

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ГОЛОВНОЙ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ПО ОРГАНИЗАЦИИ
ПЕРЕПОДГОТОВКИ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕДАГОГИЧЕСКИХ И
РУКОВОДЯЩИХ КАДРОВ СИСТЕМЫ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**

**ОТРАСЛЕВОЙ ЦЕНТР ПЕРЕПОДГОТОВКИ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
ПЕДАГОГИЧЕСКИХ КАДРОВ ПРИ ТАШКЕНТСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ
ТЕХНИЧЕСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО
МОДУЛЮ**

**«ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ
УСЛОВИЯХ»**

направление

**«ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ
НЕФТИ И ГАЗА»**

Ташкент – 2017

Данный учебно-методический комплекс разработан на основании учебного плана и программы утвержденного приказом Министерства высшего и среднего специального образования Республики Узбекистан № 603 от 29 августа 2017 года.

Разработал: д.т.н. А.А Закиров

Рецензент: ТГТУ, д.т.н.профессор Б.Ш. Акрамов

Данный учебно-методический комплекс рекомендован к использованию Советом Ташкентского государственного технического университета (протокол № _____ от _____ 2017 года).

СОДЕРЖАНИЕ

<u>I. Рабочая программа</u>	3
<u>II. Интерактивные методы обучения, используемые в модуле</u>	8
<u>III. Материалы теоретических занятий</u>	14
<u>IV. Материалы практических занятий</u>	76
<u>V. Банк кейсов</u>	107
<u>VI. Темы для самостоятельного обучения</u>	115
<u>VII. Глоссарий</u>	114
<u>VIII. Список литературы</u>	116

I. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Рабочая программа включает в себя изучение теоретических и практических основ добыча нефти и газа в различных условиях, средства, методы, структуру, организацию и проведение занятий по добыча нефти и газа в различных условиях, планирование и проведение занятий с учетом факторов влияющих на добыча нефти и газа в различных условиях, равномерное планирование нагрузки, а также задач по проведению научно-исследовательской работы.

Цель изучения модуля – формирование знаний, навыков и компетентности у слушателей отраслевого центра переподготовки и повышения квалификации педагогических кадров по физическим изменениям в процессе воздействия на пласт, выбор технологии и техники для их реализации, и проектирование воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

Задачи модуля:

- изучение современного состояния развития мировой нефтегазовой промышленности по увеличению углеводородоотдачи пластов;
- применение новых методов по увеличению углеводородоотдачи пластов, применяемых в мировой нефтегазовой промышленности;
- применяемое оборудование для увеличения углеводородоотдачи пластов;
- ознакомление с деятельностью мировых компаний занимающихся увеличением углеводородоотдачи пластов.

Требования предъявляемые к знаниям, умениям и навыкам по модулю

Ожидаемые результаты: после освоения модуля “Увеличение углеводородоотдачи пластов” слушатели будут иметь следующие знания, компетентность и квалификацию:

Слушатель должен знать и уметь о:

- результатах социально-экономических реформ в нефтегазовой области в результате применения зарубежных методов увеличения углеводородоотдачи пластов на нефтегазовых месторождениях Узбекистана, территориальные проблемы и науки, техники и технологии;
- сути процессов увеличения углеводородоотдачи пластов;
- технологических процессах увеличения углеводородоотдачи пластов.

Слушатель должен иметь опыт по:

- определению последовательности действий в процессах увеличения углеводородоотдачи пластов;
- выбору технологии повышения углеводородоотдачи пластов и технологических расчётов.

Слушатель будет иметь квалификацию:

- на основе приобретённых знаний и опыта организации производственного технологического процесса с использованием методов повышения углеводородоотдачи пластов;
- решению проблем процесса нефте-газо добычи с использованием методов повышения углеводородоотдачи пластов.

Взаимосвязь модуля с другими предметами учебного плана

Модуль “Добыча нефти и газа в различных условиях” взаимосвязан с предметом “Увеличение углеводородоотдачи пластов” из учебного плана.

Применение информационных и педагогических технологий

При проведении обучения запланировано использование современных методов, педагогических и информационно-коммуникативных технологий:

- лекции запланировано проводить в форме презентаций с использованием современных компьютерных технологий;
- практические занятия запланировано проводить с помощью интерактивных методов (кейс-стади, деловые игры, интервью и др.).

Распределение часов модуля

№	Название тем модуля	Учебная нагрузка слушателя, час					
		Всего	Аудиторная учебная нагрузка				Самостоятельное образование
			Всего	в т.ч.			
		Теоретическое		Практическое занятие	Выездное занятие		
1.	Геолого-физические условия и особенности разработки подгазовых нефтяных залежей.	4	4	2	2		
2.	Геолого-физические условия и особенности системы разработки месторождений прибортовых зон.	4	4	2	2		
3.	Проблемы и пути эффективной разработки глубокозалегающих залежей нефти.	4	4	2	2		
4.	Особенности разработки залежей высоковязких нефтей.	8	6	2	2	2	2
5.	Геолого-физические условия и системы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Узбекистана.	10	8	2	4	2	2
	Итого:	30	26	10	12	4	4

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ МОДУЛЯ

Геолого-физические условия и особенности разработки подгазовых нефтяных залежей

План:

1. Опыт разработки подгазовых нефтяных залежей.
2. Системы разработки нефтяных объектов с газовой шапкой и краевыми (подошвенными) водами.

Условия залегания нефти и свободного газа в подгазовых нефтяных объектах. Технология разработки подгазовых нефтяных объектов и методы ее проектирования. Различия в строении двух выделенных видов подгазовых нефтяных объектов. Разработка нефтяных оторочек Узбекистана. Опыт работы скважин нефтяных оторочек Узбекистана.

Геолого-физические условия и особенности системы разработки месторождений прибортовых зон

План:

1. Ферганской нефтегазоносной области прибортовых зон.
2. Особенности системы разработки месторождений прибортовых зон.

Месторождения прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области. Литолого-петрографическая характеристика коллекторов и физико-химические свойства пластовой нефти основных залежей прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области. Структурно-стратиграфическая характеристика основных залежей нефти прибортовых зон

Ферганской нефтегазоносной области. Сведения о методах заводнения на основных залежах нефти. Эффективность законтурного заводнения, применяющегося на залежах Ферганской нефтегазоносной области. Критерии объединения нескольких пластов в единый объект разработки.

Проблемы и пути эффективной разработки глубокозалегающих залежей нефти

План:

1. Выбор системы разработки глубокозалегающих залежей нефти.
2. Особенности геолого-физических условий и разработки глубокопогруженных объектов.

Выбор системы разработки и их эффективность месторождений Узбекистана. Основные показатели разработки глубокозалегающих залежей Ферганской впадины. Залежи нефти глубокопогруженных объектов. Прогнозная величина коэффициента извлечения нефти. Особенности геолого-физических условий и разработки глубокопогруженных объектов

Особенности разработки залежей высоковязких нефтей

План:

1. Неньютоновские или аномальные жидкости.
2. Определение КИН для залежи с высоковязкими нефтями.

Главные компоненты нефти. Физические свойства нефти. Неньютоновские жидкости. Проявление предельного градиента давления. Неньютоновский характер пластовых нефтей. Анализ промысловых данных по залежам Азербайджана. Разработка залежей с аномальными свойствами нефти. Закачке холодной воды в пласт. Определение показателей разработки месторождений с аномальными нефтями. Оценка степени влияния вязкости пластовой нефти на КИН. Анализ проектных значений КИН месторождений.

Геолого-физические условия и системы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Узбекистана

План:

1. Нефтегазоносные регионы Узбекистана.
2. Гидродинамические характеристики водонапорных систем Узбекистана.
3. Факторы влияющие на динамику добычи нефти и газа.
4. Факторы влияющие на КИН.

Нефтегазоносные регионы Узбекистана. Распределение месторождений углеводородов по нефтегазоносным регионам Республики Узбекистан. Гидродинамические характеристики водонапорных систем Узбекистана. Геолого-физические условия месторождений. Метод и система разработки месторождений. Условия реализации процесса. Динамика добычи нефти и газа. Эффективность процесса вытеснения нефти водой из нефтеносных пластов. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. Опыт разработки нефтяных залежей.

СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ МОДУЛЯ

На практических занятиях у слушателей закрепляются изученные теоретические основы добычи нефти и газа, решаются практические задачи. Полученные знания и навыки подкрепляются по учебникам и учебным пособиям, лекционным материалам, научным статьям и тезисам пользоваться раздаточным материалом.

1-ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ

Пример определения оптимального интервала перфорации, предельного безгазового и безводного дебита скважины

План:

1. Определить предельный безгазовый дебит скважины.
2. Определить предельный безводный дебит скважины.

2-ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ

Определение начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения нефти водой

План:

1. Основные расчетные зависимости определения извлекаемых запасов нефти.
2. Определить начальные извлекаемые запасы нефти месторождения Андиган.

3-ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ

Определение давления разрушения (песчаники) и смыкания трещин (известняки) горных пород продуктивных горизонтов, залегающих на больших глубинах с аномально высоким пластовым давлением

План:

1. Определить давление разрушение коллектора.
2. Определить давление смыкания трещин коллектора.

4-ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ

Применение тепловых методов при разработке высоковязких нефтяных месторождений

План:

1. В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода.
2. В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода.

5-ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ

Расчет основных показателей разработки нефтяных залежей при водонапорном режиме

План:

1. Пример расчета показателей разработки залежей на стадии проектирования.
2. Расчет технологических показателей разработки залежи.
3. Пример расчета показателей разработки залежи в водный период.

Форма обучения

Форма обучения отражает такие внешние стороны учебного процесса, как способ его существования: порядок и режим; способ организации обучения: лекция, семинар, самостоятельная работа и др; способ организации совместной деятельности обучающего и обучающихся: фронтальная, коллективная, групповая, индивидуальная.

При обучения важным является выбор формы организации учебной деятельности участников:

- Коллективная – коллективное, совместное выполнение общего учебного задания всеми студентами. Характер полученного результата: итог коллективного творчества.
- Групповая – совместное выполнение единого задания в малых группах. Характер полученного результата: итог группового сотрудничества на основе вклада каждого.
- Индивидуальная – индивидуальное выполнение учебного задания. Характер полученного результата: итог индивидуального творчества. Обычно предшествует групповой работе.

Критерии оценки

№	Критерии оценки	Балл	Максимальный балл
1	Кейс	1.5 балла	2,5
2	Самостоятельная работа	1.0 балла	

II. ИНТЕРАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБУЧЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДУЛЕ КЕЙС-СТАДИ

«Кейс-стади» (**Case-study**) – это система обучения, основывающаяся на анализе, решении и обсуждении реальных и смоделированных (вымышленных) ситуаций. Метод «кейс-стади» интегрирует в себе технологии развивающего обучения, включая процедуры индивидуального, группового и коллективного развития, и формирования различных личностных качеств обучаемых.

Под методом «кейс-стади» понимается активный метод обучения, основанный на организации преподавателем в группе обучающихся обсуждения задания, представляющего собой описание конкретной ситуации с явной или скрытой проблемой.

Кейс-стади (от англ. слова *case* – реальная ситуация) – метод конкретных реальных ситуаций.

Сущность кейс-стади – изучение общих закономерностей на примере анализа конкретных случаев.

Что такое кейс? Кейс – это жизненная история, включающая в себя необходимую информацию: для принятия решения, для разрешения конфликта или проблемы, которая может быть предложена для обсуждения в группе и выявления позиций слушателей по существу вопроса.

Особое место в организации обсуждения и анализа кейса принадлежит использованию метода генерации идей, получившего название «мозговой атаки» или «мозгового штурма». В процессе обучения «мозговая атака» выступает в качестве важнейшего средства развития творческой активности участников.

Критерии оценки кейсов:

грамотное решение проблемы;	новизна и неординарность решения проблемы;	краткость и четкость изложения теоретической части;	качество оформления решения проблемы;	этика ведения обсуждения (дискуссии).
-----------------------------	--	---	---------------------------------------	---------------------------------------

«Мозговая атака» включает в себя три фазы.



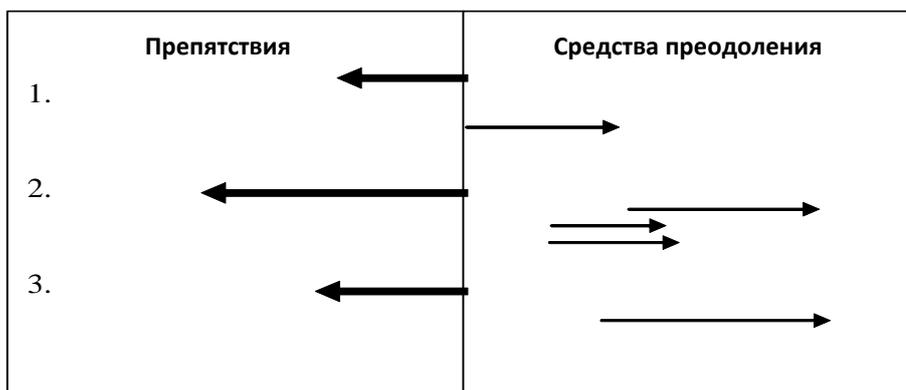
Пример занятия по методу «Кейс-стади»



АССЕССМЕНТ

Ассесмент– процедура оценки деловых качеств, знаний, умений и навыков, объединенных понятием «компетенция». Ассесмент включает в себя различные методы оценки (деловые игры, тесты, интервью, опросы), позволяющие определить уровень компетенций в каком-либо вопросе.

Пример. Каждые правильные ответы в ячейки оценивается по 5 или 1-5 баллов
График "Анализа сил"



Правило создания графика «Анализа сил»

Чертится ось координаты, где стрелкой (силовой вектор) влево обозначаются факторы препятствующие общему развитию предприятия или осуществлению конкретного бизнес проекта. Размеры стрелок должны соответствовать степени воздействия на проблему и их серьезность.

Потом, в противоположной стороне стрелками изображаются противоборствующие этим силам средства. Их количество должно быть на таком уровне, чтобы можно было вывести их результирующее значение.

В общем, это считается способом относительной оценки соотношения сил, которые в дальнейшем должны разделяться и уточняться.

Технологии нефтедобычи

Нефть добывают различными способами. Выбор способа зависит от особенностей месторождения и его рентабельности:

Схематически добычу нефти методом газлифта можно изобразить так: под давлением закачивают газ (например, углекислый), который вытесняет нефть из пласта. Вытесненная нефть добывается традиционной установкой насосно-компрессорного типа.

Гидродинамическое моделирование

Преимущество

Математическое описание механизма процессов извлечения нефти. Возможность учета влияния особенностей геологического строения, систем разработки, физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов на технологические показатели разработки. Расчет КИН с учетом всех необходимых технико-экономических критериев

Гидродинамическое моделирование дает возможность определения оптимального варианта разработки месторождений из нескольких вариантов

Недостатки

Отсутствие комплекса необходимых исходных данных для построения гидродинамической модели, особенно на начальных стадиях разработки месторождений

38

II. МАТЕРИАЛЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Геолого-физические условия и особенности разработки подгазовых нефтяных залежей (2 часа).

План:

1. Опыт разработки подгазовых нефтяных залежей.
2. Системы разработки нефтяных объектов с газовой шапкой и краевыми (подошвенными) водами.

Ключевые слова и определения: разработка, газовые залежи, свободный газ, газовая шапка, оторочка, нефтяная оторочка.

Опыт разработки показывает, что в подгазовых зонах целесообразно выделить две подгруппы: газовые залежи с нефтяной оторочкой и газонефтяные или нефтегазовые объекты (расположенные в Бухаро-Хивинской и Ферганской областях). Подгазовые нефтяные объекты Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области приурочены к верхнеюрским отложениям, представленным келловей-оксфордским и кимеридж-титонским ярусами. Отложения келловей-оксфорда представлены известняками серыми, темно-серыми, крепкими, трещиноватыми с прослоями ангидритов, глин и мергелей, где выделяются XVI, XV-а и XV продуктивные горизонты.

Подгазовые нефтяные объекты Ферганской нефтегазоносной области приурочены в основном к V, VII и VIII горизонтам туркестанских, алайских и бухарских слоев палеогена. Коллекторами являются известняки, доломиты, местами сульфатные породы (трещиноватые ангидриты). Разработка месторождений с подгазовыми нефтяными объектами очень специфична, что обусловлено наличием в одной залежи фактически двух изолированных залежей – нефтяной зоны и газовой шапки.

Условия залегания нефти и свободного газа в подгазовых нефтяных объектах обычно характеризуются:

- наличием в одном коллекторе двух изолированных между собой скоплений нефти и свободного газа;
- близостью расположения водо- и газо- нефтяного контактов, то есть малой толщиной нефтяной оторочки;
- практически неизменными в процессе разработки контурами залежи (в плане);
- практически равномерным распределением пластовой энергии по площади нефтеносности;
- равенством начального пластового давления и давления насыщения нефти газом.

Перечисленные особенности существенно отличают технологию разработки подгазовых нефтяных объектов и методы ее проектирования от технологии разработки нефтяных залежей. Кроме этого различные подходы используются также при разработке подгазовых нефтяных объектов с подошвенной и краевой водой.

Главное различие этих видов залежей заключается в следующем: в подгазовых нефтяных объектах с подошвенной водой начальные и текущие водонефтяные и газонефтяные контакты соизмеримы, а чисто нефтяная зона в них практически отсутствует. Оторочки такого типа обычно приурочены к пластам значительной толщины, превышает толщины нефтяного слоя, при относительно небольших углах наклона пласта.

В подгазовых нефтяных объектах с краевой водой границу разделов нефть-вода и газ-нефть можно свести в плане к контурам. Объекты с краевой водой обычно приурочены к пластам небольшой толщины и большим углам наклона.¹

¹ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010 5 p.

Различия в строении двух выделенных видов подгазовых нефтяных объектов определяют существенную разницу в решении вопросов их разработки. В первую очередь это проявляется в установлении технологических режимов работы нефтяных скважин (кроме прилегающих к газовой шапке и к контуру нефть-вода) может быть задан режим работы, характерный для обычных нефтяных объектов. Поэтому фактические показатели разработки нефтегазовых и газонефтяных объектов мало отличаются от показателей эксплуатации чисто нефтяных залежей.

На залежах с газовой шапкой и подошвенной водой абсолютное большинство нефтяных скважин должно работать, исходя из предотвращения преждевременных прорывов воды и (или) газа к забоям. Поэтому для нефтяных оторочек характерны низкие темпы отбора нефти, что предопределило низкие значения конечного коэффициента извлечения нефти (0,10-0,15).

На практике применяются различные системы разработки нефтяных объектов с газовой шапкой и краевыми (подошвенными) водами, которые в основном отличаются порядком ввода в эксплуатацию нефтяной и газовой зоны и способом воздействия на пласт:

1. опережающая разработка нефтяной части без поддержания пластового давления с расширением газовой шапки;
2. опережающая разработка нефтяной части без поддержания пластового давления с контролируемым отбором газа из газовой шапки, обеспечивающим заданное положение газонефтяного контакта;
3. одновременная разработка нефтяной части и газовой шапки без поддержания давления;
4. опережающая разработка газовой шапки при неограниченном отборе газа;
5. опережающая разработка нефтяной части при поддержании пластового давления путем законтурного (приконтурного) нагнетания воды;
6. одновременная разработка нефтяной части и газовой шапки в условиях законтурного (приконтурного) заводнения;
7. барьерное заводнение, предусматривающее вытеснение нефти и газа водой, нагнетаемой вблизи нефтегазовой зоны;
8. разрезание нефтегазовой залежи на блоки самостоятельной разработки;
9. сочетание барьерного заводнения с другими способами воздействия на продуктивный коллектор;
10. закачка газа в газовую шапку;
11. сочетание закачки газа в газовую шапку с заводнением.

В настоящее время в объектах Узбекистана накоплен определенный опыт разработки подгазовых нефтяных залежей. В различных масштабах внедрены и опробованы многие системы разработки из вышперечисленных.

Основные положения проектов разработки практически для всех нефтяных оторочек региона сводятся к следующему:

1. Нефтяные оторочки разрабатываются при естественном режиме истощения.
2. Плотность сетки скважин находится в пределах 25 – 40 га/скв.
3. Газовые шапки во всех нефтяных оторочках консервируются до полной выработки запасов нефти.
4. Рассчитаны безгазовые и безводные дебиты скважин, а также предельно допускаемые депрессии на пласт.
5. В качестве мер по интенсификации добычи нефти предусматривалось в основном проведение солянокислотных обработок.

При разработке нефтяных оторочек Узбекистана по этим принципам относительно высокие результаты, с ожидаемым конечным коэффициентом извлечения до 0,3, получены при внедрении системы разработки с консервацией и регулируемым отбором газа из газовой шапки. Худшие результаты – при опережающем отборе газа из газовой

шапки, например на месторождении Карим коэффициент извлечения нефти составил всего 0,17 %. Промежуточное положение занимает система разработки с опережающей выработкой нефтяной оторочки с последующим нерегулируемым отбором газа из газовой шапки. Ожидаемое значение конечного коэффициента извлечения нефти при этом составляет 0,1-0,15.

Полученные результаты реализации различных систем разработки на объектах Узбекистана подтверждают основные положения ранее выполненных научных исследований в этих работах на основе теоретических исследований и обобщения опыта разработки нефтяных оторочек (на естественном режиме). Были сделаны следующие выводы:

- наиболее низкое значение коэффициента извлечения нефти характерно для разработки с неограниченным отбором газа из газовой шапки и попутной добычей нефти (при этом значительная часть нефти из оторочки может перемещаться в газонасыщенную часть пласта и безвозвратно теряться);

- более высокий конечный коэффициент извлечения нефти достигается по тем залежам, где нефть из оторочек извлекается за счет внедрения пластовой воды с регулируемым отбором газа газовой шапки.

При проектировании разработки нефтегазового месторождения с подошвенной водой необходимо решить задачу определения безводного и безгазового дебита, не вызывающего прорывов конусов газа и воды.

На практике наиболее широкое исследование нашел метод предложенный Ю.И. Стеглянина и А.П. Телкова.

Необходимо отметить, что все методики расчета оптимального интервала перфорации и дебита скважин предложены для подгазовых нефтяных объектов с однородными коллекторами, не содержащими непроницаемых прослоев. Однако в объектах Западного Узбекистана довольно часто наблюдаются случаи, когда нефтяные оторочки приурочены коллектором, представленным переслаиванием проницаемых и непроницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 1,5 м.

В подобных случаях рекомендуется поочередная выработка запасов из каждого проницаемого прослоя по системе “снизу – вверх”. В начальной стадии эксплуатации скважин в разрезе которых присутствуют непроницаемые прослои, рекомендуется перфорировать продуктивный интервал под этими прослоями.²

Опыт работы скважин нефтяных оторочек Узбекистана показывает, что эффективная нефтенасыщенная толщина является очень важным, но все же не единственным фактором, определяющим время прорыва свободного газа и подошвенных вод к забоям добывающих скважин. Значительную роль в этом процессе играет наличие или отсутствие непроницаемых перемычек между проницаемыми продуктивными прослоями, а также, между газовой шапкой, нефтяной оторочкой и подошвенными водами.

² Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 12 p.

