения свойств слабоцементированных пород в процессе эксплуатации сверхглубоких скважин // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2005. -№7. -С.21-24.
32. Закиров А.А. Повышение эффективности разработки залежей нефти, приуроченных к глубокопогруженным горизонтам. -Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», автореферат дис. докт. техн. наук., 2007. -42 с.
33. Закиров А.А., Мирзарахимов М.С., Эрматов Н.Х., Сидикходжаева М.Р. Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважин на

месторождениях поздней стадии разработки // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2002.-№4.-С.31-34.

34. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. -М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2004.-520 с.

35. Захарова Н.П., Алымова Т.И., Решетникова А.В., Малышев Ч.А. Анализ результатов применения технологии нестационарного воздействия на Родниковом месторождении // Нефтяное хозяйство. Москва.-2008-№12. - С.58-62.

36. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. -М.: Недра, 1976. -247 с.

37. Иванова М.М., Диментьев Д.Ф. Чаловский И.Н. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. -М.: Недра, 1985. -290 с.

38. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов // М.Л.Сургучев, В.А.Колганов, А.В.Гавура и др. -М.: Недра, 1987. -230 с.

39. Ирматов Э.К. Заводнение продуктивных отложений – направления и особенности реализации // Обзор актуальных проблем нефтегазовой отрасли, вып. №17. -Ташкент: ОАО “УзЛИТИнефтьгаз”, 2011. -18 с.

40. Ирматов Э.К. Заводнение продуктивных отложений – направления и особенности реализации (обзор) //Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2012. -№1. -С.50-55.

41. Ирматов Э.К. К проблеме добычи нефти из глубокопогруженных горизонтов // Инновационные технологии освоения месторождений нефти и газа. Материалы Республиканской научно-технической конференции. -Ташкент: 2017. 23-24 ноябрь. С.17-25.

42. Ирматов Э.К. Совершенствование научных основ разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Средней Азии. -Ивано-Франковск: Ивано-Франковский институт нефти и газа, Автореферат дис. докт. техн. наук, 1992. -50 с.

43. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Заводнение нефтяных месторождений с осложненными горно-геологическими условиями и пути повышения его эффективности. -Ташкент: Изд. АН, РУз,1992. -60 с.

44. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Опыт и проблемы совершенствования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Средней Азии и методы повышения их нефтеотдачи. -Ташкент: ФАН, 1991. -71 с.

45. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Набиева Н.К. Анализ результатов исследований по установлению степени зависимости нефтеотдачи от

плотности сетки скважин (обзор) // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2013. -№1. -С.67-70.

46. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Хужаеров Б.Х., Закиров А.А. Особенности разработки глубоководных нефтяных месторождений. - Ташкент: Фан.2004. -128 с.

47. Ирматов Э.К., Хужаеров Б.Х., Агзамов А.А., Бурнашев В.Ф. Динамика фильтрационно-емкостных свойств призабойных зон скважин. -Ташкент: «Fanvatechnologiya», 2015. -364 с.

48. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азарбайджанское нефтяное хозяйство. -Баку, 1974. -№3. -С.22-23.

49. К вопросу о выработке запасов нефти из двухпластовых залежей нефти при совместной разработке пластов / И.Ф. Рустамов, И.А. Кристьян, А.В.Аржиловский, В.В. Васильев, И.В.Владимиров // Нефтепромышленное дело. -Москва, 2013. -№3. -С.42-46.

50. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. -М.: Недра, 1972. -280 с.

51. Каршиев А.Х., Матниязов О.П. Анализ степени влияния вязкости нефти на нефтеотдачу при различных режимах работы пласта по статистическим моделям // Техника юлдузлари. -Ташкент: 2014. -№1. -С.124-128.

52. Ковалев В.С., Житомирский В.М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. -М.: Недра, 1976. -247 с.

53. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В., Морозова А.Ю. О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2008. -№1. -С.66-70.