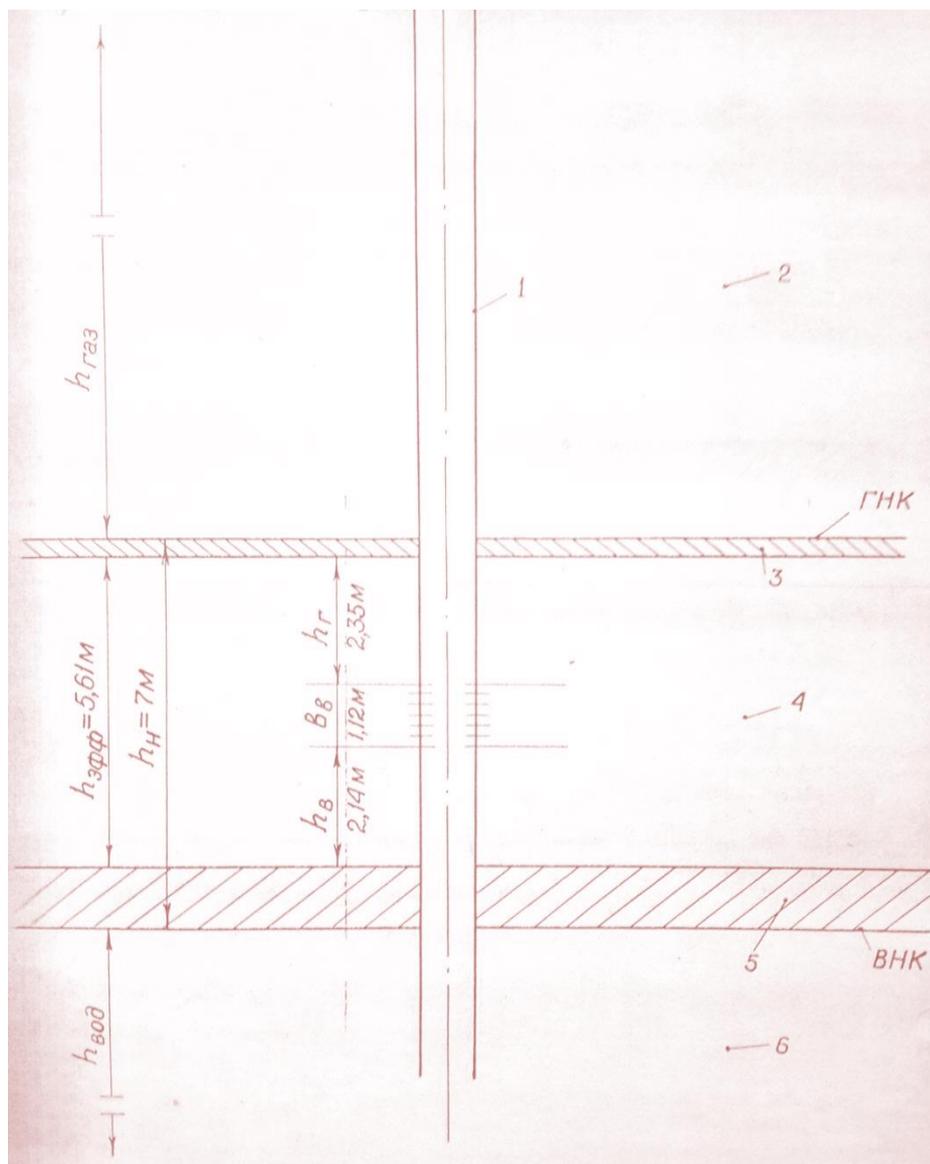


Рис. 1.1. Схема расположения оптимального интервала перфорации нефтяной оторочки месторождения Карим рассчитанный по методу Ю.И. Стеглянина и А.П. Телкова

1 – скважина, 2 – газовая шапка, 3 – переходная зона нефть-газ, 4 – нефтяная часть, 5 – переходная зона вода-нефть, 6 – подошвенная вода.

В случае отсутствия развитой вертикальной трещиноватости и при надежном разобщении различных пропластков может сказаться, что скважины, расположенные в пределах распространения незначительной нефтенасыщенной толщины, смогут функционировать в условиях так называемого “безгазового” и “безводного” дебита нефти значительно более долгий период, чем это представляется в настоящее время.

Контрольные вопросы:

1. На чем основаны разработки подгазовых нефтяных залежей?
2. Системы разработки подгазовых нефтяных залежей.
3. Основные положения проектов разработки нефтяных оторочек
4. Как размещаются скважины при проектировании разработки нефтяных оторочек?
5. При каких системах разработки нефтяных оторочек наиболее низкое значение коэффициента извлечения

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 908 p.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 1569 p.
3. Закиров С.Н., Рошин А.А. Особенности разработки нефтегазоконденсатных залежей при безгазовых дебитах скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – С. 14-19.
4. Закиров С.Н. Рошин А.А. Разработка нефтяных оторочек при сверхкритических дебитах скважин по газу // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – С. 30-35.

Геолого-физические условия и особенности системы разработки месторождений прибортовых зон (2 часа).

План:

1. Ферганской нефтегазоносной области прибортовых зон.
2. Особенности системы разработки месторождений прибортовых зон.

Ключевые слова и определения: месторождение, Ферганская нефтегазоносная область, горизонт, коллектор, нефть.

В строении месторождений прибортовых зон 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.

Характерной особенностью распределения залежей углеводородов является значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения неогена и палеогена практически только нефтеносны, а скопления свободного газа представлены газовыми шапками и единичными газовыми залежами, то в меловых и юрских отложениях развиты преимущественно газовые и газоконденсатные залежи.

Залежи нефти в карбонатных коллекторах (известняки и доломиты) приурочены к V, VI, VII, VIII, IX горизонтам палеогеновых отложений, в терригенных коллекторах (песчаники, алевролиты) к ККС, БРС, I, III, IV горизонтам неогеновых отложений.

Нефти палеогеновых и неогеновых отложений в основном легкие, малосернистые, парафинистые, высокосмолистые. Вязкость пластовых нефтей небольшая – 0,5-6,0 мПа·с, начальная газонасыщенность от 2-5 до 100-150 м³/т (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Литолого-петрографическая характеристика коллекторов и физико-химические свойства пластовой нефти основных залежей прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мкм ²	Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Давление насыщения газом, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м ³
Андижан	V	0,050	20	70	6,0	48	2,20	850
Ходжаабад	VII	0,400	22	76	4,0	60	4,00	830
	VIII	0,310	25	70	10,0	100	6,05	858
Северный Сох	VIII	0,180	18	66	9,0	249	1,13	765
Южный Аламышик	V+VI	0,120	15	70	4,0	75	1,5	830
	VII	0,150	18	64	4,0	70	2,00	832
Палванташ	V+VI	0,360	23	80	6,0	100	4,00	858
Западный Палванташ	V+VI	0,325	15	80	11,0	109	0,70	844
	VIII+IX	0,120	10	88	17,2	III	4,60	870

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых (10-15)·10³ м, ширина не превышает (2-3)·10³ м, углы падения пластов 20-30° и более. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу. В

случаях осложненности их нарушениями наблюдаются тектонически экранированные залежи (Палванташское, Андижанское, Ходжаабадское). Известно также значительное число стратиграфически экранированных залежей. Подобные залежи известны на Южно-Аламышинском (пласты V, VI, VII), Ходжаабадском (пласты V и VI) и других месторождениях. Литологически экранированные залежи в регионе имеют ограниченное распространение (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Структурно-стратиграфическая характеристика основных залежей нефти прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области

Месторождение	Пласт	Глубина залегания, м	Тип залежи	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, К	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
Андижан	V	800	пластовый, сводовый с тектоническим экраном	8,0	313,15	9,0
Ходжаабад	VII	775		7,2	310,15	19,0
Ходжаабад	VIII	1100		11,5	323,15	10,0
Северный Сох	VIII	1500	пластовый сводовый	15,0	327,15	13,0
Южный Аламышик	V+VI	350	пластовый, сводовый со стратиграфическим экраном	5,7	303,15	7,0
	VII	640	пластовый, сводовый с тектоническим экраном	5,0	304,15	10,0
Палванташ	V+VI	660	пластовый, сводовый со стратиграфическим экраном	7,5	311,15	19,0

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

Месторождения прибортовых зон помимо вышеперечисленных особенности технологического характера. Все объекты разбуривались по ползущей системе, скважины размещались по треугольной сетке. Продолжительность разбуривания составила в основном 5-7 лет.³

Основные же особенности разработки этой группы залежей связаны с процессом их заводнения.

Освоение основных месторождений Ферганской впадины начиналось в 1940-1950 гг. Они были своеобразным полигоном испытания новых технологий и систем разработки. Были реализованы различные системы заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное – площадное, очаговое и др. модификации), впервые в СНГ осуществлен перепуск газа с одновременной закачкой газа, объединение в один объект разработки по 2-3 пласта, применение плотной сетки скважин (до 3-5 га/скв.) и т.д.

³ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. –13-16p.

Таблица 2.3

Сведения о режимах работы основных залежей нефти

Месторождение	Пласт	Пластовое давление, МПа		Давление насыщения нефти газом, МПа	Дата начала воздействия год	Связь с законтурной областью	Преобладающий вид пластовой энергии
		начальное	на начало заводнения				
Палванташ	V+VI	7,0	1,0	6,0	1962	затруднена	энергия газа
	VII	8,0	3,4	6,7	1963		
	VIII	8,5	-	6,0	-		
Андижан	V	8,0	3,4	6,0	1963	хорошая	напор вод
	VII	8,5	-	6,0	-		
Ходжаабад	VII	8,0	3,8	4,0	1964	хорошая	напор вод
	VIII	12,0	5,3	10,0	1954		
Южный Аламышик	V+VI	5,7	2,0	4,0	1952	затруднена	энергия газа
	VII	5,6	2,0	4,0	1954		
Западный Палванташ	V+VI	21,6	14,0	11,0	1964	хорошая	напор вод
	VII	8,5	-	6,0	-		
	VII+IX	26,9	16,0	17,2	1965		
Северный Сох	VIII	15,0	8,9	9,0	1961		

Эти месторождения в настоящее время находятся в завершающей стадии разработки, что позволяет оценить технико-экономическую эффективность принятых в то время технологических решений.

Из-за близких значений начального пластового давления нефтяных залежей прибортовых зон и давления насыщения нефти газом, а также в связи с поздним применением систем заводнения, малой активностью контурных вод, которые чаще всего существенного влияния на процесс разработки не оказывали, подавляющая часть нефтяных залежей работала в начальной стадии разработки в режиме растворенного газа (табл. 2.3).

Впервые законтурное заводнение было осуществлено в 1952 году при разработке залежи V+VI пластов месторождения Южный Аламышик.

Впоследствии этот вид заводнения был освоен на 15 залежах Ферганской нефтегазоносной области.

Для осуществления законтурного заводнения под нагнетание воды обычно осваивали разведочные и обводнившиеся нефтяные скважины. Приемистость нагнетательных скважин в период освоения колебалась в значительных пределах: от 5,1-28,8 до 59-300 м³/сут. 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, давления на устье нагнетательных скважин повышали на 2-8 МПа.

Эффективность законтурного заводнения, применяющегося на залежах Ферганской нефтегазоносной области, несмотря на ряд факторов, благоприятствующих его применению (малые размеры залежей, небольшое соотношение вязкости нефти и воды), оказалось невысокой из-за:

- плохой гидродинамической связи залежи нефти с законтурной зоной, из-за резкого ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта в области начального водонефтяного контакта (ВНК). Указанный фактор затруднял освоение проектного фонда нагнетательных скважин. В результате этого нагнетательные скважины охватывали лишь отдельные, небольшие по протяженности участки периметра ВНК, и заводнение носило очаговый характер;

- значительной неоднородности продуктивных пластов, обусловленной наличием тектонических и литологических экранов, обширных зон размыва и выклинивания.

Под действием этого фактора влияния закачки испытывали небольшие участки залежи, а чаще всего лишь отдельные добывающие скважины. Перераспределение давления происходило крайне медленно и неравномерно, рост его отмечался, в основном, в зонах закачки, тогда как центральные участки залежей продолжали разрабатываться на режиме истощения;

- большого различия в проницаемости трещин и матриц коллекторов, что не позволяло посредством увеличения давления нагнетания (объема закачки) охватить всю залежь влиянием заводнения.

При повышении давления нагнетания большая часть закачиваемой воды уходила в законтурную область или по системам сообщающихся трещин проникала вглубь залежей, преждевременно обводняя добывающие скважины. Вытеснив небольшое количество нефти из более или менее проницаемых трещиноватых прослоев, закачиваемая вода впоследствии продвигалась по этому же пути, изолируя участки залежи с низкой проницаемостью.⁴

В период 1960-1965 гг. с целью интенсификации процесса заводнения на многих залежах широко внедрялся процесс переноса линии нагнетания от начального к текущему контуру нефтеносности и освоение различных видов внутриконтурного заводнения. В результате перехода от законтурного к различным видам внутриконтурного заводнения в объектах воздействия стабилизировалось пластовое давление, возросли годовые отборы нефти.

Внедрение внутриконтурного заводнения позволило по многим залежам повысить эффективность использования закачиваемой воды за счет исключения утечки ее в законтурную зону, стабилизировать давление в тех зонах залежи, которые при законтурном заводнении не испытывали влияния закачки воды, охватить влиянием закачки тектонически или литологически экранированные участки залежи.

⁴ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 18-21 p.

Таблица 2.4

Сведения о методах заводнения на основных залежах нефти

Месторождение	Пласт	Начало заводнения, год	Первоначальная система заводнения	Совершенствование заводнения	
				Год изменения	Внедренная система
Палванташ	V+VI	1962	внутриконтурная, площадная	–	–
Андижан	V	1963		1966	внутриконтурная, площадная
Ходжаабад	VII	1964	внутриконтурная, площадная	–	приконтурная, очаговая
	VIII	1954	законтурная	1960	внутриконтурная, площадная
Южный Аламышик	V+VI	1953		1957	внутриконтурная, очаговая
	VII	1954		1964	
Западный Палванташ	V+VI	1964		1960	внутриконтурная, площадная
	VIII+IX	1965	внутриконтурная, площадная	–	–
Северный Сох	VIII	1961	законтурная	1968	законтурная + внутриконтурная

Таблица 2.5

Основные показатели и результаты расчетов КИН, объектов разработки месторождения Андижан

№	Показатели	ККС	I	III	Горизонт V	Горизонт 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» коэффициент корреляции – на период разработки с заводнением	-10226 0,9865	-2560256 0,9915	-1796249 0,9980	-549908 0,9991	-71367 0,992
	«с» «d» коэффициент корреляции	– – –	3036,9 -13663695 0,9998	3050 -291647 0,9494	1543,4 -920895 0,9999	– – –
12	Проектный коэффициент извлечения нефти (утвержденный при подсчете извлекаемых запасов), %	42,53	42,31	38,00	64,01	65,93

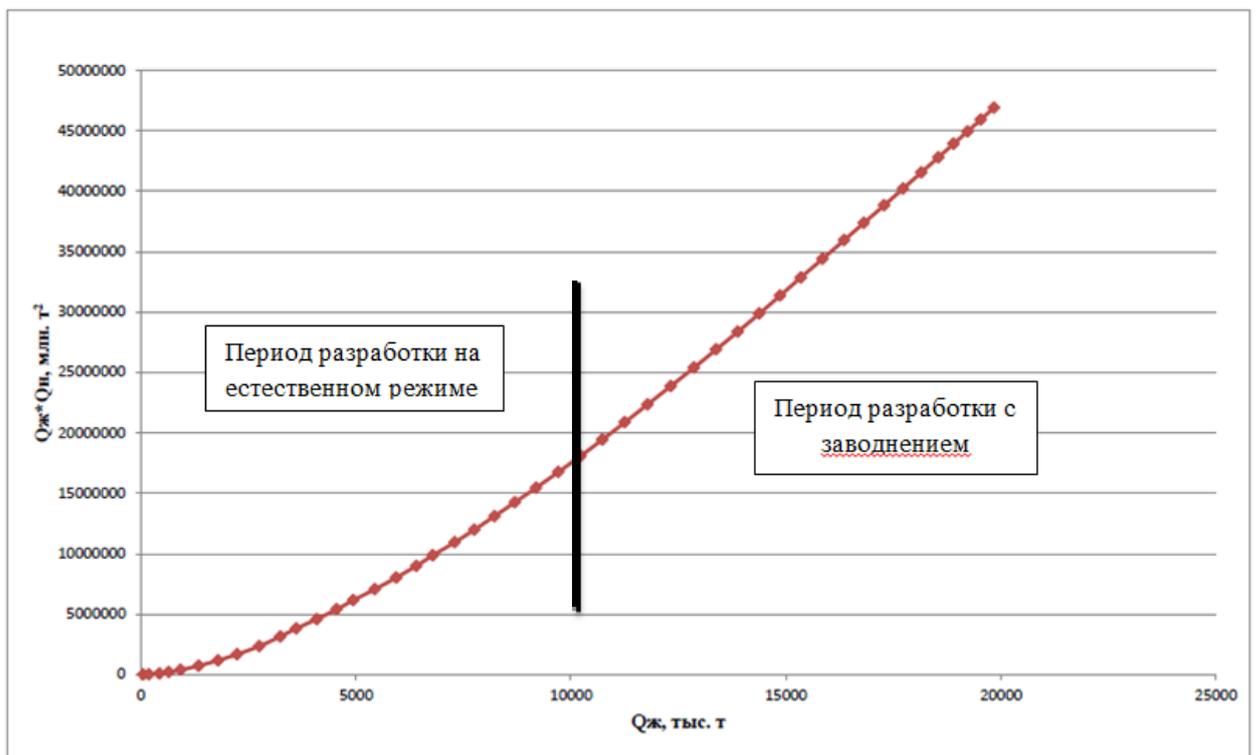


Рис. 2.1. Характеристика вытеснения нефти водой I пласта месторождения Андижан

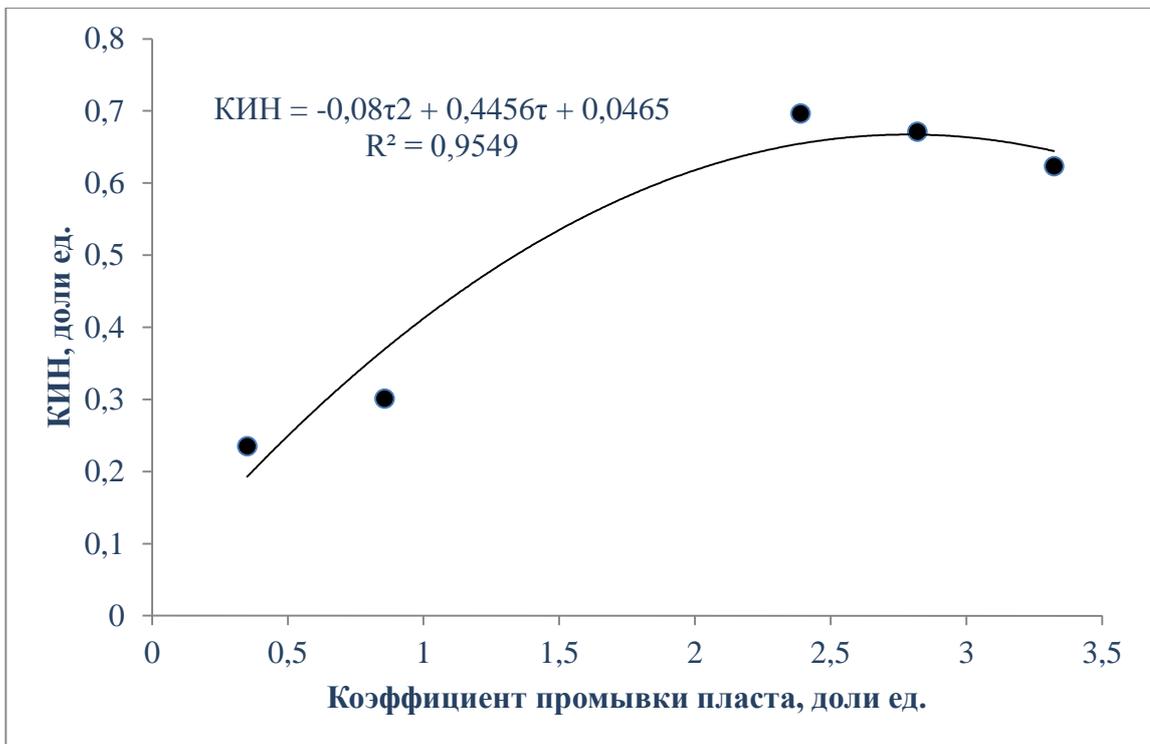


Рис. 2.2. Зависимость коэффициента извлечения нефти от коэффициента промывки пласта

Из приведенной зависимости следует, что при применении заводнения необходимо обеспечить определенную величину промывки пласта, величина которой для геолого-физических условий и системы разработки объектов месторождения Андиган колеблется в пределах 2,0-2,5. Дальнейшее увеличение величины этого показателя приводит к некоторому снижению эффективности заводнения.

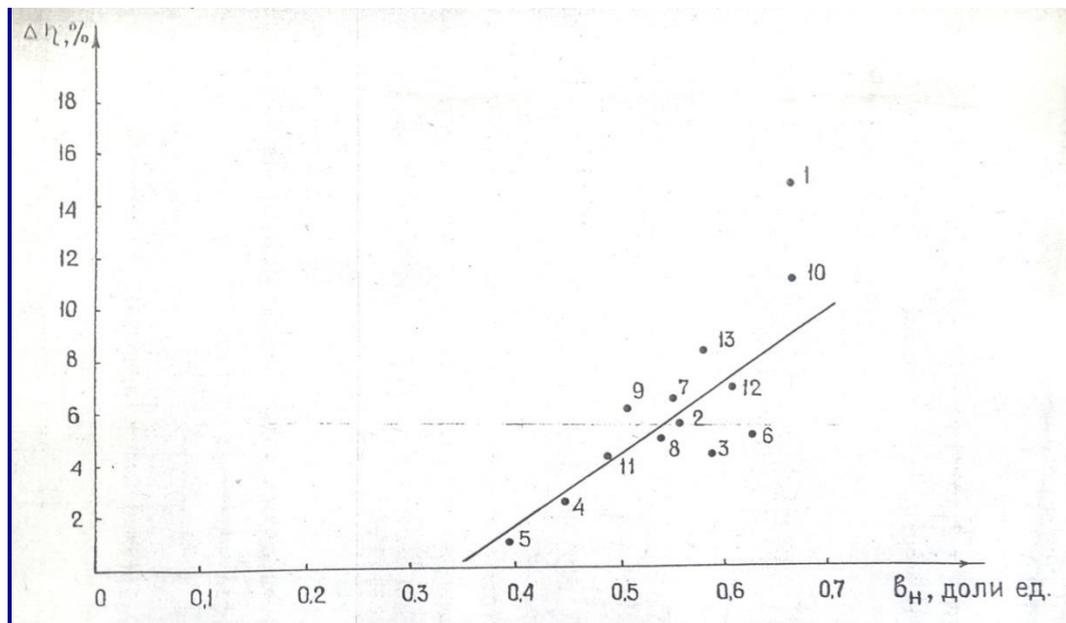


Рис. 2.3. Зависимость прироста конечного коэффициента извлечения нефти ($\Delta\eta$) от значения нефтенасыщенности на момент начала заводнения (b_n)

Из данной зависимости можно сделать следующие выводы:

- заводнение нефтяных залежей необходимо начинать на возможно более ранней стадии;

– эффект от заводнения будет уменьшаться по мере снижения значения нефтенасыщенности коллектора.

Заводнение, видимо, будет вообще неэффективным, если начало его применения совпадет со значением нефтенасыщенности – 35,8 %.