54. Кульбак С. Теория информативности и статистика. -М.: Наука, 1967. -408 с.

55. Кундин С.А. Экспериментальные данные о проницаемости и нефтеотдаче при вытеснении нефти водой в присутствии свободного газа и гидродинамические расчеты заводнения при снижении пластового давления ниже давления насыщения / Доклад на Всесоюзном совещании по разработке нефтяных и газовых месторождений. -М.: ВНИИ, 1961. - 11 с.

56. Кундин С.А., Куранов И.Ф. О степени снижения пластового давления, обеспечивающей наибольшую нефтеотдачу // Тр. ВНИИ, 1961. -Вып.32. -С.3-18.

57. Лысенко В.Д. Зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2006. -№6. -С.15-18.
58. Лысенко В.Д. К расчету нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. -Москва, 2001. -№6. -С.13-16.
59. Лысенко В.Д. Новые эффективные методы увеличения добычи нефти // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2012. -№4. -С.19-21.
60. Лысенко В.Д. Опыт поддержания пластового давления на участке Енорусскинского месторождения // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2003. -№2.-С.6-14.
61. Лысенко В.Д. О порядке разработки малопродуктивного месторождения // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2002. -№9. -С.4-8.
62. Лысенко В.Д. Расчет нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2008. -№6.-С.4-8.
63. Лысенко В.Д. Сравнение разработки нефтяных пластов при закачке газа, заводнении и газовом заводнении // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2002. -№12. -С.8-14.
64. Лобусов М.А. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов путем оптимизации размещения скважин и воздействий на пласт при разработке залежей высоковязкой нефти // Территория нефтегаз. -Москва: 2015. -№11. -С.106-112.
65. Махмудов Н.Н., Агзамов А.Х., Буваев Х.Ш. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов месторождения Кашкаркир по данным гидродинамических исследований скважин // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2011. - №2. -С. 26-28.
66. Махмудов Н.Н., Агзамов А.Х., Агзамов А.А., Эрматов Н.Х. Результаты оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов глубокозалегающих продуктивных горизонтов Ферганской впадины // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2019. -№3. -С. 37-39.
67. Махмудов Н.Н., Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х. Изучение характера связи залежей нефти с законтурной областью по данным эксплуатационных скважин // Межвузовский сб. науч. тр. ТГТУ «Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук». -Ташкент: ТГТУ, 1997. -С. 24-27.
68. Махмудов Н.Н., Боймуродов С.Н., Агзамова С.А., Каршиев А.Х. Степень влияния геолого-промысловых факторов на текущую и конечную нефтеотдачу пластов, представленных терригенными коллекторами // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2011. -№4. -С.4-7.
69. Махмудов Н.Н., Каршиев А.Х., Агзамов С.А. Результаты сопоставления основных показателей разработки длительно

эксплуатируемых нефтяных месторождений // Инновацион технологиялар журналі. -Карши: 2013. -№3. -С. 3-5.

70. Махмудов Н.Н., Каршиев А.Х., Эрматов Н.Х., Турдиев Ш.Ш. Результаты сопоставления эффективности различных методов увеличения темпа отбора жидкости, на поздней стадии разработки залежей с высоковязкими нефтями // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 2019. -№1. -С.24-29.

71. Махмудов Н.Н., Эрматов Н.Х., Камолов Б.С., Севаров У.И. Анализ текущего состояния разработки XIII горизонта меторождения Шуртепа //Инновацион технологиялар. -Карши: 2014. -№2. -С.3-10.

72. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. -М.: ВНИИ, 1986. -253 с.

73. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л.Сургучев, А.Т.Горбунов, Д.П.Забродин и др. -М.: Недра, 1991. -347 с.

74. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. -М.: Министерство нефтяной промышленности. 1986. -253 с.

75. Мишук И.Н., Лискевич Е.И., Шевчук С.В. Влияние термобарических факторов на условия разработки Луквинского и Дебушенского месторождений // Нефтепромысловое дело. -Москва: 1982. -№8. -С.14-17.