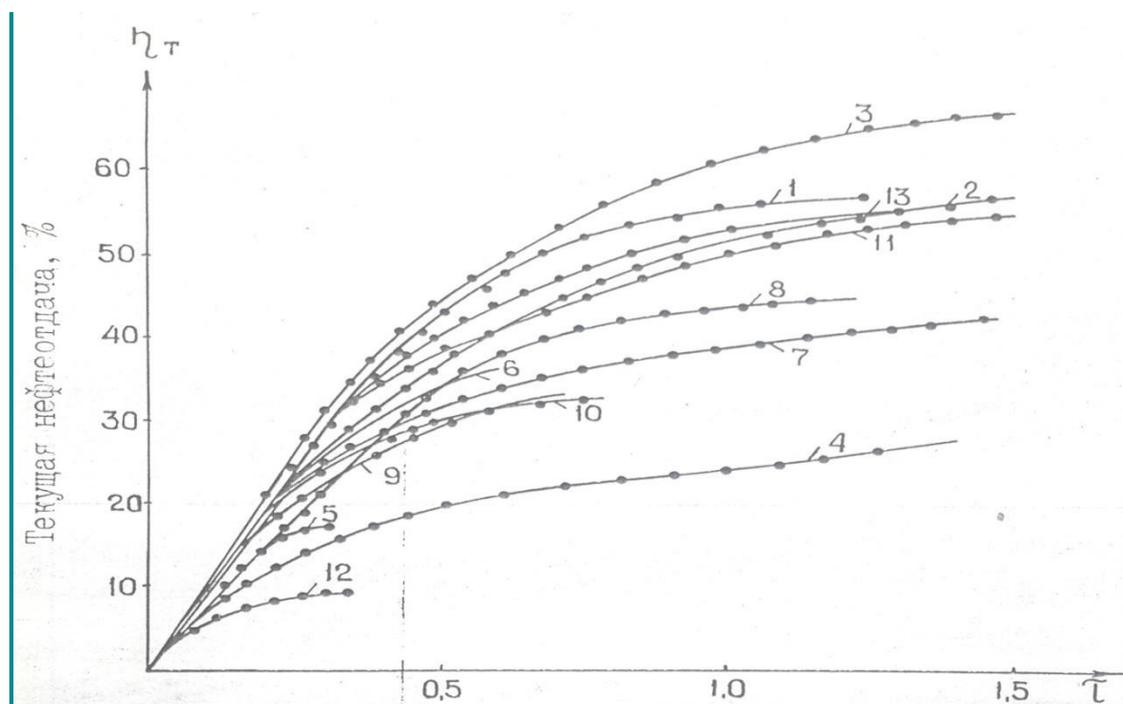


Рис. 2.4. Количество внедрившейся в залежь воды, выраженное как отношение жидкости, отобранной из залежи, к начальным геологическим запасам в пластовых условиях
1, 3, 4 – месторождения Палванташ пласты V+VI, VII, VIII; 2, 11 – Андижан пласты V, VII; 5, 6 – Южный Аламышик пласты V+VI, VII; 7, 8 – Ходжаабад пласты VII, VIII; 9, 10, 12 – Западный Палванташ пласты VIII+IX, V+VI, VII; 13 – Северный Сох пласт VIII.

Практика разработки месторождений углеводородов показывает, что имеется ряд теоретических вопросов, которые поначалу казались ясными и абсолютно доказанными, но в процессе эксплуатации залежей их эффективность, вызвала сомнения. Одним из таких вопросов в теории разработки месторождений углеводородов является объединение пластов в единый объект эксплуатации и увеличение работающей толщины пласта путем прострела нескольких интервалов с целью повышения темпов отбора и технико-экономических показателей.

Правомочность этих сомнений подтверждается еще и тем, что теоритическими и промысловыми исследованиями проведенных авторитетными учеными в области разработки нефтяных и газовых месторождений получены прямо противоположные выводы о целесообразности объединения нескольких пластов в единый объект эксплуатации.

Объединение в один объект разработки нескольких продуктивных пластов повышает технико-экономические показатели разработки многопластового месторождения.⁵

⁵ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 19-23 p.

Как известно данная точка зрения ученых и специалистов сложилась вследствие следующих аргументов:

- обеспечивается ускоренная доразведка геологического строения одновременно всех пластов;
- обеспечивается реализация плотной сетки скважин на каждую залежь, что благотворно сказывается на КИН;
- обеспечиваются повышенные начальные дебиты скважин, что сопровождается сокращением числа скважин, на разработку месторождения;
- обеспечивается возможность более эффективного использования фонда скважин, например, обводненность скважины по одному из пластов не делает ее непригодной для дальнейшей эксплуатации вследствие исключения и дренирования обводненного пласта;
- обеспечивается снижение капитальных затрат на бурение и обустройство скважин, что приводит к улучшению технико-экономических показателей разработки многопластового месторождения в целом.

Критериями объединения нескольких пластов в единый объект разработки являются:

- небольшое различие коллекторских свойств продуктивных пластов;
- небольшая расстояние между объединяемыми пластами;
- близость начальных пластовых давлений;
- небольшая разница в свойствах пластовых флюидов;
- небольшая толщина продуктивных пластов, разработка которых может быть экономически нерентабельной или нецелесообразной;
- создание системы контроля и регулирования процесса нефтеизвлечения.

При этом особо отмечается, что не создавая надежную системы контроля и регулирования выработку запасов невозможно обеспечить высокие технико-экономические показатели разработки при объединении пластов.

Однако, реализация данной системы разработки на многопластовых месторождениях привело и осложнениям в разделе добываемой продукции скважин по пластам, трудностям в системе контроля регулирования процесса нефтеизвлечения, потери нефти по отдельным пластам и снижению коэффициента извлечения нефти в целом по месторождению.

Опыт разработки объектов Ферганской впадины показывает, 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 пластах.

Полученные результаты подтверждают выводы аналогичных исследований в России. 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.⁶

Полностью отрицать совместную разработки пластов одним фильтром нельзя по экономическим соображениям. Однако создание системы совместной разработки пластов требует серьезной проработки многих возможных вариантов, анализа и полного учета особенностей геологического строения месторождения.

⁶ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 25-28 p.

Проблема эффективности объединения нескольких пластов в единый объект разработки, актуально и для газовых и газоконденсатных месторождений. В связи с этим рассмотрим промысловые эксперименты проведенные на ряде газоконденсатных месторождениях.

Уникальность проведенных промысловых экспериментов заключается в том, что в процессе испытания различных интервалов (пропластков) в разрезах скважин были проведены газодинамические исследования (ГДИ), а в процессе ввода скважин в эксплуатацию в целях увеличения их дебита 2-3 интервала были объединены в единой объект и повторно проведены газодинамические исследования. В результате чего, появилась возможность оценить дебит и продуктивность скважин как отдельных пропластков так и после объединения их в единый эксплуатационный объект.

Таблица 2.6

Основные параметры продуктивных пластов

Параметры	Един. Измер.	Месторождение, горизонт		
		Северный Нишан, XVI+XVa+XV	Бешкент, XV+XVa	Северный Гузар, XV-P+XV-HP
Средняя глубина залегания	м	3620	3270	2892
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	31,8	39	26,1
Коэффициент пористости	доли единиц	0,10	0,055	0,103
Начальное пластовое давление	МПа	54,96	57,34	32,71
Начальная пластовая температура	°C	127,4	117	112,7
Проницаемость коллектора	мкм ²	0,065	0,010	0,145
Относительная плотность газа		0,669	0,660	0,760

Продуктивные горизонты этих месторождений сложены преимущественно плотными известняками серого и темно-серого цвета, плитчатыми и глубо плитчатыми, местами массивными, с прослоями пористых и мелкокаверновых известняков. Породы коллекторы присутствуют в виде прослоев толщиной от 0,6 до 7,6.

Для оценки эффективности объединения нескольких пластов (пропластков, интервалов) в единой объект эксплуатации сопоставляются дебиты или коэффициенты продуктивности скважин полученных для каждого пропластка с суммарным для объединенного объекта.

Дебит газа из каждого пропластка рекомендовано рассчитать по формуле:

$$Q_{пр} = \frac{2\pi kh \cdot P_{пл} (P_{пл} - P_{заб}) T_0}{\mu_r P_0 Z T_{пл} \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где $Q_{пр}$ – дебит газа пропластка; k – проницаемость пропластка; h – толщина пропластка; $P_{пл}$ – пластовое давление в пропластке; μ_r – вязкость газа в пластовых условиях; Z – коэффициент сверхсжимаемости пластового газа; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины; T_0 – нормальная температура; P_0 – нормальное давление; $T_{пл}$ – пластовая температура.

При этом дебиты всех пропластков рассматриваются как дебит скважины, полученный из всех пропластков, т.е. в зоне перфорации продуктивного горизонта. Таким образом, дебит скважины Q_0 должен быть равен сумме дебитов рассматриваемых пропластков, т.е.

$$Q_0 = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n.$$

Однако, опыт объединения двух и более пластов в один объект эксплуатации показывает, что фактически суммарный «объединенный дебит» скважины Q_ϕ всегда меньше суммы дебитов из каждого пласта, т.е. $Q_0 > Q_\phi$. Простое арифметическое сложение дебитов скважин каждого пласта может привести к ошибочным выводам об эффективности их объединения, т.к. они могут быть получены при различных депрессиях на пласт.⁷

Таблица 2.7

Результаты расчетов суммарного коэффициента продуктивности скважин

№ п/п	Месторождение	Скважинаинтервал, м	Коэффициенты продуктивности, тыс.м ³ /сут/Мпа			
			пропласто к 1	пропласто к 2	пропласто к 3	суммарная расчетная суммарная фактическая
1	Северный Гузар	1	78,45	91,65	-	$\frac{210,08}{80,05}$
2	Северный Гузар	5	141,34	181,51	40,05	$\frac{362,9}{161,8}$
3	Северный Нишан	1	13,05	15,49	-	$\frac{28,54}{14,25}$
4	Бешкент	1	46,45	25,87	28,81	$\frac{101,13}{35,87}$

В связи с этим Лысенко В.Д. для оценки эффективности объединения пластов предлагает суммировать их коэффициенты продуктивности, т.е. по скважинам суммируются коэффициенты продуктивности пластов, наблюдаемые при отдельной эксплуатации. При этом объединение пластов считается эффективным, если это приводит к увеличению коэффициента продуктивности скважин, наблюдаемым при отдельной эксплуатации пластов.

Объединение двух и более пропластков в геолого-физических условиях рассмотренных месторождений в единый объект эксплуатации не только приводит к снижению суммарной продуктивности скважины, оно становится ниже чем у самого продуктивного интервала от 10 до 30 %. При этом приток газа из менее продуктивных интервалов практически отсутствует.

Объединение нескольких пластов в единый объект может быть рассмотрен как крайняя мера при разработке месторождений представленных маломощными пластами, отдельная эксплуатация которых экономически нецелесообразна.

Контрольные вопросы:

1. Сколько метров составляет общая мощность осадочного покрова в прибортовой части впадины?

⁷ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 32-37 p.

2. В строении месторождений прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области принимают...?
3. Какие месторождения находятся прибортовых зон Ферганской нефтегазоносной области?
4. На чем основано зависимость коэффициента извлечения нефти от коэффициента промывки пласта?
5. Как определяется дебит газа каждого пропластка?

Использованные литературы:

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 908 p.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 1569 p.
3. Крейг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ. – М.: Недра, 1994.
4. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра – Бизнес – центр», 2005. – 607 с.
5. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Ибрагимов М.Х. Нефтеотдача месторождений межгорных впадин Средней Азии со сложными геолого-физическими условиями и пути ее увеличения. – Ташкент: Из-во. АН УзССР, 1992. – 44 с.
6. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Заводнение нефтяных месторождений с осложненными горно-геологическими условиями и пути повышения его эффективности. – Ташкент: Из-во АН Республики Узбекистан, 1992. – 60 с.

Проблемы и пути эффективной разработки глубокозалегающих залежей нефти (2 часа).

План:

1. Выбор системы разработки глубокозалегающих залежей нефти.
2. Особенности геолого-физических условий и разработки глубокопогруженных объектов.

Ключевые слова и определения: месторождение, нефть, структура, давление, залежь, разработка, коллектор.

Выбор системы разработки и их эффективность определяется геолого-физическими условиями, параметры которых для месторождений Узбекистана изменяются в очень широких пределах. Применение методов классификации объектов и обобщение опыта разработки месторождений Узбекистана показывают, что по отличию геолого-физических условий их можно объединить в четыре группы:

- залежи маловязких нефтей прибортовых зон (Ферганская впадина);
- залежи маловязких нефтей, находящихся в подгазовых зонах (Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область – с подошвенными водами, Ферганская впадина – с контурными водами);
- залежи маловязких нефтей глубокопогруженных горизонтов (Ферганская область);
- залежи высоковязких нефтей (Сурхандарьинская область).

В настоящее время в связи с уменьшением фонда перспективных структур на небольших глубинах (2500-3000 м) ежегодно увеличивается количество открываемых и вводимых в разработку месторождений нефти залегающих на больших глубинах. Согласно опубликованным работам в различных нефтегазоносных провинциях мира в интервале глубин 4500-8100 м уже разрабатывается более 1000 месторождений.

Нефтяные, газовые и нефтегазовые месторождения на больших глубинах открыты и разрабатываются в США (Паккет, Кояноса, Бастиэн Бей, Локридж, Гомес, Бэй, Маршан-Тимбалье, Бэй-Кайу-Айленд, Уэст-Делта, Гранд-Айл, Саут-Пасс и Бью Сейл), Франции (Мейон-Рус), Мексике (Кантарель, Бермудес), Италии (Малосса), Египте (Абу-Мади), Канаде (Дил-Бейси), Венесуэле (Лягунильяс), Ливии (Бу-Аттифель), Тринидаде, и Тобаго (Норте Марино-Сольдадо-Физабат, Тик), Аргентине (Мендоса, Санта-Крус). Немало месторождений, в которых нефть и газ залегают на глубинах 4500 – 7520м, открыты и на территории СНГ. Они выявлены в Предкарпатском и Предкавказском прогибах, Печорской и Днепровско-Донецкой впадинах, Оренбургском Приуралье, на Астраханском своде, в Каспийском море, Туркмении, Казахстане, Азербайджане и других районах.

Ряд месторождений на больших глубинах открыты в том числе и в Ферганской впадине Республики Узбекистан, они приурочены к различным тектоническим элементам: Майлису-Карагундайскому поднятию; Южному переходному поясу и Центрально-Ферганской мегасинклинали.

Они характеризуются высокими начальными давлениями (в основном превышающими – гидростатическое) и высокими пластовыми температурами.

Для этих объектов также характерен замкнуто-упругий режим работы пластов и низкая активность законтурных вод.

Таблица 3.1

Основные показатели разработки глубокозалегающих залежей Ферганской впадины

№№ п/п	Месторождение	Горизонт	Год ввода в разработку	Средняя глубина, м	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
1	Канибадам	V	1967	2980	33,3	89
2	Канибадам	VII	1981	3010	33,3	89

3	Наманган	V	1961	2980	60,0	104
4	Северный Канибадам	VII	1973	3000	33,5	97
5	Рават	V	1983	3280	27,8	91
6	Рават	VII	1965	3500	30,2	91
7	Варык	VII	1971	3700	37,0	115
8	Варык	IX	1974	3800	38,0	118
9	Тергачи	V	1983	4300	53,3	136

Залежи нефти глубоководных объектов, помимо геолого-физических особенностей, отличаются и показателями реализованных систем разработки. Указанные объекты разрабатывались на естественном режиме более редкой сеткой скважин по сравнению с объектами, залегающими на небольших глубинах.

Таблица 3.2

Прогнозная величина коэффициента извлечения нефти

№№ п/п	Месторождение	Горизонт	Плотность сетки скважин, га/скв		Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	
			проектная	фактическая	принятый при подсчете запасов	ожидаемый
1	Канибадам	V	18,8	18,0	0,31	0,405
2	Канибадам	VII	14,6	49,0	0,1	0,01
3	Наманган	V	121,1	363,3	0,244	0,293
4	Северный Канибадам	VII	30,0	196,0	0,358	0,105
5	Рават	V	28,0	56,0	0,251	0,065
6	Рават	VII	21,0	21,0	0,25	0,222
7	Варык	VII	10,6	42,5	0,26	0,26
8	Варык	IX	8,5	11,6	0,3	0,131
9	Тергачи	V	29,5	136,0	0,32	0,121

Анализ динамики основных показателей разработки глубоководных залежей нефти межгорных впадин Средней Азии показывает, что имеются три характерные стадии их развития. Первая – характеризуется ростом среднесуточных дебитов скважин (в некоторых случаях не соответствующим потенциальным возможностям фильтрационных свойств пласта) и, соответственно, годовых отборов нефти. После этого наблюдается стадия резкого уменьшения добычи нефти. Для обеих этих стадий характерны значительные темпы снижения пластового давления. Эта стадия по продолжительности в 8-10 раз превышает длительность начальных.

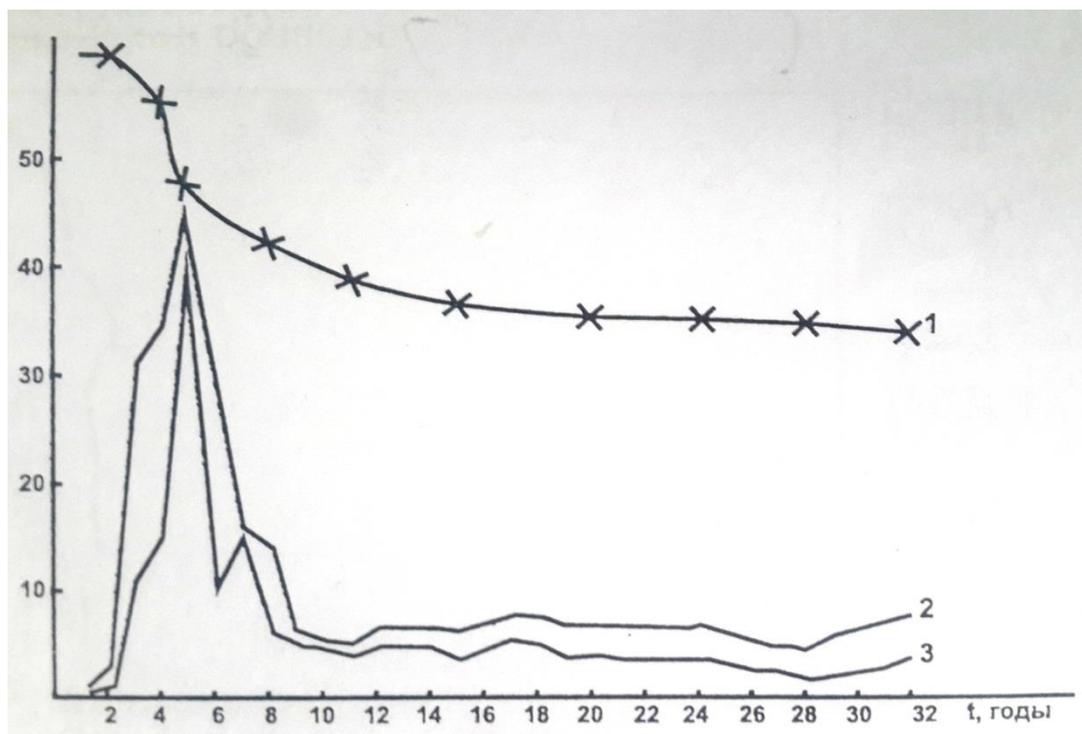


Рис. 3.1. Динамика основных показателей разработки V пласта месторождения Наманган:

1 – текущее пластовое давление ($P_{пл}$), МПа; 2 – среднесуточный дебит скважин (q_n), т/сут;
3 – годовая добыча нефти (Q_n), тыс.т

Если разработку залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам горизонтов V, VII, IX, палеогеновых отложений месторождений Канибадам, Рават, Варык, Варык II, Тергачи, Северный Канибадам, можно считать более или менее успешной, несмотря на то, что ожидаемые величины конечного коэффициента извлечения нефти составляют от 0,2 до 0,4 и далеки от желаемого. Особую проблему представляют залежи нефти глубокопогруженных горизонтов неогеновых отложений с аномально высокими пластовыми давлениями, приуроченные к коллекторам терригенного типа, в основном песчаникам.

В качестве примера можно привести месторождение Гумхана, которое введено в разведку в 1968 г. Оно подготовлено и передано в глубокое бурение по результатам сейсморазведочных работ. Структура представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания размерами по опорному отражающему горизонту (по изогипсе – 5000 м): длина 12 км, ширина 6 км, амплитуда 150 м.⁸

1.⁸ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 32-36 p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 40-45 p.

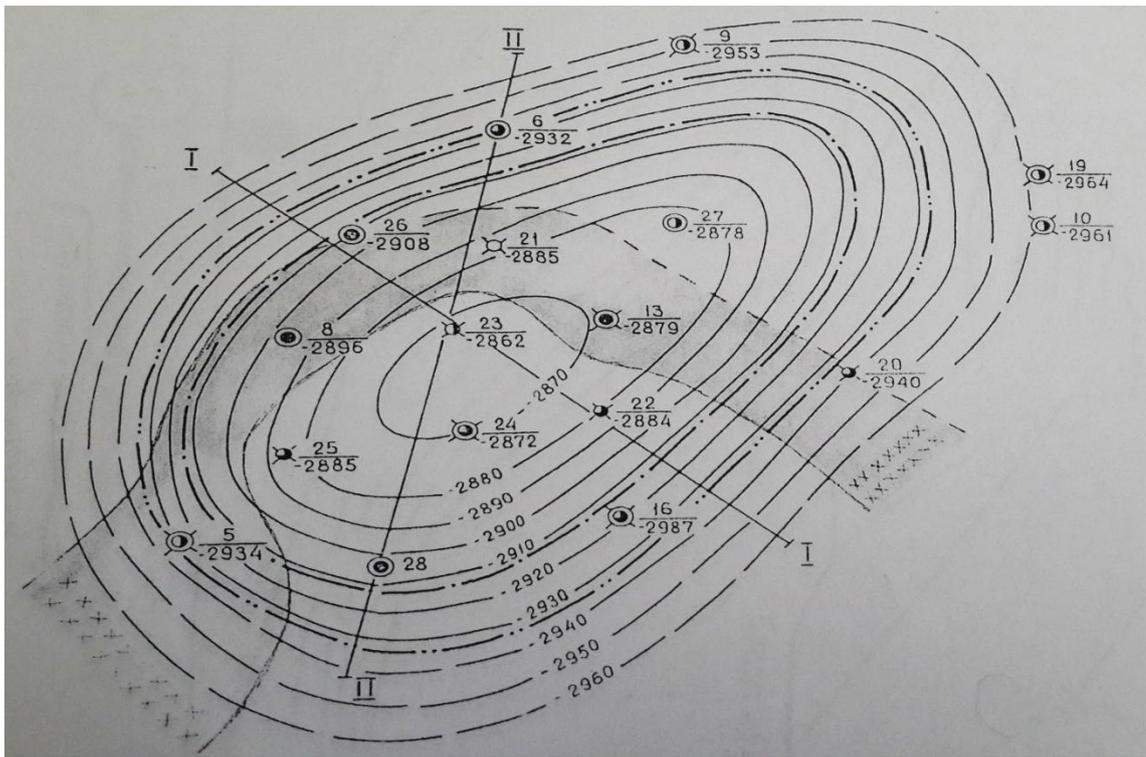


Рис. 3.2. Структурная карта по кровле горизонта ККС

По материалам геофизических исследований скважин, отложения неогена (кирпично-красная свита) имеют двучленное строение. Верхняя часть условно названная ККС-1 представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами.

Нижняя часть кирпично-красной свиты выделяемая как ККС-2, имеет значительно лучшие фильтрационно-емкостные свойства и представляет собой пачку песчаников, представленных серией пластов от 0,8 до 18 м. величина коэффициента пористости изменяется в узких пределах 0,20-0,22, в среднем 0,21 %, коэффициент нефтенасыщенности 0,74-0,80, средневзвешенное по толщине – 0,76. Характерной для ККС-1 и ККС-2 является очень слабая цементация песчаников. Об этом свидетельствует вынос песка при испытании скважин на штуцерах большого диаметра и результаты экспериментальных исследований образцов керна, представленных слабо сцементированными мелкозернистыми песчаниками легко разрушаемыми при слабом усилии.