76. Муминов И.М., Махмудов Н.Н., Акрамов Б.Ш., Эрматов Н.Х., Результаты поддержания пластового давления на месторождении Западный Ташлы // Мат.Республиканской научно-технической конференции “Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана”. -Ташкент: ТГТУ, 1996. -С.118-119.

77. Мордвинцев Д.О., Раджапов Ш.С., Акрамов Х., Нурмухамедов И. Плотностные характеристики разрезов Ферганской впадины и их связь с размещением месторождений нефти и газа // Сб.мат.межд.науч.-практ.конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр» -Ташкент: АО «ИГИРНИГМ», 2019. -С.156-160.

78. Муслимов Р.Х., Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Оценка эффективности методов воздействия на обводняющиеся нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. -Москва: 1984. -№12. -С.25-31.

79. Назаров С.Н. Результаты анализа разработки на примере месторождений Ферганы. // Нефтяное хозяйство. -Москва: 1965. -№2. -С.31-38.

80. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Изв. вузов “Нефть и газ”. -Баку: 1972. -№10. -С.41-46.

81. Ольховская В.А. Влияние реологических факторов на разработку продуктивных турнейских отложений Ветлянского месторождения // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2007.-№5. -С.46-52.

82. Опыт уплотнения сетки скважин на низкопроницаемом неоднородном объекте. Довжок Е.М., Иванишин В.С., Онаприенко В.П. и др. // Нефтяное хозяйство. -Москва: 1982. -№9. -С.25-28.

83. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. -Ростов-на Дону: “Фенникс”, 2015. -318 с.

84. Полудень И.А. Влияние погрешностей в расчетах коэффициента сетки на показатели разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. -Москва, 1980.-№3.-С.34-37.

85. Посевич А.Г., Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х. Оценка влияния некоторых геолого-физических и технологических факторов на эффективность заводнения месторождений Ферганы // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: 1998. -№3. -С.23-25.

86. Посевич А.Г., Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х. Энергосберегающие технологии разработки нефтяных залежей с применением заводнения // Республиканская научно-практическая конференция “Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов”. -Карши: 1999. -С.40-41.

87. Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов. Требования к оформлению. Порядок создания и утверждения. Руководящий документ РН 39.0 -105:2012. -Ташкент: НХК “Узбекнефтегаз”, 2012. -80 с.

88. Раббимкулов С.А., Умурзаков Р.А. О зависимости распределения нефтегазовых месторождений Ферганской депрессии от тектонических показателей // Сб. мат. межд.науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». -Ташкент: АО «ИГИРНИГМ» 2019. -С.189-193.

89. Рунион Р. Справочник по непараметрической статистике (современный подход). Перевод с английского / Е.З. Демиденко -М.: Финансы и статистика, 1982. -198 с.

90. Рустамов И.Ф., Кристьян И.А., Аржиловский А.В., Владимиров И.В. Об особенностях совместной разработки двухпластовой залежи с

учетом изменения структурно-механических свойств нефти // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2013. -№3. -С.46-52.

91. Сайфуллин И.Ш., Тетельмин В.В., Язев В.А. Физические основы добычи нефти. -Долгопрудный: “Интеллект”, 2013. -328 с.

92. Сергеев В.Б., Тимашев Э.М., Баймухаметов Д.С. О возможности снижения забойных давлении ниже давления насыщения в эксплуатационных скважинах Арланского месторождения // Тр. УфНИИ, 1968. -Вып.22. -С.300-309.

93. Сипачев Н.В. Исследование особенностей поздней стадии разработки месторождения Южный Аламышик // Автореферат дис.канд. техн. наук. -Ташкент: ТГТУ. -1974. -С.25.

94. Сипачев Н.В. Исследование особенностей поздней стадии разработки месторождения Южный Аламышик // Канд.дисс. -Ташкент: 1974.186 с.

95. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. -М.: Недра, 1985. -308 с.

96. Сургучев И.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. -М.: Недра, 1987. -203 с.

97. Сургучев Л.М., Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2001.-№5. -С.50-54.

98. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. -М.: Недра, 1990 -267 с.

99. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. -М.: Недра, 1967. -215 с.

100. Фомкин А.В., Жданов С.А. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтеизвлечения в России и зарубежом // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2015. -№12. -С.35-42.

101. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добычи нефти // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2007. -№6. -С.58-60.

102. Хайитов О.Г. Сагдуллаев Ш.М, Эрматов Н.Х. Ишлатилаётган нефть ва газ захираларининганиклик даражаси тахлили // “Ёқилғи-энергетика ресурсларидан самарали фойдаланиш муаммолари” III-Республика илмий амалий конференция мақолалар тўплами. -Қарши: 2002. -С.39.

103. Хамзин Р.Г., Фазанов Р.Т. Оценка эффективности разработки эксплуатационных объектов на поздней стадии методами характеристик вытеснения // Интервал. -Москва: 2002. -№9 (44). -С.7-11.

104. Хисамов Р.С. Новые технологии разработки и эксплуатации многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. -Москва: 2008. -№12. -С.43-45.

105. Хисамутдинов Н.И., Гильманова Р.Х., Казакова Т.Г. Исследование влияния текущей обводненности коллектора промежуточного слоя с водонефтяными зонами на характеристики вытеснения пласта // Нефтепромысловое дело. -Москва: 2006. -№11. -С.12-17.

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

107. Чунусов П.И. Количественная оценка влияния геолого-технологических параметров терригенных коллекторов эксплуатационного объекта на нефтеотдачу при заводнении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -Москва: 2008. -№4. -С.52-54.

108. Эрматов Н.Х. Совершенствование энергосберегающих систем разработки нефтяных залежей (на базе обобщения опыта длительно эксплуатируемых месторождений Ферганской впадины). -Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», Автореферат дис. канд. техн. наук., 2000. -24 с.

109. Эрматов Н.Х. Эффективность разработки длительно эксплуатируемых нефтяных объектов // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент: -1998. -№1. -С.29-31.

110. Эрматов Н.Х., Агзамова С.А., Норматов Б.Р. Распределение промышленных запасов нефти месторождений Ферганской нефтегазоносной области по продуктивным отложениям // Сб. мат. межд. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». -Ташкент: АО «ИГИРНИГМ», 2019. -С.212-215.

111. Эрматов Н.Х., Акрамов Б.Ш., Муминов И.М. Анализ эффективности заводнения месторождения Крук // Мат.Международной научно-технической конференции студентов “Высокая духовность – фундамент будущего”. -Ташкент: ТГТУ, 1995. -С.158.

112. Эрматов Н.Х., Донниев Д.У., Набиева Н.К., Хамроев Б.Ш. Анализ статических зависимостей коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин // Инновацион технологиялар. -Карши: 2015. -№1. -С.16-18.

113. Эрматов Н.Х., Агзамова Х.А., Мутиев Ш.А., Муродов А.О. Энергия тежамкорлиги иқтисодиёт ривожланишининг асосий омилидир // “Иқтисодиётни модернизация қилиш ва технологик янгиланиш шароитида фан-таълим-ишлаб чиқариш интеграциясини ривожлантириш” Республика илмий-амалий анжуман материаллари тўплами. -Қарши: 2015. -С.143-145.

114. Эрматов Н.Х., Зайниев Л.Н., Эшев С.С., Буриев Б.Н. Крук қонида қатлам босимини сақлаш самарадорлигини ошириш // “Ёқилғи-энергетика

ресурсларидан самарали фойдаланиш муаммолари” III-Республика илмий-амалий конф. мақолалар тўплами. -Қарши: 2002. -С.10-11.