По состоянию на 01.01.2001 г. на месторождении пробурены 11 поисковых и разведочных скважин, в 7 из них получены притоки нефти, от незначительного 0,5-4 м³/сут (скв. №№ 2, 4, 7, 10) до промышленного 28,8 – 57 м³/сут (скв. №№ 3, 6, 9). Из них в эксплуатации находится только скважина № 2, которая эксплуатируется с 1976 г. Остальные скважины из-за частых осложнений связанных с выносом породы, образованием песчаных пробок внутри насосно-компрессорных труб и затрубном пространстве, прихватов насосно-компрессорных труб были ликвидированы.

При этом геолого-технические мероприятия по предотвращению и устранению осложнений путем промывки пробки и укрепления призабойной зоны смолами не дали желаемых результатов, эффект от них был кратковременным. Например в разведочной скважине № 9 в течении 8 месяцев осложнения с пробкообразованием повторялись 10 раз, что делало её эксплуатацию нерентабельной.

К настоящему времени из месторождения извлечено всего 0,19 % начальных геологических запасов, что свидетельствует о крайне низкой эффективности его разработки.

Особенности геолого-физических условий и разработки глубокопогруженных объектов:

- значительную глубину залегания;
- наличие как нормальных гидростатических, так и аномально высоких пластовых давления;
- преобладание трещинных разновидностей продуктивных коллекторов;
- замкнуто-упругий природный режим дренирования залежей;
- ухудшение фильтрационных свойств коллекторов по мере падения пластового давления;
- высокие начальные дебиты скважин при крайне низких фильтрационных параметрах матрицы продуктивного пласта;
- высокие удельные объемы добычи нефти в начальной стадии разработки на единицу снижения пластового давления в залежах с ярко выраженным замкнуто-упругим режимом и аномально высоким пластовым давлением;
- длительный период разбуривания;
- разработку объектов более редкой сеткой скважин по сравнению с объектами, залегающими на небольших глубинах;
- невозможность реализации в залежах с АВПД системы поддержания пластового давления с начала разработки.

Указанные особенности глубокопогруженных залежей нефти предполагают необходимость специфического подхода к процессу их разработки.

Проблемы эксплуатации скважин месторождений подобных Гумхане ранее были рассмотрены в работах Hottman С.Е., Johnson R.K., Eaton В.А., Wooley G.R., Prachner W., Irmatov E.K., Agzamov A.H., Huzhaerov B.H. и др.

В частности Eaton В.А. по результатам своих исследований и накопленного опыта предлагает коллектора разделить на три класса – «хороший», «плохой» и «скверный» по следующим характеристикам: размеры коллектора, извлекаемые запасы; пористость, проницаемость, градиенты давления и температуры; склонность к сжатию; напряжения в скелете породы и прочность последнего; экономические показатели бурения и добычи. При этом к «хорошим» он относит – коллектор, обеспечивающий достаточный приток к скважине и экономическую рентабельность или прибыльность, к «плохим» – коллектор, лишенный части хороших характеристик, но все же сохраняющий качество экономической рентабельности или прибыльности; «скверным» – коллектор, лишенный большинства характеристик и не обеспечивающий промышленные притоки нефти, эксплуатация скважин с такими коллекторами сопряжена с повышенным риском, высокими затратами, преодолением трудностей и требует эффективных технологий. Из результатов выше указанных работ вытекает, что для правильной оценки технико-экономических показателей разработки месторождений, залегающих на больших глубинах, и уменьшении финансового риска особое значение приобретает достоверность прогноза свойств пород-коллекторов.

Eaton В.А. предложил один из подходов для классификации коллекторов. На основе статистической обработки показателей добычи углеводородов большого массива скважин многих месторождений мира он предложил коллектора считать:

- «хорошими» до глубины примерно 600 м ниже верхней границы зоны аномально высокого пластового давления;
- «плохими» в интервале 600-1500 м ниже верхней границы аномально высокого пластового давления;
- «скверными» на глубинах более 1500 м ниже верхней границы зоны аномально высоко пластового давления.

Таким образом, глубина продуктивного горизонта по отношению к верхней границе зоны аномально высокого давления является статистическим параметром, принятым для классификации коллекторов.

Средняя глубина продуктивных пластов месторождений Ферганской впадины изменяется от 500-600 м в прибортовых зонах и до 6-7 км в центральной её части, что позволяет проследить изменения многих свойств коллекторов.

Кривая изменения средней объемной плотности песчаников с глубиной залегания горизонтов, которая практически идентична кривой полученной по скважинам штата Луизиана США.

Изменение средней объемной плотности песчаников ($\rho_{п}$) от глубины залегания горизонтов (L) достаточно хорошо описывается зависимостью

$$(\rho_{п}) = a(b - c^{-cL}),$$

где a, b, c – коэффициенты, численно равные

$$a = 1,338192; \quad b = 1,853672; \quad c = 0,000902.$$

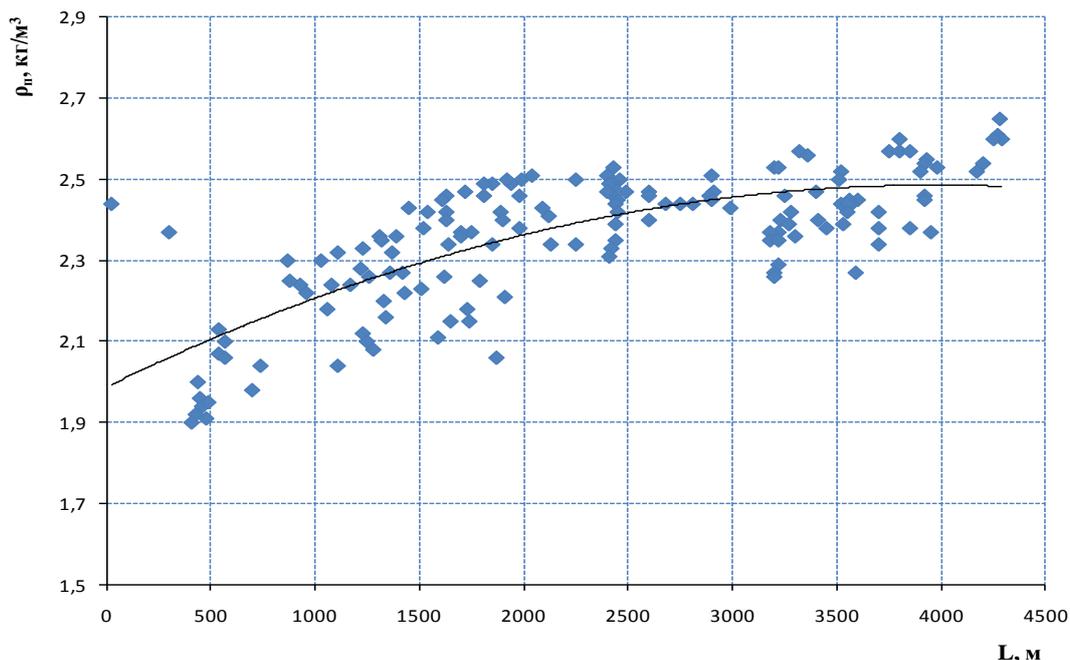


Рис. 3.3. Изменение объемной плотности песчаников с глубиной залегания горизонтов в условиях Ферганской нефтегазоносной области

Для установления верхней границы зоны аномально пластового давления построены зависимости начальных пластовых давлений от средней глубины залегания для всех промышленно продуктивных горизонтов, одна, из которых для горизонта III неогеновых и горизонта IV палеогеновых отложений приведена на рис. Анализ этих зависимостей показывает, что верхняя граница аномально высокого пластового давления в Ферганской впадине проходит на глубине 1900 м и примерно на 1000м выше, чем установленная по пластовой температуре для месторождений штата Луизиана. Такое различие может быть объяснено различными причинами и условиями возникновения аномально высоких пластовых давлений. Если использовать для классификации коллекторов, предложенный Eaton В.А. подход, то при принятой верхней границе аномально высокого пластового давления по Ферганской впадине «скверные» коллектора следует ожидать при глубинах продуктивных горизонтов свыше 3400 м.⁹

⁹ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. 38p

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. 49p.

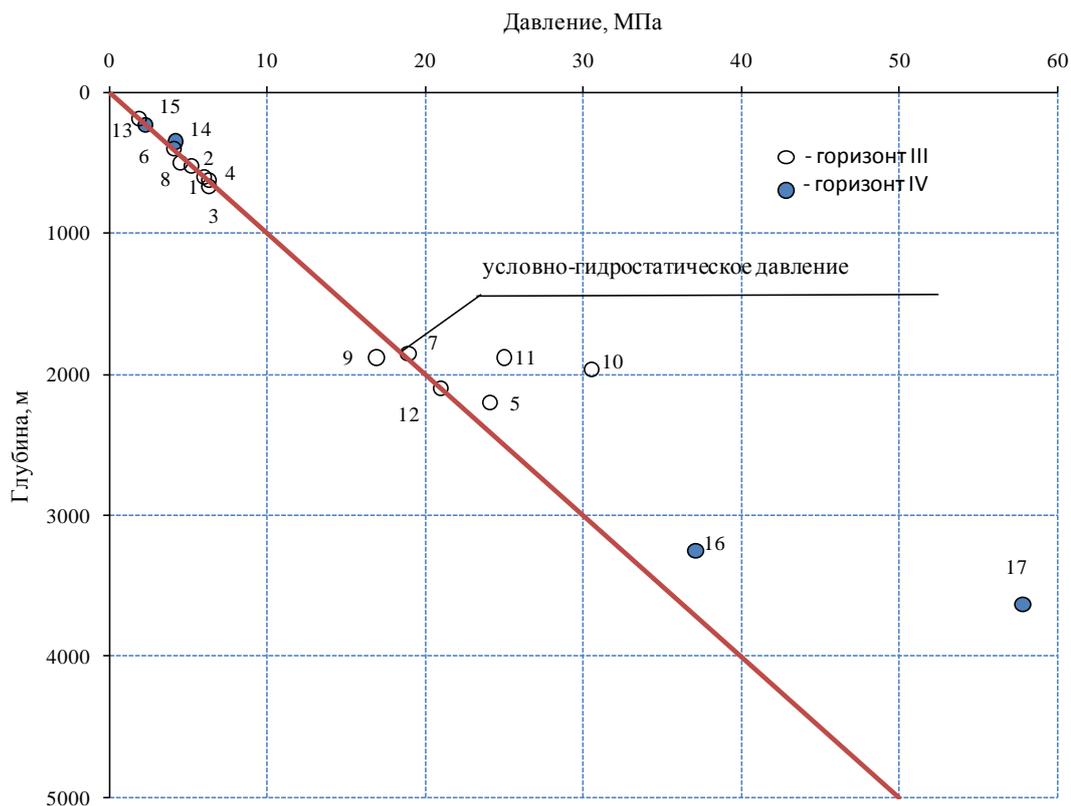


Рис. 3.4. Зависимость между начальным пластовым давлением и средней глубиной залегания неогеновых (III) и палеогеновых (IV) залежей в месторождениях Ферганской нефтегазоносной области:

1 – Андижан (горизонт III); 2 – Ходжаабад (III); 3 – Бостон (III); 4 – Южный Аламышик (III); 5 – Хартум (III); 6 – Палванташ (III); 7 – Западный Палванташ (III); 8 – Чангырташ (III); 9 – Майлису – IV (III); 10 – Избаскент (III); 11 – Восточный Избаскент (III); 12 – Восточный Хартум (III); 13, 15 – Шорсу – IV (III, IV); 14 – Чаур-Яркутан (IV); 16 – Рават (IV); 17 – Ниязбек-Северный Карачикум (IV)

Для изучения влияния глубины залегания, т.е. давления вышележащих толщ на коллекторские свойства пород, во ВНИИГеофизике под руководством Г.М. Авчан и З.Б. Стефанкевича на установке УФС-2 были выполнены специальные исследования. При изучении относительного изменения объема порового пространства (пористости) $\Delta V_{п}/ V_{п}$ от горного давления для пород глубокозалегающих месторождений Бакинского архипелага водонасыщенный образец помещался в камеру высокого давления и постепенно нагружался. Замеры производились последовательно при горном давлении, равном 2,5; 5; 10; 20; 35; 50; 75 и 100 МПа.

При этом относительное изменение пористости этих отложений составляет 2-3% при горном давлении 10 МПа и 7-7,5% при 100 МПа, что согласуется с результатами экспериментальных исследований, ранее приведенных работ.

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 35-37 p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 60-65 p.

Естественно, экспериментальные зависимости пористости от горного давления будут более тесными, чем зависимости, полученные путем их коррекции по керновым данным, так как исследования образцов керна показывают изменения пористости с учетом эффективного горного давления, которые в зависимости от величины аномальности пластового давления могут быть различными при одних и тех же глубинах залегания пласта. Такие исследования дают возможность определить влияние аномальности пластового давления на пористость и механические свойства пород-коллекторов.

Результаты изучения влияния глубины на пористость природных агрегатов путем обработки экспериментальных данных почти по 600 образцам пород калинской свиты месторождений Карачухур-Зых, Гоусаны, о. Песчаный, Туркяны, Кала, Зыря, Гюргяны-море, Грязевая Сопка, нефтяные камни в интервале глубин от 1010 м до 4660 м. показывают, что с изменением глубины средняя пористость всех типов коллекторов уменьшается от 22,2 до 13,3%, т.е. примерно на 2,5% на каждые 1000 м. В том же интервале пористость песков изменяется от 27 до 15,7% т.е. примерно на 3 % на каждые 1000 м, а пористость глин – от 20,3 до 3,8%, т.е. на 4,5% на каждые 1000 м.

Из зависимости пористости песчаников горизонта ККС (кирпично-красной свиты) неогеновых отложений от глубины их залегания видно, что несмотря на явный разброс значений пористости, определенных экспериментально на керновых материалах, прослеживается явная тенденция её уменьшения с ростом глубины залегания горизонтов. В условиях прогрессирующего нагруженные осадочных пород пористость до глубины примерно 1500 м снижается довольно резко – на 25-25 % по отношению к поверхностной, а до глубины 3000 м – на 5-10 %. При дальнейшем увеличении глубины открытая пористость уменьшается ещё медленнее – на 0,8-1,0 % на каждые 1000 м погружения и на глубинах 6000-7000 м составляет 1-3 %.

Эти выводы достаточно хорошо согласуются со средними значениями открытой пористости, приведенной на рисунке.

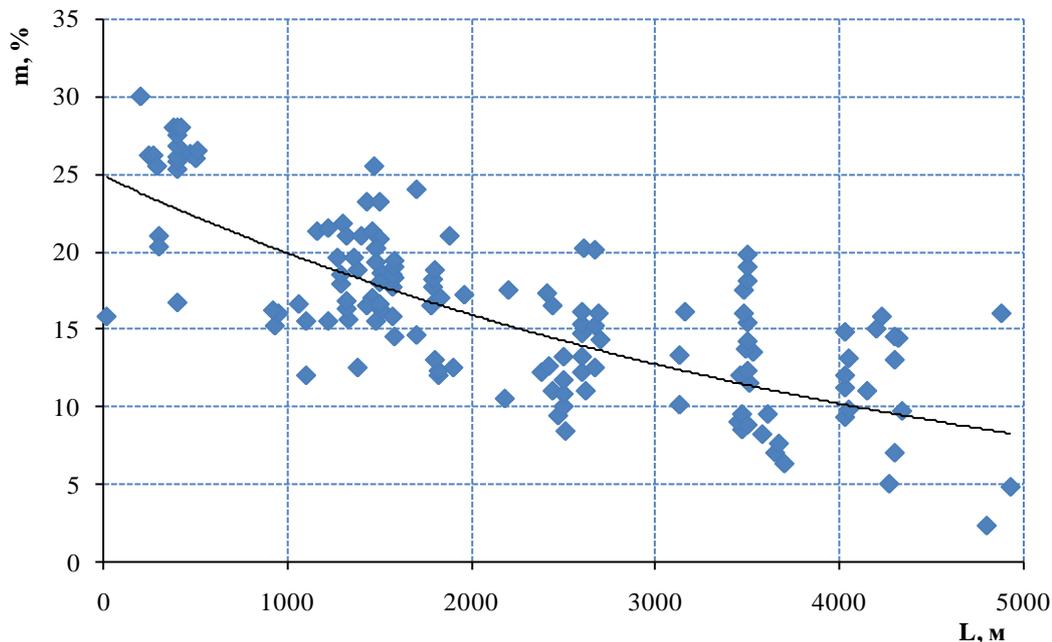


Рис. 3.5. Зависимость пористости от глубины для горизонта ККС Ферганской нефтегазоносной области

Изменение пористости песчаников от глубины залегания горизонта ККС неогеновых отложений Ферганской впадины хорошо описывается зависимостью:

$$m = ae^{bL} \quad (3.1)$$

где a и b коэффициенты, численно равные $a = 21,477420$; $b = -0,000486$.

Для пород калинской свиты месторождений Азербайджана она описывается такой же зависимостью, но с незначительным различием коэффициентов: $a = 29,819076$ и $b = -0,000130$, что предопределило более интенсивное снижение пористости, связанное с отсутствием объектов с аномально высокими пластовыми давлениями.

Анализ приведенных зависимостей показывает на их идентичность и взаимосвязь, в интервалах глубин с интенсивным снижением пористости быстро растет объемная плотность пород, а в интервалах глубин с медленным снижением открытой пористости снижается и рост объемной плотности пород, что вполне согласуется с существующими на сегодняшний день теоретическими представлениями сохранения коллекторских свойств пород и их уплотнения. Естественно полагать, что интенсивность снижения средней величины открытой пористости пород ниже глубины 1800 м связана с появлением объектов с аномально высокими пластовыми давлениями.

При сохранении интенсивности снижения открытой пористости пород, установленной до верхней границы зоны высокого пластового давления на глубинах 6000-7000 м, мы не имели бы коллекторов, обеспечивающих промышленные притоки нефти.

Экстраполируя полученные кривые в сторону больших глубин, можно полагать, что на глубине 6000 м пористость коллекторов составит 0,10-0,14. Таким образом, можно с полной уверенностью ожидать на глубине 6 км наличие коллекторов с вполне удовлетворительной пористостью. Поскольку же дальнейшее изменение пористости происходит менее интенсивно на глубинах более 6 км она вероятно незначительно меньше.

До ввода месторождения в разработку породы-коллектора находятся в условиях напряженного состояния, установившегося в течении длительного геологического времени, вследствие воздействия на них комплекса сил. Одними из определяющих параметров напряженного состояния пород-коллекторов являются горное давление, которое обуславливается весом вышележащих пород, и пластовое давление. До начала добычи нефти и газа горное давление и возникающие в пласте напряжения находятся в условиях равновесия.

Поскольку поровая жидкость воздействует не на всю поверхность зерен минералов, слагающих породу, многими исследователями эффективное горное давление определяется уравнением.

$$P_{\phi} = P_e - n \cdot P_i \quad (3.2)$$

где n – коэффициент разгрузки; P_e – полное нормальное напряжение – геостатическое давление характеризует гравитационную консолидацию; P_i – нейтральное напряжение – представляет собой противодействие, оказываемое поровой жидкостью геостатическому давлению, и характеризует фильтрационную консолидацию.

Коэффициент n является «активной» долей пластового давления при определении результирующих деформаций. Для глинистых пород обычно $n \approx 1$, а для низкопористых пород при высоких давлениях $n \approx 0$. Таким образом, возможные значения коэффициента n при объемных деформациях горных пород заключены в пределах от 0 до 1.

Составляющие нормального поля напряжений определяются по следующим формулам, используемым во многих теоретических и практических задачах:

- о вертикали

$$G_z = \rho_n g L \quad (3.3)$$

- по горизонтали

$$G_y = G_x = n \rho_n g L \quad (3.3)$$

где G_z , G_x и G_y – соответственно вертикальные и горизонтальные составляющие напряжений; ρ_n – средняя объемная плотность вышележащих пород; g – ускорение свободного падения; L – средняя глубина залегания пласта; n – коэффициент бокового распора.

При практических расчетах горизонтального напряжения коэффициент бокового распора приближенно оценивается по формуле.

$$n = \mu / (1 - \mu) \quad (3.4)$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Величина μ для пластичных и текучих горных пород приближается к 1, для хрупких пород изменяется в пределах 0,3-0,7, а в практических расчетах процессов нефтедобычи для песчаников принимается обычно в интервале от 0,28 до 0,35.

Если исходить из механизма неравновесного уплотнения пород, то аномальное давление препятствует их консолидации и способствует сохранению более высоких значений пористости коллекторов. При этом сохранение более высоких значений пористости приводит к разуплотнению пород и они становятся более хрупкими, чем породы, залегающие в этих же горизонтах, но с нормальными пластовыми давлениями. В этой связи необходимо отметить, что в рассматриваемых условиях Ферганской впадины встречаются залежи нефти с нормальными ($K_a=1,0$), незначительно повышенными ($K_a = 1,1-1,3$), аномально высокими ($K_a = 1,3-2,0$) и сверхвысокими ($K_a>2,0$) пластовыми давлениями.

Как известно, связь между плотностью породообразующих минералов ρ_m и объемной плотностью горной породы ρ_n выражается через пористость следующим образом:

$$\rho_n = \rho_m(1 - m) \quad (3.5)$$

т.е. чем больше пористость, за счет аномальности пластового давления тем меньше становится объемная плотность породы, увеличивается его хрупкость, и она становится более подверженной механическому разрушению.

Анализ исследований керновых материалов, извлеченных из различных глубин, и пластовыми давлениями показывает, что в большинстве объектов с нормальными и незначительно повышенными пластовыми давлениями песчаники горизонта ККС относятся к типу «крепких», а на объектах с высокими и сверхвысокими пластовыми давлениями к типу «средних» и «слабых». В соответствии с экспериментальными работами значение предела прочности песчаников ($G_{ж}$) для этих типов изменяется в пределах «крепких» 70-90, «средних» 45-75 и «слабых» 30-40 МПа, т.е. подтверждаются сделанные ранее выводы.

Если для анализа причин этого явления принять выше приведенные выражения, то становится ясным, что при одних и тех же глубинах аномальность пластового давления связана с коэффициентом Пуассона. При этом рост аномальности пластового давления приводит к увеличению коэффициента Пуассона, т.е. к более интенсивному проявлению деформации коллектора в горизонтальном направлении.

Для подтверждения полученных выводов рассмотрим следующий пример.

Средняя глубина залегания продуктивного горизонта 3500 м и объемная плотность вышележащих пород 2400 кг/м³. Для случая залежи нефти с нормальным пластовым давлением $P_{пл} = 35$ МПа, тип песчаника «крепкий» с пределом прочности 80 МПа, а для случая с аномально высоким пластовым давлением $P_{пл} = 70$ МПа и тип песчаника «слабый» с пределом прочности 35 МПа.

Из выше приведенных формул получаем, что вертикальное (горное) давление составляет 82,32 МПа, а коэффициент Пуассона для первого случая 0,3 и для второго – 0,46.

Если для определения условия прочности пород и предотвращения их разрушения под воздействием горного давления принять соотношение в виде:

$$P_{пл} - P_{заб} < \frac{G_{ж}}{2} - n(10^{-6}\rho_n gL - P_{пл}) \quad (3.6)$$

то резерв пластового давления для случая его нормального значения составляет 20 МПа, а для случая аномального давления всего – 7 МПа.