115. Эрматов Н.Х., Калмаков С.А. Динамика темпа отбора нефти и жидкости на залежах с высоковязкими нефтями / Межвузовский сб. науч. тр. ТГТУ “Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук”. -Ташкент: 1997. -С.101-103.

116. Эрматов Н.Х., Калмаков С.А. Влияние темпа отбора нефти на нефтеотдачу залежей с высоковязкими нефтями // Сб. науч. тр. докторантов, аспирантов, соискателей, научных сотрудников “Исследования научно-технических достижений высшей школы”. -Ташкент: 1997. -С.27-29.

117. Эрматов Н.Х., Каршиев А.Х., Бобомуродов У.З. Оценка эффективности заводнения на месторождениях Сурхандарьинской нефтегазоносной области Узбекистана// “Фундаментальные и прикладные проблемы науки”. Материалы XIII Международного симпозиума. -Москва: 2018. -С.185-193.

118. Эрматов Н.Х., Матниязов О.П., Донниев Д.У., Абдираззаков А.И. Влияние геологической неоднородности пластов на коэффициент извлечения нефти // Инновацион технологиялар. -Қарши: 2014. -№2. -С.14-16.

119. Эрматов Н.Х., Махмудов Н.Н. Применение отходов местного производства для увеличения нефтеизвлечения из пластов // Мат. Международной науч.-техн. конф. “Экологическое образование и проблемы охраны окружающей среды в промышленности”. -Ташкент: 1997. -С.213-214.

120. Эрматов Н.Х., Мутиев Ш.А., Муродов А.О., Узоков А.Б. О возможных причинах снижения продуктивности скважин на больших депрессиях на пласт // “Иқтисодийни модернизация қилиш ва технологик янгилаш шароитида фан-таълим-ишлаб чиқариш интеграциясини ривожлантириш” Республика илмий-амалий анжумани материаллари. -Қарши: 2015. -С.143-145.

121. Эрматов Н.Х., Мухаммадиев Х.М., Агзамов А.А. О возможности оценки степени очищения призабойной зоны пласта по данным гидродинамических исследований скважин // “Инновационное развитие нефтегазогеологической науки Узбекистана и роль молодежи в решении ее проблем” (Акрамходжаевские чтения). -Ташкент: 2018. -С.114-117.

122. Эрматов Н.Х., Мухаммадиев Х.М., Агзамов А.А. О возможности оценки степени очищения призабойной зоны пласта по данным гидродинамических исследований скважин // “Инновацион технологиялар. -Қарши: 2019. -№2(34). -С.3-6.

123. Эрматов Н.Х., Сахатов Б.Г., Мухаммадиев Х.М. О степени восстановления продуктивности скважин после увеличения забойного

давления выше давления насыщения нефти газом // Инновационные технологии. -Карши: 2019. -№2(34). -С.6-10.

124. Эрматов Н.Х., Тукаева А.А., Турдикулов А.Т. Эффективность инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли Узбекистана // “Интеллектуал салоҳият-тараққиёт мезони” илмий мақолалар тўплами. -Тошкент: 2017. -№12. -С.158-162.

125. Эрматов Н.Х., Турдиев Ш.Ш. Обоснование системы разработки нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона // “Интеллектуал салоҳият-тараққиёт мезони”. -Ташкент: 2018. -С.22-25.

126. Эрматов Н.Х., Хаитов О.Г., Махмудов Н.Н., Турсунов М.А. Ўзбекистонда сув ҳайдаш тизимларини ўзлаштириш тарихи // “Ёқилғи-энергетика ресурсларидан самарали фойдаланиш муаммолари” III-Республика илмий-амалий конференция мақолалар тўплами. -Қарши: 2002. -С.8-9.

127. Эрматов Н.Х., Хакбердиев К.Э., Саидов С.Б., Шодиев Н.Т. Анализ результатов экспериментальных исследований влияния снижения забойного давления насыщения нефти газом на продуктивность скважин // “Интеллектуал салоҳият-тараққиёт мезони” илмий мақолалар тўплами. -Тошкент: 2017.-С.165-168.

128. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Роцектаев А.П. Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин // Территория нефтегаз. -Москва: 2011. -№4. -С.40-45.

129. Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Agzamov A.A., Normatov B.R. Distribution And State Of Operation Of Reserves Of Oil Deposits Of Productive Sediments Of The Fergana Oil And Gas-Bearing Region // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. -India: -2020/-Vol. 7, Issue 1.

130. Irmatov E.K., Huzhacrov B.H., Agzamov A.H. Features of development of deep – seated oil fields with formation pressure // Uzbek journal of oil and gaz. Special edition. -Tashkent: 2012, Pp. 106-110.

131. Maxmudov N.N., Agzamov A.X., Ermatov N.X., Mukhammadiyev Kh.M. Assesment of the degress of influense of geological and physical and technological factors on the efficiency of water flooding of oil deposits in the Fergana depression of the reservoir type // Austrian Journal of Technical and natural Sciences. -Vienna: 2019. -№1-2. -Pp.36-40.

132. Maxmudov N.N., Ermatov N.Kh., Agzamov A.Kh., Turdiyev Sh.Sh. Peculiarities of Water Supply of Gas Wells in Massive Type Oil Rerervoirs // Energy and Environment Research. -Canada: -2019/-№1. -Pp.18-22.

Основные условные обозначения и сокращения

ГТМ	- геолого-техническое мероприятия
КИН	- коэффициент извлечения нефти
ФНГО	- Ферганская нефтегазоносная область
ФЕС	- фильтрационно-емкостный свойства
ККС	- красно-кирпичная свита
БРС	- бледно-розовая свита
НИЗ	- начальная извлекаемая запас
ГШ	- газовая шапка
ГНК	- газонефтяная контакт
ВНК	- водонефтяная контакт
ХВ	- характеристика вытеснения

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Особенности геологического строения нефтяных залежей Ферганской нефтегазоносной области	6
1.1. Характеристика геологического строения объектов исследования.....	6
1.2. Основные характеристики залежей и нефти	9
1.3. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.....	11
1.4. Свойства нефти и газа.....	21
1.5. Режимы работы пласта.....	22
1.6. Исследование распределения промышленных запасов нефти по продуктивным отложениям.....	25
Глава 2. Анализ текущего состояния разработки месторождений и оценка эффективности заводнения.....	30
2.1. Анализ динамики технологических показателей разработки объектов.....	30
2.2. Исследование зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости.....	43
2.3. Оценка эффективности заводнения залежей пластового типа.....	55
2.4. Исследование эффективности объединения пластов в единый объект разработки.....	60
Глава 3. Динамика освоения и совершенствования методов заводнения продуктивных пластов.....	65
3.1. История освоения методов заводнения нефтяных месторождений.....	65
3.2. Системы заводнения нефтяных залежей Ферганской нефтегазоносной области.....	75
3.2.1. Приконтурное заводнение.....	75
3.2.2. Комбинированное и внутриконтурное заводнение.....	82
3.3. Геолого-промысловые факторы определяющие эффективность заводнения.....	87
Глава 4. Оценка степени влияния геолого-промысловых факторов на коэффициент извлечения нефти.....	93
4.1. Оценка степени влияния геолого-промысловых факторов методом корреляционного анализа.....	93
4.2. Исследование влияния геолого-промысловых факторов на коэффициент извлечения нефти на основе оценки их информативности.....	102
4.3. Пути повышения эффективности метода заводнения продуктивных пластов.....	104
Глава 5. Исследование основных факторов определяющих величину	

коэффициента извлечения нефти.....	109
5.1. Изучение оптимального времени начала заводнения.....	109
5.2. Изучение зависимости коэффициента извлечения нефти от полноты промывки пласта.....	117
5.3. Изучение степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти.....	123
Заключение.....	138
Литература.....	142
Основные условные обозначения и сокращения.....	154
Оглавление.....	155