Выводы:

- в глубокопогруженных объектах с нормальными пластовыми давлениями вследствие уплотнения пород их фильтрационно-емкостные свойства уменьшаются, но их объемная плотность и сопротивляемость разрушению увеличиваются. Критическое пластовое давление соответствующее началу разрушения пород, наступает после снижения последнего, на 50 – 60% от начального. Если учесть, что залежи нефти с нормальными давлениями обычно имеют достаточно хорошую гидродинамическую связь с водонапорной системой снижение пластового давления до давления разрушения пород маловероятно;

- в глубокопогруженных объектах с аномально высокими пластовыми давлениями, несмотря на сохранение относительно более высоких фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, они становятся менее устойчивыми к разрушению. Критическое пластовое давление, соответствующее началу разрушения пород, наступает после снижения последнего всего в пределах 10% от начального значения. Обычно такие залежи нефти гидродинамически изолированы от внешней водонапорной системы, что предполагает снижение пластового давления до критического значения разрушения пород в первые же годы разработки. Это является одной из причин резкого снижения дебитов скважин, пескопроявления из-за разрушения пород, а в некоторых случаях -полного прекращения притоков нефти;

- для предотвращения снижения пластового давления до критического разработку месторождений с аномально высокими пластовыми давлениями целесообразно с начала разработки осуществлять с поддержанием пластового давления, не допуская его снижения ниже начального значения;

- при этом более желательным является поддержание пластового давления путем закачки газа, т.к. многие типы песчаников склонны к размоканию и сильному разрушению при контакте с водой. Для снижения возможности разрушения пород в призабойной зоне пласта, необходимо проводить геолого-технические мероприятия по ее укреплению, до вызова притока жидкости из пласта, т.к. при больших депрессиях на пласт могут начаться необратимые процессы разрушения пород с проявлением пластической деформации уже в процессе испытания объекта.¹⁰

В процессе вызова притока снижение забойного давления необходимо осуществлять постепенно без резких скачков, и предельная величина депрессии не должна превышать более 5 МПа;

- несмотря на то, что в исследованиях напряженного состояния пород не учтен ряд факторов (тектонические силы, термические напряжения и др.) полученные результаты удовлетворительно объясняют наблюдаемую на практике динамику показателей разработки глубоко погруженных нефтяных месторождений. В связи с этим полученные выводы можно использовать для прогнозирования типа коллекторов, критического забойного и пластового давления, оценки геологических рисков при разработке месторождений Ферганской впадины и аналогичных месторождений других регионов.

Контрольные вопросы:

1. Какие месторождений знаете, которые находятся глубокозалегающих Ферганской впадины
2. Особенности геолого-физических условий и разработки глубокопогруженных объектов.

1.¹⁰ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA:Society of petroleum engineers, 2010. – 40-46 p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 68-74p.

3. Как описывается зависимость пористости песчаников от глубины залегания горизонта?
4. Как описывается связь между плотностью породообразующих минералов и объемной плотностью горной?

Использованная литература:

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 908 p.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 1569 p.
3. «Основы технологии добычи газа» Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. ОАО Издательство, Недра, Москва - 2003 г., 880 стр.
4. «Добыча нефти в осложнённых условиях» Персиянцев М.Н., Недра, Москва-2000 г., 653 стр.
5. Irmatov E.K., Huzhaerov B.H., Agzamov A.H., Features of development of deep-seated oil fields with abnormal-high formation pressure// Uzbek journal of oil and gaz. Specialedition. – Tashkent, 2012. –pp. 106-110.
6. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса // Нефть и газ. – Алматы, 2008. - №2(44). – С.104-115.
7. Woley G.R., Prachner W. Reservoir compaction loads on casings and liners//SPE Produktion Engeeniring, February, 1998, pp. 96-102.
8. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressuares from log-derived ahale properties//.Pet. Tech, june, 1995, pp. 717-722.
9. Бен А. Итон. Использование получаемых в процессе бурения петрофизических данных для оценки перспектив// Нефтегазовые технологии. – Москва, 1996. - №2-3. - С. 15-25.
10. Закиров А.А. Особенности изменения свойств слабоцементированных пород в процессе эксплуатации сверхглубоких скважин// Нефтепромысловое дело. – Москва, 2005. - №7. – С. 21-24.

Особенности разработки залежей высоковязких нефтей (2 часа).

План:

1. Неньютоновские или аномальные жидкости.
2. Определение КИН для залежи с высоковязкими нефтями.

Ключевые слова и определения: нефть, эксплуатация, вязкость, углеводород, парафин, смола, асфальтен, коэффициент извлечения нефти.

При эксплуатации нефтяных скважин по пласту к их забоям движется так называемая пластовая нефть. Эта нефть имеет исключительно сложный состав. В ней методами химического анализа можно обнаружить значительную часть элементов периодической системы Д.И. Менделеева. Конечно, большинство из них содержатся в нефти в очень малых количествах. Главными компонентами нефти являются: углерод – до 87 %, водород – до 12 %, кислород, азот, сера. Именно эти элементы образуют многочисленные соединения, отличающиеся многообразием свойств.

Значительную часть нефти составляют углеводороды – предельные, нафтеновые, ароматические. Молекулярные массы углеводородов, входящих, в состав нефти, самые разнообразные, как и их свойства. Основную массу составляют жидкие углеводороды. Но кроме них в нефти содержатся и твердые углеводороды – парафины. Парафины либо растворены в нефти, либо образуют коллоидный раствор или сравнительно грубую суспензию. Полностью в растворенном состоянии парафины находятся в пластовой нефти, когда пластовая температура выше температуры кристаллизации парафина.

Много в нефти и комплексных соединений. Среди них первое место по количеству занимают смолы. Смолы состоят из углеводорода, водорода, кислорода, азота. В их состав входят также сера и ряд других элементов – ванадий, никель, железо, магний, но в очень небольших количествах. Смолы представляет собой вязкие жидкости коричневого цвета с различными оттенками. Плотность их около 1 и несколько выше. Молекулярная масса 800-1000. Смолы растворяются в жидких углеводородах – предельных, нафтеновых и ароматических.

Сходный со смолами состав имеют асфальтены – наиболее высокомолекулярные соединения нефти. В состав асфальтенов входят углерод, водород, кислород, азот, сера но соотношения между количеством этих атомов иное, чем в смолах. Больше в асфальтенах содержится и таких элементов как железо, ванадий, никель и др. В специальной литературе указывается, что асфальтены представляют собой продукт конденсации молекул смол. У асфальтенов молекулярная масса выше 1000. Асфальтены представляют собой черное твердое вещество с плотностью более 1.

Асфальтены не растворимы в предельных углеводородах, частично растворимы в нафтеновых углеводородах и лучше растворяются в ароматических углеводородах. Из-за плохой, в общем, растворимости в углеводородах асфальтены нефти не образуют истинных растворов. Поэтому нефти, содержащие асфальтены, представляют собой коллоидные системы, дисперсной фазой которых являются частицы асфальтенов.

Содержание в нефти смол и асфальтенов может быть самым различным. Количество смол может достигать до 60% масс, а асфальтенов – до 16% масс.

Состав нефти определяет ее физические свойства – плотность и вязкость. Чем больше в нефти смол и асфальтенов, тем выше ее вязкость. Корреляционные зависимости между плотностью и содержанием в нефти смол и асфальтенов получены экспериментальным путем для нефтей различных районов.

Достаточно хорошая корреляционная связь вязкости нефти в пластовых условиях от суммарного содержания парафина, асфальтенов и смол установлена для высоковязких нефтей Сурхандарьинской нефтегазоносной области:

$$\mu_n = a + b(\Pi + A + C), \quad (4.1)$$

со значениями коэффициентов $a = -397,6$ и $b = 13,4$, с коэффициентом корреляции 0,937.

Неньютоновскими или аномальными жидкостями называются жидкости, не подчиняющиеся закону вязкого трения Ньютона:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}, \quad (4.2)$$

где τ – касательное напряжение сдвига; μ – динамическая вязкость жидкости; $\frac{du}{dy}$ – градиент скорости сдвига – изменение скорости в направлении, перпендикулярном к течению.

Зависимость тот $\frac{du}{dy}$ может иметь различный вид. Для аномальной вязкопластичной жидкости (или псевдопластичной) можно ввести аппроксимационную величину τ_0 , называемую динамическим напряжением сдвига. Отождествляя неньютоновские нефти с вязкопластичной жидкостью, А.Х. Мирзаджанзаде в 1953 г. предложил записывать обобщенный закон Дарси в виде:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu'} \left(1 - \frac{|\gamma|}{|\text{grad}p|}\right) \text{grad } p \text{ при } |\text{grad}p| > \gamma; (4.3)$$

$$\vec{v} = 0 \text{ при } |\text{grad}p| \leq \gamma.$$

Здесь γ – начальный (предельный) градиент давления, расходуемый на преодоление напряжения сдвига τ_0 и связанный с τ_0 и проницаемостью k соотношением:

$$\gamma = \alpha_c \frac{\tau_0}{k}, \quad (4.4)$$

где α_c – безразмерный (структурный) коэффициент, зависящий от структуры порового пространства ($\alpha_c = 0,0162 - 0,018$). Исследования показали, что для ряда месторождения СНГ $\gamma = 0,0012 - 0,015$ МПа/ м. Проявление предельного градиента давления (*нелинейные эффекты*) возможно при взаимодействии заполняющей пористую среду жидкости со скелетом, а также при фильтрации газа через глинистые пласты, содержащие остаточную воду. Неньютоновские свойства пластовых систем в целом проявляются только при малых скоростях фильтрации и в средах с малой проницаемостью. В пористой среде с широким спектром распределения пор (микрокапилляров) по радиусам при увеличении градиента давления движение начинается вначале в наиболее крупных порах, а по мере увеличения градиента давления движением охватываются все более мелкие поры. Чем больший разброс размеров пор, тем больше отличается фактическая фильтрация от идеализации согласно уравнению (4.3).¹¹

При фильтрации с предельным градиентом давления дебит скважины можно представить обобщенной формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(\Delta p - \Delta p_0)}{\mu' \ln \frac{R_k}{r_0}}, \quad (4.5)$$

1.¹¹ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 47-56 p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 78-85 p.

где $\Delta p = p_{пл} - p_з$ – перепад давления между контурами с радиусами R_k и r_c ; $\Delta p_0 = \gamma(R_k - r_c)$ – начальный перепад давления (аппроксимационная величина аналогична τ_0), при превышении которого осуществляется приток жидкости в скважину (рис. 4.1, а).

Исследованиями, проведенными, например, на скважинах месторождения Узень, установлено, что Δp_0 достигает 1-2 МПа. Следовательно, неньютоновский характер пластовых нефтей должен влиять на процессы разработки залежи, охват залежи воздействием и нефтеотдачу.

При наличии в разрезе продуктивного пласта пропластков, характеризующихся разными значениями начального перепада давления p_{0i} (i – номер пропластка), индикаторная диаграмма представляется ломаной линией, а в случае сообщающихся пропластков – плавной кривой (рис.1, б), что свидетельствует об изменении гидропроводности пласта. Отсюда можно проследить связь между изменением эффективной (работающей) толщины пласта $h_{эф}$ и нелинейными эффектами с изменением перепада давления (рис.1, б и в). Поскольку с ростом перепада давления Δp увеличивается число пропластков, в которых движется нефть, то снимая профили притока (измеряя дебит каждого пропластка $Q_{i,j}$, i – номер пропластка; j – номер режима) при различных режимах (депрессиях Δp_j), можно обнаружить изменение (увеличение) эффективной толщины пласта (охват разработкой по толщине) за счет подключения к работе различных пропластков (см. рис. 4.1, в), где j – номер режима работы. При первом режиме $h_{эф} = h_1$, при втором $h_{эф} = h_1 + h_2$ и только при третьем режиме эффективная толщина равна нефтенасыщенной ($h_{эф} = h$).

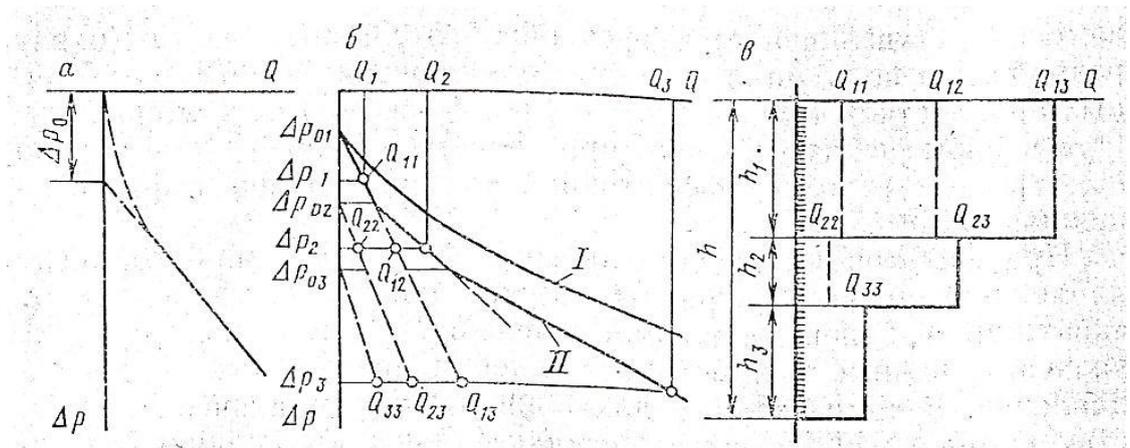


Рис. 4.1. Индикаторные линии скважин (а,б) и профиль притока нефти (в) из трех пропластков при разных депрессиях ($\Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_3$) и соответствующих дебитах (Q_1, Q_2, Q_3):

I, II- сообщающиеся и несообщающиеся пропластки

При фильтрации к скважине или группе скважин градиент давления различный в разных точках пласта. С удалением от скважины градиент давления уменьшается и может принять значения, равные или меньше значения предельного градиента давления. В таких точках движение нефти практически отсутствует, значит, образуются *застойные зоны* или целики неподвижной остаточной нефти. Вытесняющая вода быстро прорывается в добывающие скважины. М.Г. Бернадинером, В.М. Ентовым и др. проведены исследования размеров застойных зон. Размеры застойной зоны и коэффициент охвата пласта зависят от параметра $\lambda_c = (Q\mu)/(k\gamma L)$, где Q – дебит скважины на единицу толщины пласта; L – характерный линейный размер области фильтрации (например, половина расстояния между соседними скважинами); μ – вязкость вытесняющей жидкости. Коэффициент охвата пласта вытеснением увеличивается с ростом параметра λ_c . При увеличении

параметра λ_c от 0 до 5 предельный коэффициент охвата пласта в пятиточечной схеме заводнения повышается с 0 до 0,8, а при дальнейшем росте λ_c до 10 коэффициент охвата увеличивается практически до единицы, как при вытеснении ньютоновской нефти. Например, в случае двухслойного пласта с толщиной высоко- и малопроницаемого пропластков соответственно 0,8 и 3,2 м, проницаемостью 0,5 и 0,125 мкм², $\gamma_1 = 0,002$ МПа/м, $\gamma_2 = 0,004$ МПа/м, $L = 250$ м при $Q = 50$ м³/(сут · м) предельный коэффициент охвата по площади в высокопроницаемом слое равен 0,9, малопроницаемом-0,5. Для залежей вязкопластичных нефтей большие коэффициенты нефтеотдачи могут быть достигнуты одновременным применением плотной сетки скважин и высокими темпами отбора жидкости.

Анализ промысловых данных по залежам Азербайджана (А.Х. Мирзаджанзаде и др.) показал, что при заводнении для залежей с ньютоновской нефтью нефтеотдача (0,35) меньше, чем нефтеотдача залежей с ньютоновской нефтью (0,49). В.В. Девликамов, З.А. Хабибулин и другие установили, что влияние аномалий вязкости на процесс разработки залежи можно несколько уменьшить или предотвратить. Так как у аномально вязких нефтей структура с течением времени упрочняется, то по возможности необходимо исключить и сводить к минимуму остановки скважин, особенно обводняющихся. В процессе разработки залежей с аномальными свойствами нефти в приконтурных зонах (вследствие окисления нефти пластовой водой) нецелесообразно вытеснять нефть от периферийных зон к центральным.¹²

К месторождениям с аномальными свойствами нефтей по данным Г.Ф. Требина можно отнести около 25% всех месторождений. Большинство из них содержит значительное количество парафина с температурой насыщения, близкой к начальной пластовой температуре, и асфальтосмолистых веществ. Лабораторными исследованиями процесса фильтрации высокопарафинистой нефти месторождения Узень установлено, что при снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином происходит его кристаллизация, которая сопровождается появлением структуры в нефти, а также закупоркой части поровых каналов и затуханием процесса фильтрации. Охлаждение нефти может происходить в призабойной зоне и в пласте при вскрытии продуктивного пласта, проведении некоторых интенсифицирующих и ремонтных работ, сопровождающихся закачкой в скважину больших объемов холодных жидкостей, при притоке газированной нефти за счет дроссельных эффектов и при закачке воды или газа в пласт. Это приводит к уменьшению притока высокопарафинистой нефти и снижению коэффициента охвата разработкой по толщине пласта. Кроме того, при снижении давления ниже давления насыщения вследствие выделения метана, этана и других углеводородных газов усиливаются структурно-механические свойства нефти, поэтому разгазирование аномальных нефтей в пласте недопустимо. Однако при большом количестве растворенного в нефти азота выделение его из нефти приводит к существенному снижению динамического напряжения сдвига и уменьшению вязкости нефти, так как при снижении давления из нефти прежде всего начинает выделяться азот и в то же время именно растворенный азот вызывает наиболее интенсивное структурообразование.

При закачке холодной воды в пласт температура на забое быстро приближается к устьевой температуре закачиваемой воды. Соотношение между радиусами фронта

1.¹² Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 65-78p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. –90-96p.

гидродинамического вытеснения R_ϕ (граница раздела нефть – вода) и температурным фронтом R_T установлено из условий теплового и материального баланса в виде

$$\frac{R_\phi}{R_T} = \sqrt{\frac{c_{ж}}{c_{п}} \frac{1}{m\bar{s}}}, \quad (4.5)$$

где $c_{ж}, c_{п}$ – теплоемкости соответственно жидкости и пористой среды; m – пористость; \bar{s} – средняя водонасыщенность за фронтом вытеснения.

В конкретном случае при $m = 0,3; \frac{c_{ж}}{c_{п}} = 1,3; \bar{s} = 0,5$ имеем $R_\phi = 3R_T$. Согласно исследованиям «ВНИИ нефть» тепловой фронт может отставать от фронта вытеснения в 4-5 раз и более. Так как скорость перемещения фронта вытеснения прямо пропорциональна проницаемости, то в высокопроницаемом пропластке фронт вытеснения уйдет дальше, чем в малопроницаемом, а в зависимости от соотношения проницаемостей возможно охлаждение нефти в малопроницаемом пропластке, увеличение ее вязкости, выпадение парафина, проявление структурных свойств и затухание фильтрации. Результаты исследований С.В. Сафронова и Е.В. Теслюка показывают, что использование при внутриконтурном заводнении Узеньского месторождения холодной воды (10-20°C) приводит к охлаждению пластов, выпадению в пористой среде парафина и уменьшению конечной нефтеотдачи на 9-12 % по сравнению с нефтеотдачей при поддержании пластовой температуры (45 %). Поэтому для таких залежей необходимо поддержание не только давления, но и температуры, а еще лучше повышение ее. Повышение температуры способствует существенному ослаблению структурно-механических свойств нефти.

Определение показателей разработки месторождений с аномальными нефтями сводится к расчетом процесса вытеснения нефти и температурного поля.

По результатам экспериментальных исследований М.Л. Сургачевым предложены зависимости для определения коэффициента вытеснения нефти водой в следующем виде:

- для карбонатных коллекторов

$$\eta_v = 0,2649 \cdot K - 0,107K^2 - 0,0026\mu_n + 0,5286, \quad (4.6)$$

$(r = 0,76);$

- для терригенных коллекторов

$$\lg \eta_v = 0,0719 \lg K - 0,1033 \lg \mu_n - 0,105, \quad (4.7)$$

где η_v – коэффициент вытеснения нефти водой;

K – проницаемость пласта, мкм²;

μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с.

Рассмотрим влияние вязкости нефти на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Для ее решения используются разнообразные методики, включая гидродинамические трехмерное моделирование и проверенные многолетней практикой расчетные формулы. Достоверность всех этих методик определения КИН проверяется фактически достигнутыми значениями этого показателя по итогам разработки.

До 80-х годов XX столетия исследования влияния геолого-физических и технологических факторов на КИН осуществлялась в основном с применением теоретических, экспериментальных и промысловых исследований. В последующем со вступлением многих месторождений различных нефтедобывающих регионов мира в позднюю стадию разработки начались систематические исследования степени влияния природных и технологических показателей на КИН с использованием методов математической статистики, особенно методом многофакторного регрессионного анализа. Одним из основных преимуществ статистических моделей, полученных на основе многофакторного регрессионного анализа, является то, что они позволяют установить не только качественное, но и количественное влияние конкретного показателя на процесс при одновременном влиянии других факторов. Это является одной из основных причин

преимущественного использования статистических моделей для оценки КИН различных геолого-физических условиях залежей, а не однофакторных зависимостей, в которых практически не участвуют другие геологические и технологические параметры. Целью этих исследований было установление общих закономерностей позволяющих количественно оценить и сопоставлять, а также прогнозировать величину КИН в различных геолого-физических условиях залежей и системах разработки.

Первое обобщение результатов регрессионных анализов приведены в «Методическом руководстве по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр», где даны рекомендации по их применению в тех или иных геолого-физических условиях залежей нефти.

В связи с постоянным увеличением залежей нефти, находящихся в поздней стадии разработки, и фактических данных исследования по обобщению опыта разработки методом многофакторного регрессионного анализа продолжают и по настоящее время. В частности за последние годы для месторождений Пермского региона России компанией MillerandLentsLtd (полученных в AmericanPetroleumInstitute – API) и В.И. Галкиным и И.А. Акимовым, для месторождений Урало-Поволжского нефтегазоносного региона Т.Б. Поплахиной с соавторами предложены статистические модели. Практически во всех ранее и вновь предложенных статистических моделях в число факторов, определяющих КИН, входит вязкость нефти или относительная вязкость нефти.

Необходимо отметить, что статистические модели для карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными немногочисленны. Для оценки влияния вязкости на КИН рассмотрим следующие статистические модели предложенные:

– М.И. Малиновским по данным 14 залежей башкирского яруса Урало-Поволжья

$$\text{КИН} = 0,306 - 0,0041 \cdot \mu_n + 0,079 \cdot \lg K + 0,14 \cdot K_n + 0,03(1/K_p) - 0,0018 \cdot S; (4.8)$$

– М.И. Малиновским по данным 17 залежей турнейского яруса Урало-Поволжья

$$\text{КИН} = 0,448 - 0,0031 \cdot \mu_n + 0,014 \cdot \lg K + 0,14 \cdot K_n + 0,23(1/K_p) - 0,0017 \cdot S; (4.9)$$

– А.В. Гавурой по данным залежей нефти Самарской и Оренбургской областей

$$\text{КИН} = 1/(m \cdot S_n) \cdot (0,441 \cdot m - 0,0101 \cdot \lg \mu_0 - 1/(0,236 \cdot S \cdot S_p \cdot h)); (4.10)$$

– И.Н. Малиновским по данным залежей Урало – Поволжья

$$\text{КИН} = 0,405 - 0,0028 \cdot \mu_n + 0,052 \cdot \lg K + 0,139 \cdot K_n + \frac{1}{1,5 \cdot K_p} - 0,0022 S_p. (4.11)$$

В статистических моделях использованы следующие показатели: μ_0 – относительная вязкость нефти (отношение вязкостей пластовой нефти и воды), доли ед.; μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с; K – средняя проницаемость пласта, мкм²; K_p – коэффициент расчлененности, доли ед.; K_n – коэффициент песчанности, доли ед.; S – плотность сетки скважин, га/скв; m – коэффициент пористости, доли ед.; S_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; S_p – плотность сетки скважин разбуренной части залежи, га/скв. Пределы изменения и средние значения геолого-физических и технологических факторов использованных в статистических моделях приведены в табл. 4.1.

Оценка степени влияния вязкости пластовой нефти на КИН по статистическим моделям при одновременном изменении величины всех параметров практически невозможно, так как это приводит к многовариантным расчетам и создает трудности при анализе полученных результатов. В связи с этим, в численных экспериментах изменялась

только величина вязкости пластовой нефти, а остальные параметры статистических моделей оставались неизменными и равными их средним значениям.

Результаты расчетов КИН в рассмотренных диапазонах изменения вязкости пластовой нефти по каждой статистической модели представлены в виде их зависимостей, приведенных на рис. 4.2.¹³

Как показывает анализ проектных значений КИН месторождений Татарстана, существует зависимость КИН от вязкости пластовой нефти. При вязкости нефти в пластовых условиях до 10 мПа·с значение КИН достигает 0,3-0,6, а при вязкости более 150 мПа·с проектный КИН не превышает значений 0,2-0,3. На основе анализа по месторождениям Татарстана установлено наличие четкой зависимости КИН от вязкости нефти в пластовых условиях. При вязкости нефти в пластовых условиях до 50 мПа·с ожидаемый КИН предлагается определять по уравнению:

$$\text{КИН} = 0,6154 - 0,1017 \ln \mu_n, \quad (4.12)$$

с коэффициентом корреляции равным 0,9221.

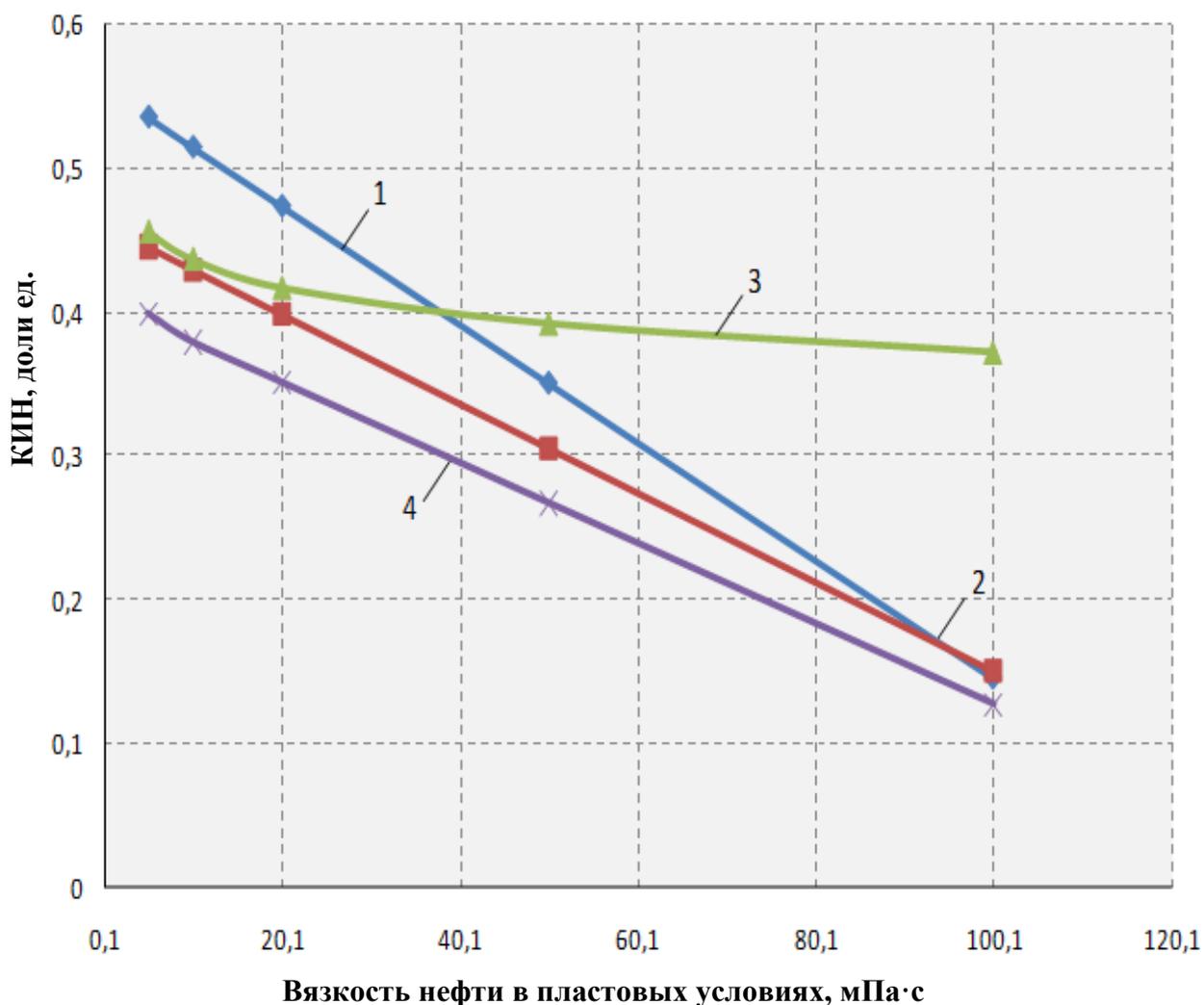
1.¹³ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 80-85 p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 90-94 p.

Таблица 4.1

Пределы изменения геолого-физических и технологических факторов входящих в статистические модели

Показатели	1		2		3		4	
	Пределы изменения	Средние значения						
Относительная вязкость пластовой нефти (μ_0), $\mu\text{Па}\cdot\text{с}$	-	-	-	-	1-34,7	5,3	-	-
Вязкость пластовой нефти. (μ_0), $\mu\text{Па}\cdot\text{с}$	0,9-16	6	0,8-38,8	9,8	-	-	0,8-38,8	8,1
Проницаемость пласта (K), мкм^2	0,008-0,839	0,230	0,005-0,107	0,0279	0,007-0,929	0,225	0,008-0,839	0,146
Коэффициент расчлененности (Kp)	2-10	3,7	2-20	5,3	-	-	1-20	4,5
Коэффициент песчанисности (Kп)	0,32-0,89	0,71	0,43-0,84	0,65	-	-	0,32-0,89	0,68
Плотность сетки скважин (S), га/скв.	18-40	25,4	25-54	32,9	14,8-112,8	40	-	-
Коэффициент пористости (m)	-	-	-	-	0,091-0,235	0,18	-	-
Коэффициент нефтенасыщенности (S_n)	-	-	-	-	0,75-0,91	0,872	-	-
Эффективная толщина пласта (h), м	-	-	-	-	3,6-31,1	12,4	-	-
Плотность сетки скважин разбуренной части залежи (S_p) га/скв.	-	-	-	-	12,3-65	24,5	18-54	25,4



**Рис. 4.2. Зависимость КИН от вязкости нефти в пластовых условиях:
1, 2, 3, 4 – номера статистических моделей.**

Контрольные вопросы:

1. Неньютоновскими или аномальными жидкостями называются...?

Использованные литературы:

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 908 p.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 1569 p.
3. Donaldson E.C., Thomas R.D., Lorenz P.B. Wettability Relative Permeability in Consolidated Rock; JPT, Dekemb. – 1992. – Pp. 2905-2908.

Геолого-физические условия и системы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Узбекистана (2 часа).

План:

1. Нефтегазоносные регионы Узбекистана.
2. Гидродинамические характеристики водонапорных систем Узбекистана.
3. Факторы влияющие на динамику добычи нефти и газа.
4. Факторы влияющие на КИН.

Ключевые слова и определения: строение, месторождение, нефть, газ, разработка, добыча, запасы, нефтеотдача, скважина.



Рис. 5.1. Нефтегазоносные регионы Узбекистана

В настоящее время на территории Узбекистана известны пять нефтегазоносных регионов (Устьютский, Бухаро-Хивинский, Сурхандарьинский, Гиссарский, Ферганский) и три перспективных (Хорезмский, Средне-Сырдарьинский, Зарафшанский) (рис. 5.1).

Эти регионы отличаются между собой, по геологическому строению, плотности размещения открытых месторождений, их типам, по глубинам залегания залежей углеводородов, перспективам открытия в их пределах новых месторождений. Стратиграфическая приуроченность залежей нефти и газа находятся в отложениях от палеозойского до неогенового возрастов включительно (Абдуллаев Г.С. и др., 2011-2013 гг.).

По состоянию на 01.01.2013г. в нефтегазоносных регионах республики открыто 243 месторождения нефти и газа. Из них на 199 имеются залежи свободного газа, на 121 – нефти и на 157 конденсата (табл. 5.1).

Из общего числа месторождений в разработке находятся 104, подготовлено к разработке и законсервировано – 79, в разведке – 60.

Распределение месторождений углеводородов по нефтегазоносным регионам Республики Узбекистан на 01.01.2013 г.

Регионы	Все-го	Количество нефтяных, нефте-газовых и нефтегазоконденсатных месторождений			Все-го	Количество газоконденсатных месторождений			Все-го	Количество газовых месторождений			Ито-го	в том числе		
		разраба-тывае-мые	подготов-ленные к освоению и законсер-вирован-ные	разве-дывае-мые		разраба-тывае-мые	подготов-ленные к освоению и законсер-вирован-ные	разве-дывае-мые		разраба-тывае-мые	подготов-ленные к освоению и законсер-вирован-ные	разве-дывае-мые				
Устюртский	1			1	14	3	5	6	1	1			16	4	5	7
Бухаро-Хивинский	70	36	23	11	87	27	36	24	6	3	1	2	163	66	60	37
Юго-Западно - Гиссарский	4	2		2	14	2	5	7	1			1	19	4	5	10
Сурхандарьинский	13	8	3	2					1		1		14	8	4	2
Ферганский	29	22	5	2	1			1	1			1	31	22	5	4
Всего	117	68	31	18	116	32	46	38	10	4	2	4	243	104	79	60

Количество извлекаемых разведанных запасов углеводородов промышленных категорий по состоянию на 01.01.2013г. составляет более 2,5 млрд.т.у.т. преимущественно газообразных углеводородов.

Распределение этих месторождений по нефтегазоносным регионам республики приведено в табл. 1 (Абдуллаев Г.С., Нурматов М.Р. и др., 2011-2013 гг.). Гидродинамические характеристики водонапорных систем Узбекистана (Х.Т. Туляганов, В.А. Кудряков, С. Талипов и др., 1973г.):

- во всех водонапорных системах имеются достаточно четкие области создания напора, приуроченные к горным обрамлениям впадин (Гиссарский хребет и его отроги, Зеравшанский, Туркестанский хребты). Это свидетельствует о явном инфильтрационном типе водонапорных систем, словно отстает от степени развития процессов перераспределения давлений;

- во всех водонапорных системах наблюдаются те или иные признаки элизионного водообмена, наиболее отчетливо они выражены в виде зоны фронтальных пьезоминимумов зоны АВПД;

- региональный наклон пьезометрической поверхности постепенно уменьшается с удалением от горных областей создания напора и осложняется за счет экранирования подземного потока (литологического, тектонического или залежами) и за счет межпластовых перетоков.

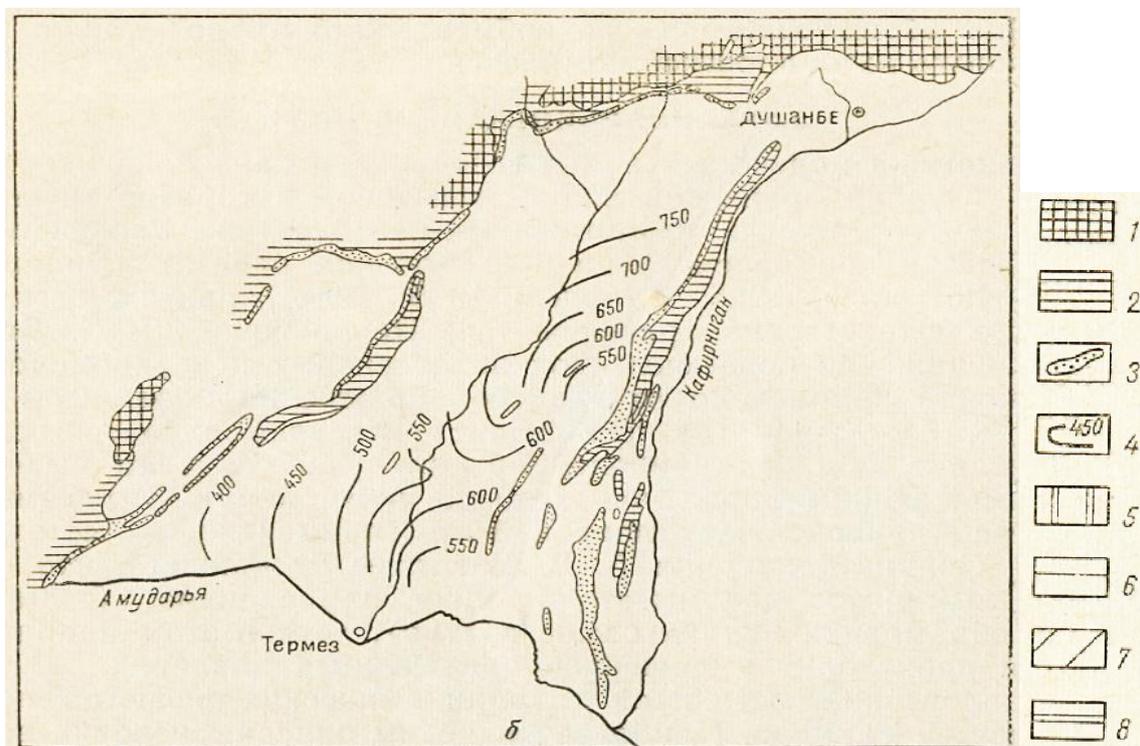


Рис. 5.2. Схемы гидроизопьез сенон-палеоценовых отложений Сурхандарьинской области (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1973 г.)

1 – обнажения палеозойских пород; 2 – область отсутствия палеоценовых отложений; 3 – обнажения палеоценовых пород; 4 – гидроизопьезы, м. Зоны с величинами приведенного напора (в м): 5 – более 650, 6 – от 650 до 550, 7 – от 550 до 450, 8 – менее 450.

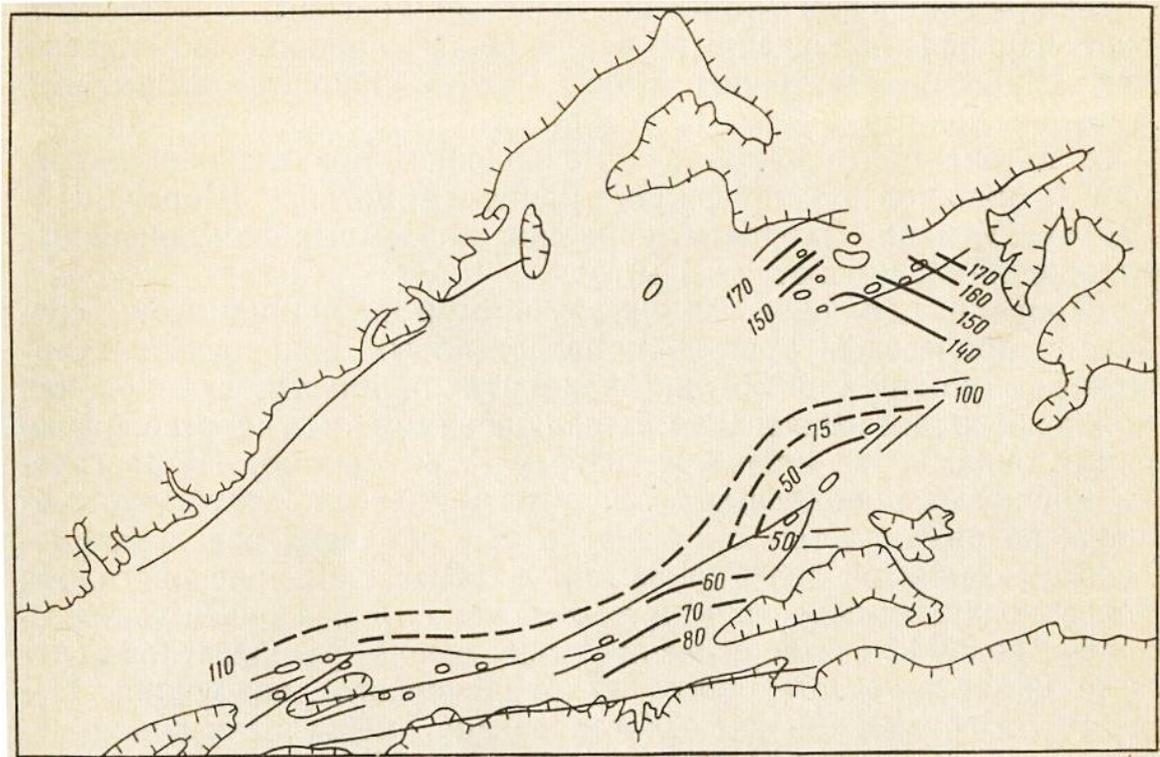


Рис. 5.3. Схемы гидроизопъез палеогеновых отложений Ферганской области (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1973 г.)

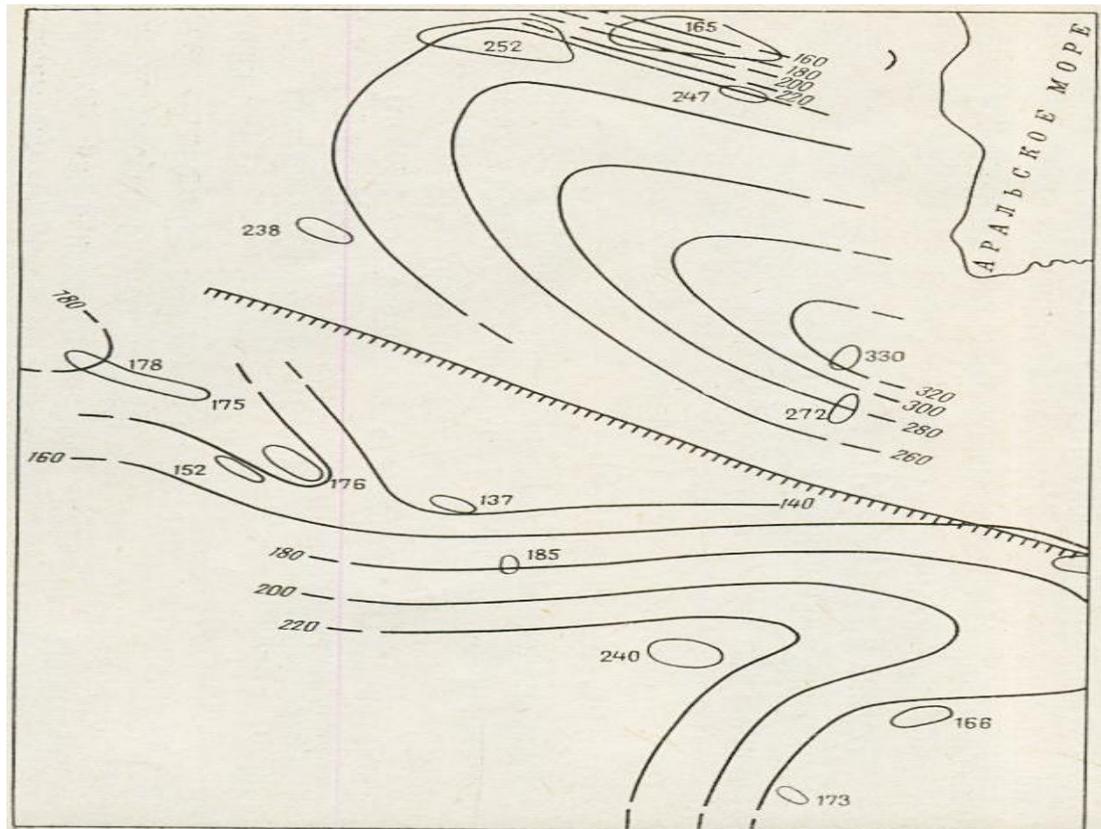


Рис. 5.4. Схемы гидроизопъез среднеюрских отложений Уstyurtской области (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1973 г.)

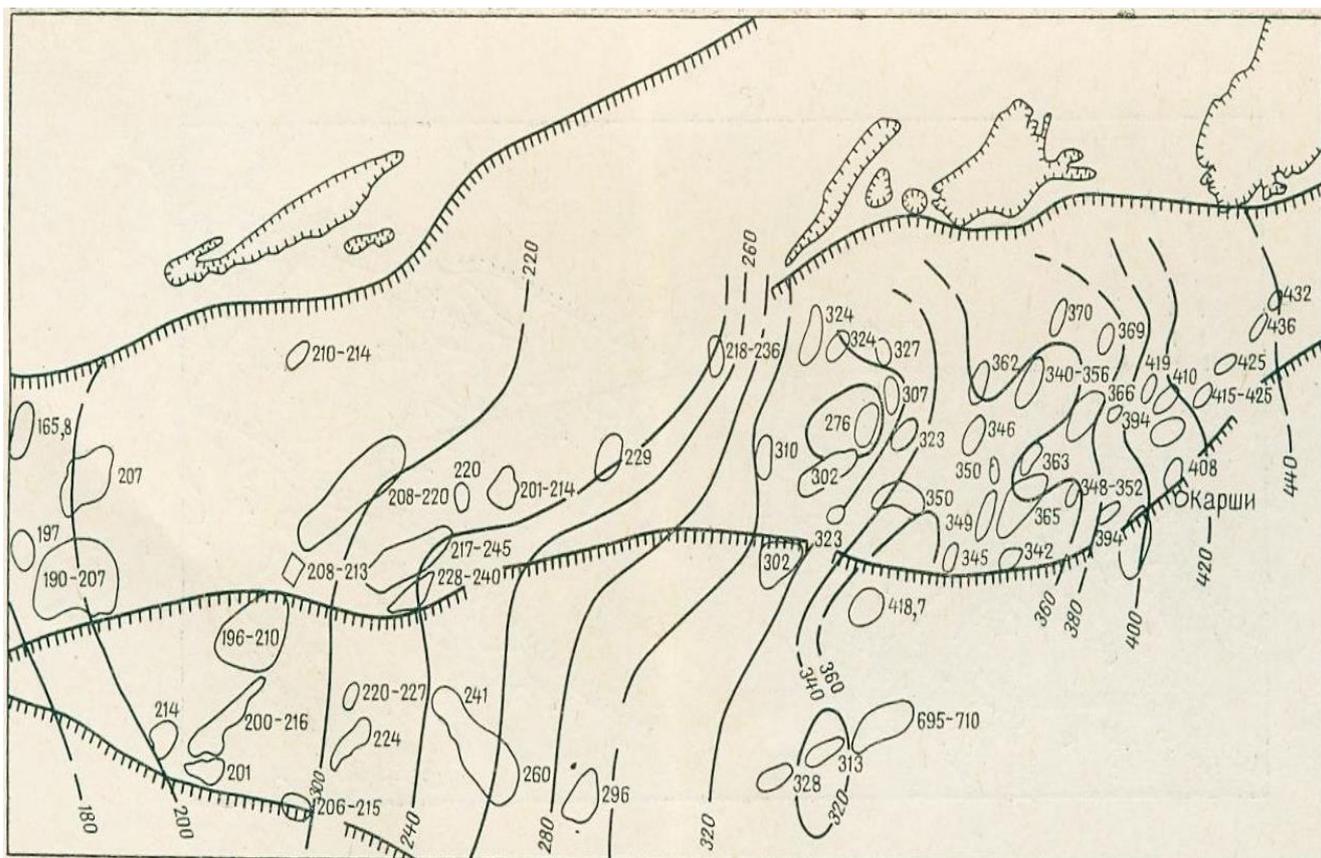


Рис. 5.5. Схемы гидроизопьез верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинской области (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1973 г.)

- 1 – выходы палеозойских пород; 2 – пределы колебаний приведенных напоров, м; 3 – тектонические нарушения; 4 – гидроизопьезы, м.

Факторы влияющие на динамику добычи нефти и газа

Динамика добычи нефти и газа – интегрированное отражение природных свойств месторождений и эффективности воздействия человека на нефтегазоносные пласты, результат взаимодействия геолого-физических и технологических условий разработки нефтяных и газовых месторождений.¹⁴

Основными признаками динамики добычи нефти и газа, представляющими интерес для оценки эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений, являются:

- период и темп роста добычи нефти и газа;
- уровень максимальной добычи нефти и газа, в долях от начальных извлекаемых запасов;

1.¹⁴ Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010.92-96p.

2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. 98-105p.

- стабильность уровня максимальной добычи; суммарный отбор нефти и газа к началу падения добычи;
- темп снижения добычи нефти и газа;
- продолжительность основного периода добычи нефти и газа (отбор 75-85 % запасов);
- максимальный уровень и суммарный отбор жидкости из объекта.

Все эти признаки очень важны для технико-экономического анализа показателей разработки месторождений. Но при определении перспектив разработки месторождений наибольшее внимание уделяется второму и третьему признакам. На динамику добычи нефти и газа оказывает влияние множество факторов, которые можно объединить в следующие группы.

1. Геолого-физические условия месторождений:

- начальное пластовое давление;
- вязкость нефти и газа;
- продуктивность и неоднородность пластов;
- тип коллектора (песчаник, карбонат, алевролит);
- тип залежи (нефтяные, нефтегазовые, водонефтяные, газовые, газоконденсатные зоны).

2. Метод разработки:

- использование естественной энергии пласта;
- искусственное воздействие на пласты – заводнение или др.

3. Система разработки:

- вид заводнения (законтурное, внутриконтурное, блоковое);
- плотность сетки и размещение скважин;
- объекты разработки, вскрытие пластов;
- перепады давлений между линиями питания и отбора.

4. Условия реализации процесса:

- порядок бурения (выборочное или сплошное)
- темп освоения (бурение, строительство промышленных объектов);
- условия эксплуатации скважин (техника добычи, ограничение отборов, отключение скважин, форсирование, глушение пластов, изоляция).

Многие из этих факторов являются постоянными, нерегулируемыми, которые надо просто учитывать при расчетах (например, все геолого-физические факторы), другие являются априорными (метод разработки, вид заводнения и др.), а некоторые факторы определяются объективно существующими условиями и техническими средствами (вскрытие пластов, эксплуатация скважин).

Самое сильное влияние на все признаки динамики добычи нефти оказывают четыре регулируемых фактора:

- схема размещения добывающих и нагнетательных скважин на залежи, объекты разработки и плотность сетки скважин;
- перепады давлений между нагнетательными и добывающими скважинами;
- порядок бурения скважин на объектах;
- темп освоения месторождения, объемы бурения скважин, строительство объектов сбора и подготовки нефти.

В совокупности эти факторы могут в несколько раз изменять уровень добычи нефти и газа и определять эффективность разработки месторождений. Варьировать каждым из этих четырех факторов можно в очень широком диапазоне, по крайней мере изменять их можно в 2-4 раза. В различном сочетании они могут обеспечить теоретически

любую динамику, любой темп добычи нефти и газа в пределах основного периода разработки. Поэтому задача определения конкретной оптимальной динамики добычи нефти на конкретном месторождении сводится к выбору из очень многих возможных вариантов одного рационального.

Факторы влияющие на КИН

Эффективность процесса вытеснения нефти водой из нефтеносных пластов зависит от их геолого-физических свойств, от свойств воды и нефти и условий извлечения. Как показывает опыт разработки нефтяных месторождений, на показатели извлечения нефти из пластов при заводнении наиболее сильное влияние оказывают:

- соотношение вязкостей нефти и воды;
- неоднородность пластов по проницаемости, средняя проницаемость и расчлененность;
- температура пласта;
- относительные размеры водонефтяных зон;
- микронеоднородность пористой среды, нефтенасыщенность и капиллярные силы;
- плотность сетки скважин;
- система заводнения.

По основным месторождениям Урало-Поволжья (более 50 объектов) методом многофакторного анализа было изучено влияние этих факторов на нефтеотдачу пластов при их заводнении. Эти месторождения (объекты), приуроченные к терригенным коллекторам находились на поздней стадии разработки с высокой обводненностью продукции и разрабатывались на водонапорном режиме.

Средние значения некоторых геолого-физических по выбранным объектам приведены ниже.

Проницаемость коллекторов, мкм²	140—3200
Гидропроводность пластов, мкм²·см/(мПа·с)	20—1100
Подвижность нефти в пластовых условиях, мкм²/(мПа·с)	0,06—1,46
Коэффициент песчанности	0,32—0,94
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,4—42,3

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 ниже.

Фактор	Его влияние на нефтеотдачу *, %
Соотношение вязкостей нефти и воды 1→25	-21,1
Средняя проницаемость 0,15→2,5 мкм ²	+15,4
Температура пласта 25→75 °С	+7
Эффективная нефтенасыщенная толщина 3→20 м	+6
Коэффициент песчаности 0,55→0,95	+6
Относительные запасы водонефтяной зоны 25→100 %	-5,6
Нефтенасыщенность 0,75→0,95	+3,6
Плотность сетки скважин 10→60 га/скв.	-3
Система заводнения (естественное заводнение→блочная система)	+2,2
Темп разработки (добыча жидкости от геологических запасов) 2,5→7,5 %	+0,6

По диапазону изменения каждого параметра (фактора) и нефтеотдаче пласта можно получить представление об относительном влиянии факторов на нефтеотдачу. 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 7 % 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 песчаность (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 (песчаности). В монолитных пластах влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу незначительное, а в расчлененных пластах значительное.¹⁵

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

1.¹⁵ Eaton B.A. Graphical method predicts geopressures world wide //World oil, juli, 1996, pp. 122-126.

2. Woley G.R., Prachner W. Reservoir compaction loads on casings and liners//SPE Produktion Engineering, February, 1998, pp. 96-102.

3. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties//.Pet. Tech, june, 1995, pp. 717-722.

пластов за основной период (50-63 %), тогда как при темпах разработки 1,2-1,8 % от балансовых запасов и соотношении вязкостей нефти и воды 1,7-34 нефтеотдача составляла 28-35 %. Естественно, на нефтеотдачу пластов оказывали влияние другие факторы.

Так как на характер обводнения нефтяных залежей в процессе их разработки наибольшее влияние оказывает вязкость пластовой нефти, рассматриваемые объекты 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 по первой, второй и третьей группам объектов соответственно составляет 5, 11 и 34 %, при нефтеотдаче 30 % – соответственно 19,39 и 80%.

Наиболее точно процесс вытеснения нефти из пласта водой отражает зависимость вида $\eta = f(\tau)$, где η – текущая нефтеотдача, а τ – отношение объема отобранной из залежи жидкости к начальным геологическим запасам нефти в пластовых условиях (относительный объем внедрившейся в залежь воды). Эта зависимость показывает, при каком относительном расходе жидкости (воды) получена конкретная нефтеотдача пластов. Удельный расход жидкости или объем нагнетаемой воды на единицу добываемой нефти служит показателем эффективности заводнения залежей.

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.

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 $\tau = 1,5$.

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 прокачанной через залежь воды. Для объектов первой группы увеличение нефтеотдачи на 1 % требует прокачки воды через залежь в объеме 2,5-3 % порового пространства, тогда как для объектов третьей группы для этого требуется 10-12 % и более.

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	-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.

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.

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. Относительное влияние плотности сетки скважин на поздних стадиях разработки возрастает.

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, в прерывистых пластах и конечную нефтеотдачу.

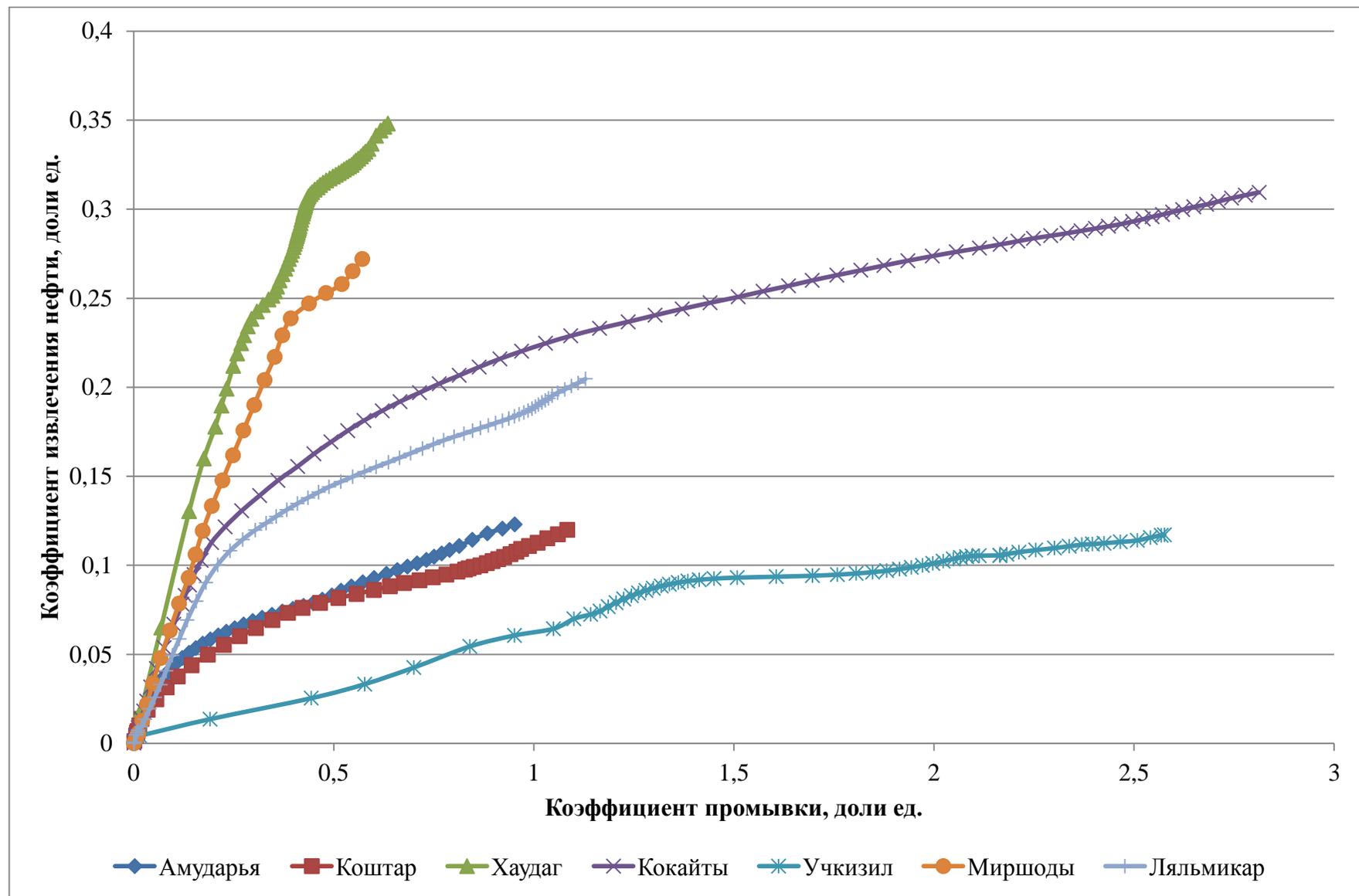


Рис. 5.6. Зависимости коэффициент извлечения нефти от коэффициента промывки пласта

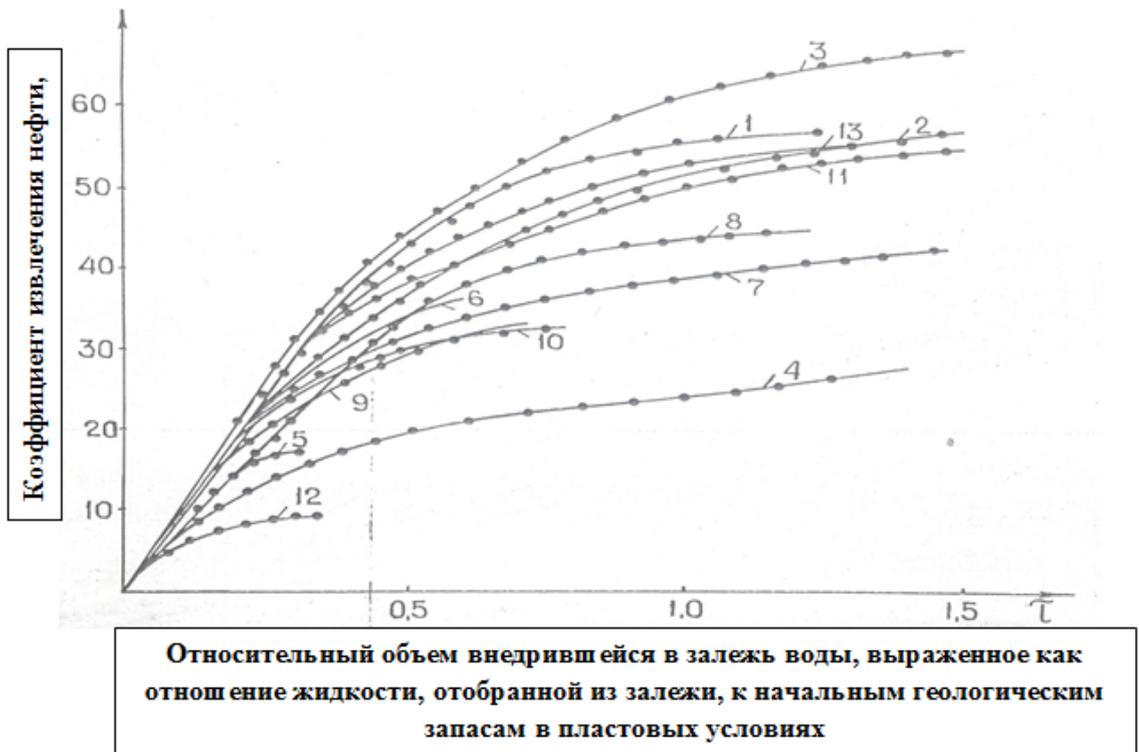
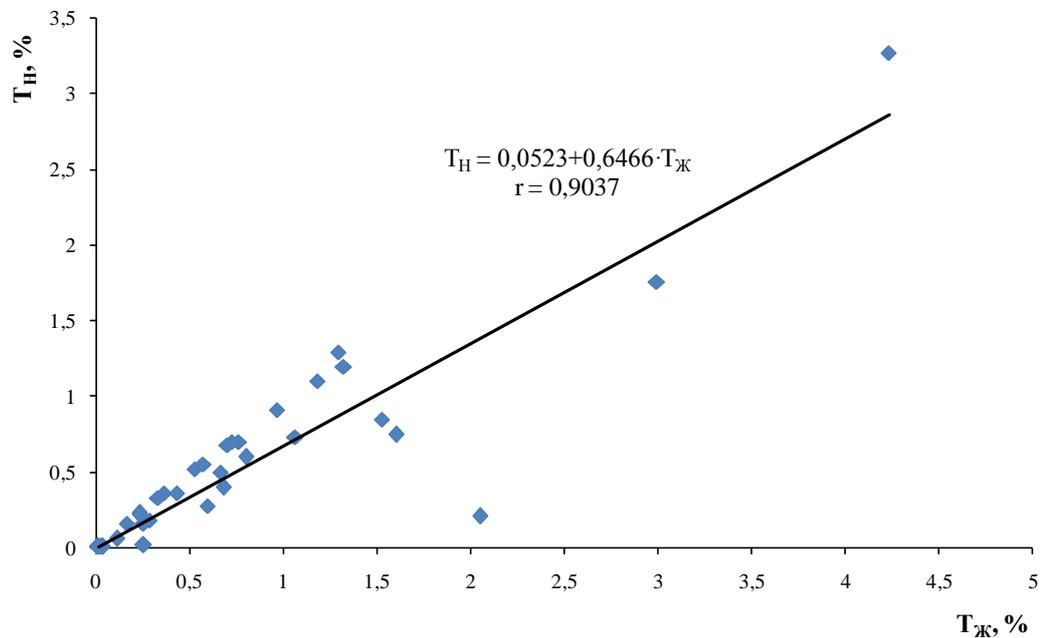
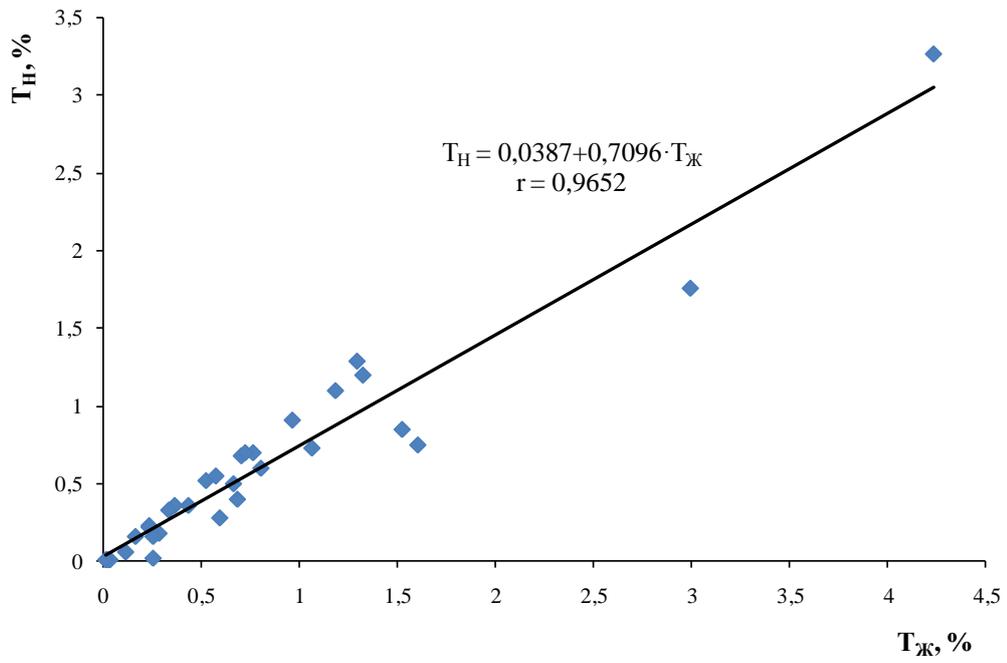


Рис. 5.7. Характеристики вытеснения нефти водой для маловязких нефтей Ферганской впадины:

1, 3, 4 – месторождения Палванташ пласты V+VI, VII, VIII; 2, 11 – Андижан пласты V, VII; 5, 6 – Южный Аламышик пласты V+VI, VII; 7, 8 – Ходжабад пласты VII, VIII; 9, 10, 12 – Западный Палванташ пласты VIII+IX, V+VI, VII; 13 – Северный Сох пласт VIII.



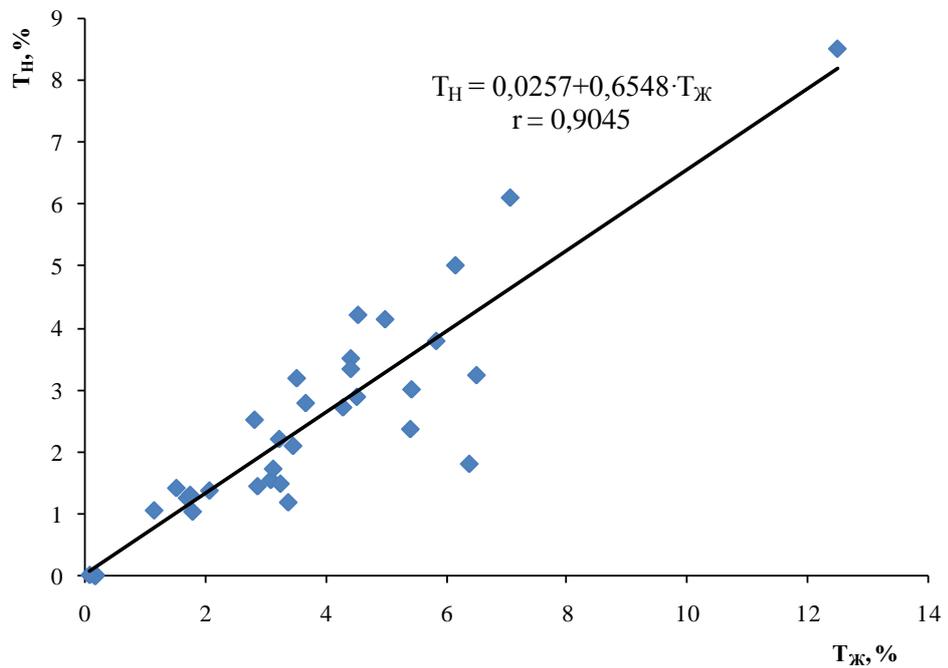
a)



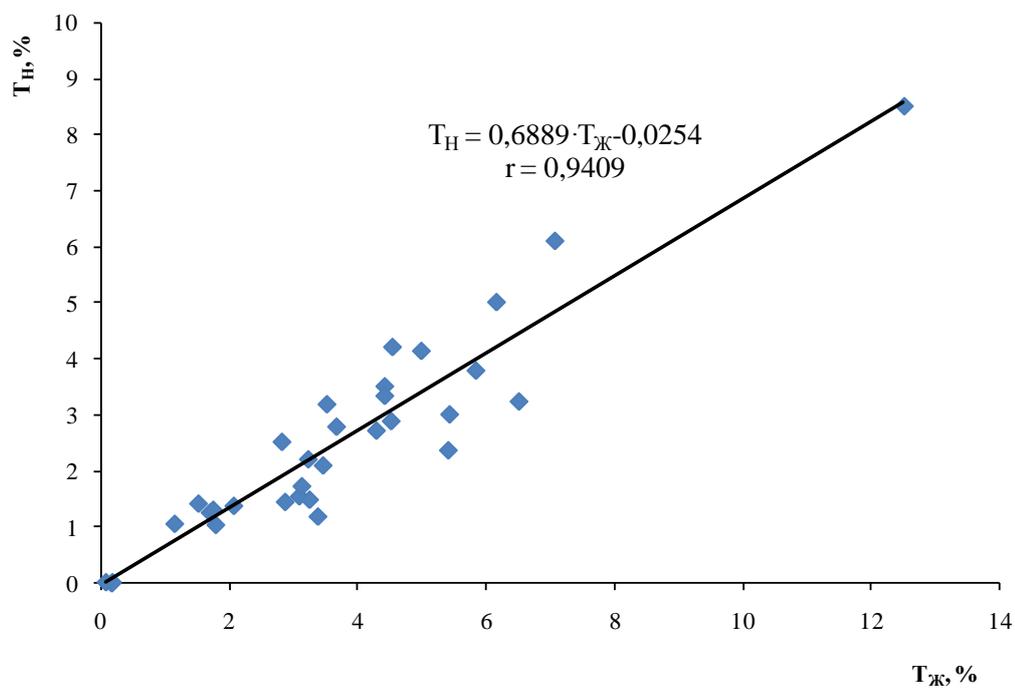
б)

Рис. 5.8. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за I стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

а) – для всей выборки объектов; б) – без учета аномальных объектов.



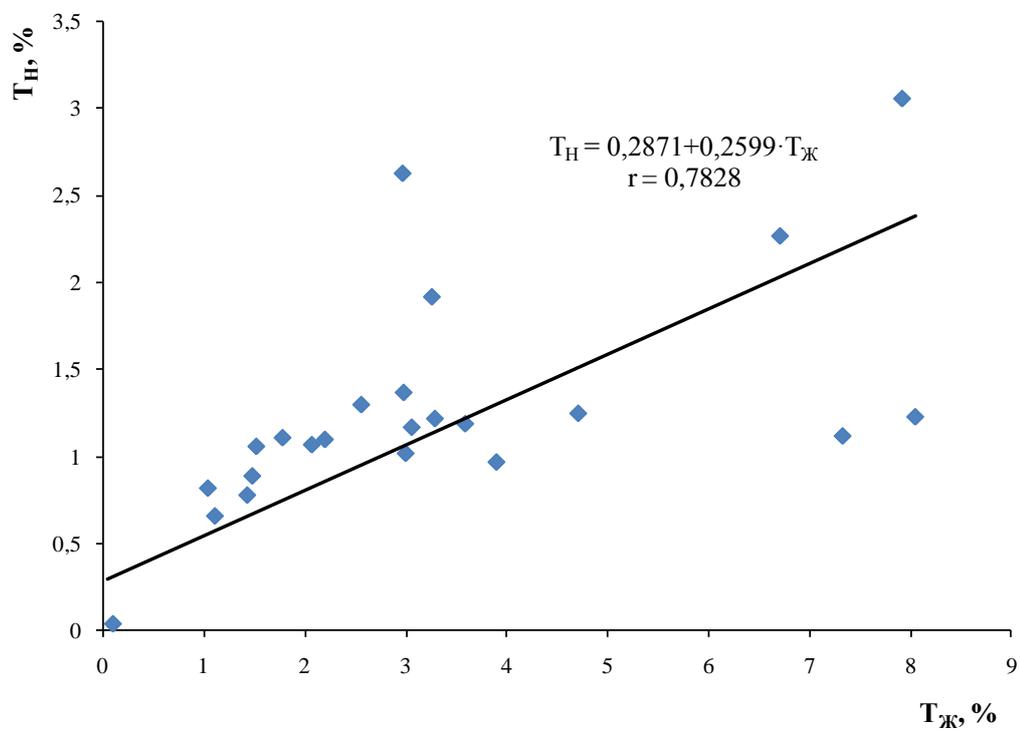
а)



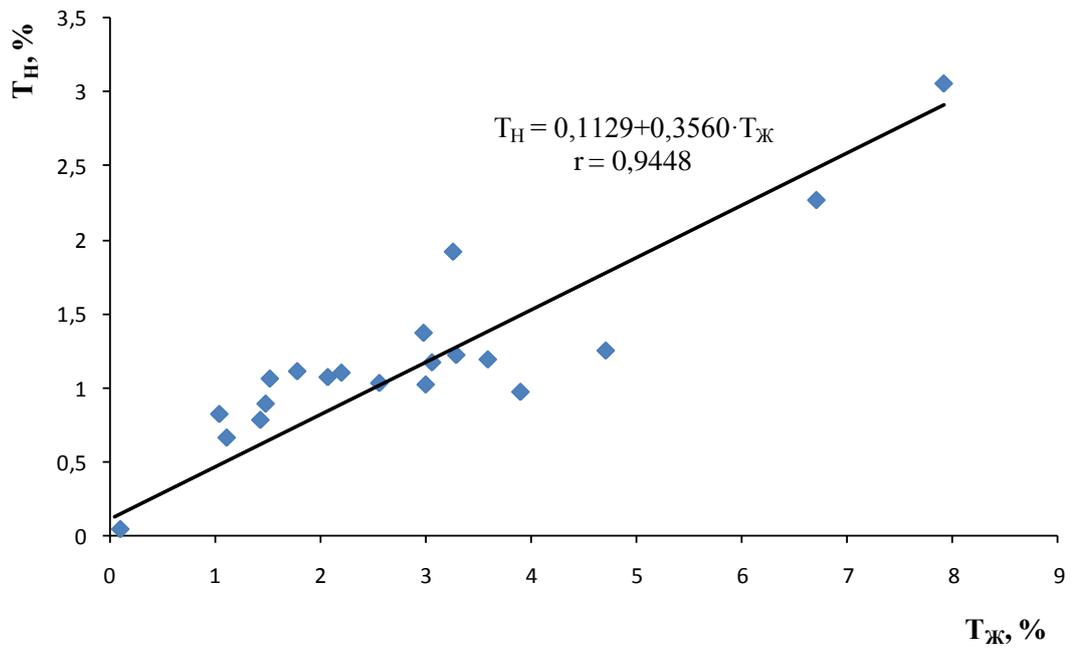
б)

Рис. 5.9. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за II стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

а) – для всей выборки объектов; б) – без учета аномальных объектов.



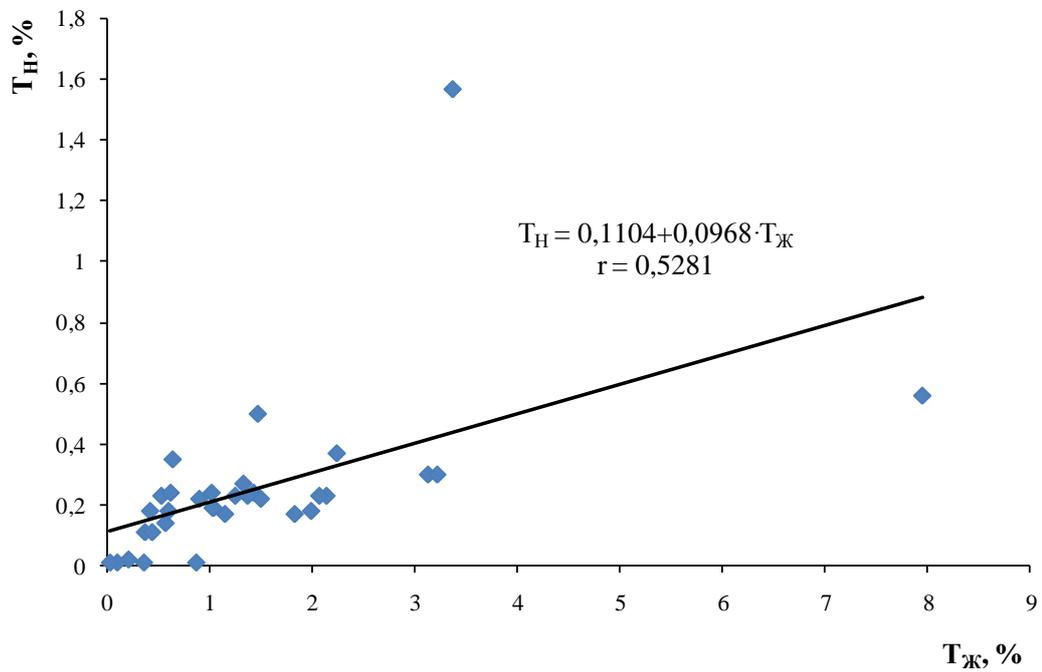
а)



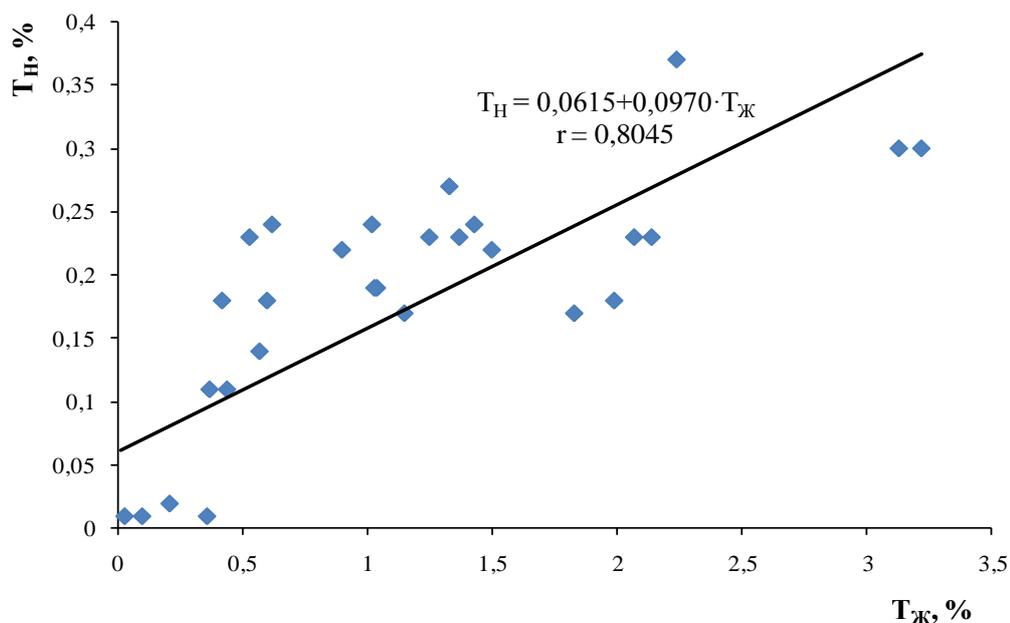
б)

Рис.5.10. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за III стадию разработки для объектов приуроченных к терригенным коллекторам:

а) – для всей выборки объектов; б) – без учета аномальных объектов.



а)



б)

Рис. 5.11. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости заIV стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

а) – для всей выборки объектов; б) – без учета аномальных объектов.

На рис. 5.8-5.11 приведены зависимости T_n от T_j по четырем выделенным стадиям, при этом на рис. 5.8а-5.11а они представлены для всей выборки, а на рис. 5.8б-5.11б 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_j должна быть достаточно тесная линейная зависимость, что и подтверждается рис. 5.8 и 5.9, хотя имеются и «аномальные» объекты не вписывающиеся в общую закономерность. На первой стадии разработки таким объектом является 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 горизонта XIX месторождения Южный Аламышик могла быть относительно более длительный срок освоения (18 лет), в течение которой 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_j 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_j для всей выборки вроде бы снижается, коэффициент корреляции зависимости составляет 0,7828. 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 месторождения Северный Сох) и бурения новых скважин (горизонт XIII месторождения Джаркак). На четвертой стадии разработки зависимости между T_n и T_j свидетельствуют об ослаблении связи между этими параметрами. 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 месторождения Палванташ и горизонт I месторождения Андижан) увеличение темпа отбора жидкости привело к некоторому росту доли воды в продукции скважин, чем на других объектах.¹⁶

В заключении необходимо отметить, что результаты анализа динамики зависимости T_n и T_j , по материалам длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана, 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.

1.¹⁶ Eaton B.A. Graphical method predicts geopressures world wide //World oil, juli, 1996, pp. 130

2. Woley G.R., Prachner W. Reservoir compaction loads on casings and liners//SPE Produktion Engineering, February, 1998, pp.124.

3. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties//.Pet. Tech, june, 1995, pp. 730.

Таблица 5.5

Степень связи темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости по стадиям разработки, для залежей высоковязких нефтей приуроченных к карбонатным коллекторам

№№ пп	Показатели	Стадии разработки			
		I	II	III	IV
1	Пределы изменения среднего темпа отбора жидкости от НБЗ, %	0,03 – 3,43	1,1 – 7,0	1,85 – 4,06	0,52 – 4,67
2	Пределы изменения среднего темпа отбора нефти от НБЗ, %	0,02 – 3,20	0,59 – 6,5	0,45 – 1,22	0,14 – 0,26
3	Пределы изменения стадии разработки, лет	3 – 8	4 – 18	4 – 6	24 – 73
4	Коэффициенты зависимости "а"	- 0,8417	0,4325	3,0043	0,2532
	"б"	0,9152	0,5367	0,0070	0,0236
5	Коэффициент корреляции	0,9624	0,8264	0,0541	0,8273

Таблица 5.6

Статистические зависимости оценки конечного коэффициента нефтеотдачи и геолого-физические условия их применения

№ п/п	Нефтегазоносный район	Количество объектов	Вид зависимости	Коэффициент множественной корреляции	Область применения
1	Азербайджан, Туркменистан	36	$\eta = 0,153 + 0,053 T_n + 0,025 \ln K - 0,0021(\eta_{\text{без}} - 19,9) (T_n - 5,59) + 3,25(1/S - 0,17)^2$	0,93	Терригенный коллектор, водонапорный режим
2	Азербайджан	36	$\eta = -0,409 - 0,01\mu_0 + 0,261K_n - 0,0036h + 1,571m + 0,04\tau + 0,004T_{\text{жс}} + 0,121\lg K + 0,451b$	0,932	Терригенный коллектор, водонапорный режим
3	Башкортостан	18	$\eta = 0,536V_y + 0,025\mu_0 - 0,203K - 0,278K_n - 0,186S - 0,03Q_y - 0,338N_{\text{от}} + 0,179t + 0,385K_{\text{от}} - 0,087T_H - 0,489q_3 / q_{\text{жс}}$	Нет данных	Терригенный коллектор, водонапорный режим
4	Башкортостан	13	$\eta = 0,153V_y + 0,029\mu_0 - 0,035K + 0,194K_n - 0,045S + 0,219Q_y + 0,264t + 0,314T_H$	Нет данных	Терригенный коллектор, водонапорный режим
5	Башкортостан	12	$\eta = 0,098V_y + 0,005\mu_0 + 0,349K + 0,03K_n - 0,517S - 0,111Q_y + 0,588t + 0,174T_H$	Нет данных	Карбонатный коллектор, водонапорный режим
6	Урало-Поволжье	37	$\eta = 0,314 + 0,09161\lg K / \mu_n - 0,0001Q_y - 0,065T_H$	0,8	Карбонатный коллектор, водонапорный режим
7	Афгано-Таджикский газонефтяной бассейн	11	$\eta = -13,56 + 536,4\lg \tau + 13,15T_H - 0,72S + 13,84K_n + 0,67h + 1,68K - 0,085\mu_n + 2,04P_s$	0,988	Карбонатный коллектор, упруговодонапорный режим
8	Ферганская впадина	15	$\eta = 0,2001 + 0,6062T_n - 0,1729S + 0,0977K_n + 0,0598h + 0,5433K - 0,2751\mu_n$	0,926	Карбонатный коллектор, смешанный режим

Изучение степени влияния различных факторов на КИН на длительно разрабатываемых объектах Узбекистана показывает, что:

- неблагоприятные сочетания геолого-промысловых факторов могут снизить конечный коэффициент нефтеизвлечения до 20-25 % в терригенных и до 10-15 % в карбонатных коллекторах;

- при одинаковых величинах геолого-промысловых факторов конечный коэффициент нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах до 20-30 % ниже, чем в терригенных коллекторах, что свидетельствует о более сложном геологическом строении о неоднородности пластов приуроченных к карбонатным коллекторам;

- в терригенных коллекторах конечный коэффициент нефтеизвлечения до 60-65 % определяется геолого-физическими условиями и только 35-40 % применяемой системой разработки;

- в карбонатных коллекторах конечный коэффициент нефтеизвлечения до 45–50 % определяется геолого-физическими условиями, а 50-65 % применяемой системой разработки, т.е. высокие результаты при разработке объектов приуроченных к карбонатным коллекторам можно достичь за счет правильного выбора системы разработки и ее элементов;

- с улучшением геологических характеристик продуктивных пластов растет степень влияния геологических факторов на величину КИН;

- по мере роста степени неоднородности пластов, относительное влияние плотности сетки скважин, проницаемости и вязкости пластовой нефти на величину КИН увеличивается различными темпами;

- наименьшие потери нефти (уменьшение КИН) в однородных пластах связаны со значением плотности сетки скважин, хотя в высоко неоднородных пластах ее влияние становится значительным;

- влияние вязкости пластовой нефти на КИН во всех диапазонах изменения неоднородности пластов является самым высоким.

Статические данные по конечным коэффициентам извлечения газа (на основании статистических данных)

Тип коллектора	Режим разработки	Тип залежей*	Масштаб геологических запасов газа**	Характеристика пластов-коллекторов			
				Однородные высокопроницаемые	неоднородные		
					с преобладанием высокопроницаемых пород	с преобладанием низкопроницаемых пород	при резкой слоистости и преобладанием низкопроницаемых пород
Терригенный	Газовый	мп	к,с	0,95-0,90	0,90-0,80	0,80-0,60	<0,60
		п	с,м	0,90-0,98	0,90-0,80	0,80-0,70	0,70-0,60
	Водонапорный	мп	к,с	0,90-0,98	0,80-0,70	0,85-0,60	<0,60
		п	с,м	0,85-0,75	0,85-0,75	0,75-0,60	<0,60
Карбонатный	Газовый	мп	с,м	0,90-0,80	0,90-0,80	0,80-0,60	<0,60
	Водонапорный	мп	с,м	0,85-0,70	0,85-0,70	0,75-0,50	<0,50

*массивно-пластовые и массивные – мп, пластовые – п;

**уникальные и крупные месторождения – к, средние месторождения – с, мелкие месторождения – м

Основная технология разработки нефтяных месторождений связана с вытеснениями нефти водой при непрерывности процесса. Данная технология с непрерывным водным вытеснением нефти, по оценке акад. В.Н. Щелкачева, обеспечивает конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) в среднем 41 %, а по акад. А.Т. Горбунову – 38 %. По исследованиям проф. И.Л. Мархасина даже при относительно маловязких нефтях Татарстана и Башкортостана в помытых интервалах пласта остается до 40-60 % остаточной нефти.

К настоящему времени в Узбекистане открыто 121 месторождений содержащих залежи нефти, из которых 73 находится в разработке, 12 подготовлены для промышленного освоения, 8 находится в консервации и в 28 продолжаются геологоразведочные работы.

На 73 месторождениях 54 объекта разработки находятся в поздней (фактически на завершающей) стадии эксплуатации. Из них 38 находятся в Ферганской впадине, 5 в Сурхандарьинской мегасинклинали и 11 в Западном Узбекистане.

На 38 объектах Ферганской впадины ожидаемый средний КИН составляет 40,2 %. При этом на 24 объектах, разрабатываемых с применением заводнения, средняя КИН 41,8 %, а на 14 объектах, разрабатываемых на естественных режимах – 27,6 %.

На 5 месторождениях Сурхандарьинской мегасинклинали достигаемый средний КИН – 24,1 %.

На 11 объектах Западного Узбекистана будет достигнута средняя КИН 23,9 %.

В целом по 54 объектам Узбекистана, находящимся в поздней стадии разработки средняя КИН составит 32,4 %, т.е. 67,6 % от начальных запасов нефти останется в пласте.

На трех основных месторождениях Кокдумалак, Северный Уртабулак и Крук ожидаемый КИН составит более 50 %.

Анализ достигнутых значений КИН на длительно разрабатываемых месторождениях Узбекистана вполне согласуется с выводами исследований акад. В.Н. Щелкачева и А.Т. Горбунова.

Из выше приведенных значений КИН следует, что исследование возможностей до извлечения остаточных запасов нефти является одной из, а может быть основной, проблемой нефтедобычи в мире.

Контрольные вопросы:

1. Нефтегазоносные регионы Узбекистана.
2. Какие факторы влияют на динамику добычи нефти и газа?
3. Какие факторы влияют на конечный КИН?
4. Системы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Узбекистана?

Использованные литературы:

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015.
3. 6. Irmatov E.K., Huzhaerov B.H., Agzamov A.H., Features of development of deep-seated oil fields with abnormal-high formation pressure// Uzbek journal of oil and gaz. Specialedition. – Tashkent, 2012.
7. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса // Нефть и газ. – Алматы, 2008. - №2(44).
8. Eaton B.A. Grapical method prediets geopressures world wide //World oil, juli, 1996, pp.
9. Woley G.R., Prachner W. Reservoir compaction loads on casings and liners//SPE Produktion Engeeniring, February, 1998,
10. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressuares from log-derived ahale properties//.Pet. Tech, june, 1995, pp. 717-722.

МАТЕРИАЛЫ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

На практических занятиях у слушателей закрепляются изученные теоретические основы увеличения углеводородоотдачи пластов, решаются практические задачи. Полученные знания и навыки подкрепляются по учебникам и учебным пособиям, лекционным материалам, научным статьям и тезисам пользоваться раздаточным материалом.

1-практическое занятие:

Пример определения оптимального интервала перфорации, предельного безгазового и безводного дебита скважины (2 часа).

Определить предельный безгазовый и безводный дебит скважины эксплуатирующей нефтяную залежь с газовой шапкой и подошвенной водой по методу А.П. Телкова и Ю.И. Стеглянина при следующих исходных данных:

- радиус контура питания $r_k = 200$ м;
- начальная нефтенасыщенная толщина пласта $h_n = 25$ м;
- разница плотностей нефти газа $\Delta\rho_{нг} = 870$ кг/м³;
- разница плотностей воды и нефти $\Delta\rho_{вн} = 200$ кг/м³;
- вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,5 \cdot 10^{-3}$ Па · с;
- горизонтальная проницаемость пласта $k_r = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м²;
- коэффициент анизотропии пласта $k = 12$; ($k = k_r/k_v, k_v$ – вертикальная проницаемость пласта);
- $\alpha = 0,2$;
- $\beta = 0,7$ (α и β – безразмерные параметры вскрытия пласта $\alpha = z_r/h_n$ и $\beta = (z_r + b)/h_n$).

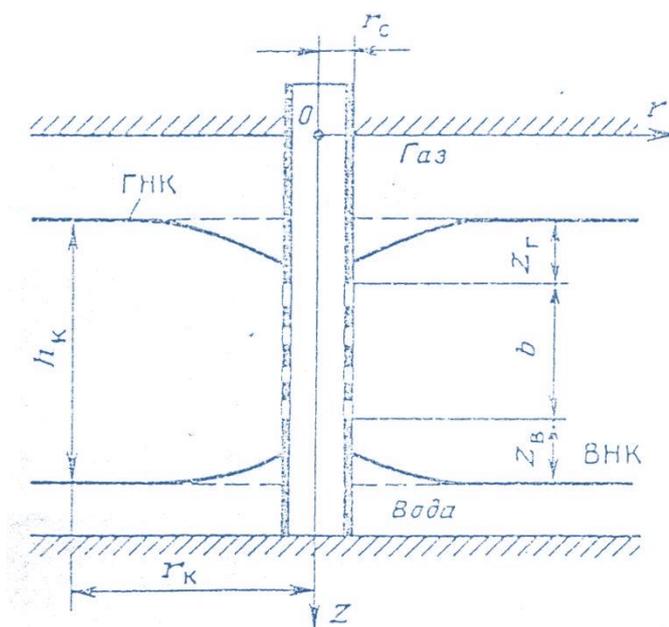


Схема одновременного существования устойчивых конусов газа и воды:

- z_r – расстояние от ГНК до верхних перфорационных отверстий;
- b – интервал перфорации
- z_b – расстояние от ВНК до нижних перфорационных отверстий;
- h_n – начальная нефтенасыщенная толщина пласта;
- r_c и r_k – радиус скважины и контура питания;

ГНК и ВНК – газонефтяной и водонефтяной контакты.

Решение.

1. Определим параметр $\bar{\rho}$

$$\bar{\rho} = \frac{r_k}{k \cdot h_n} = \frac{200}{12 \cdot 25} = 0,66.$$

2. По графикам $\bar{q}_{бг}$, $\bar{q}_{бв}$ в зависимости от $\alpha, \beta, \bar{\rho}$ находим безразмерные предельные безгазовой ($q_{бг}$) и безводный ($q_{бв}$) дебиты (рис. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4). $\bar{q}_{бг} = 0,145$ – рис. 1.2, кривая 5 и $\bar{q}_{бв} = 0,290$ – рис.1.1, кривая 13.

3. Для условия вскрытия пласта $\alpha = 0,2$ и $\beta = 0,7$ вычислим:

z_Γ – расстояние от ГНК до верхних дыр интервала перфорации

$$\alpha = 0,2 = \frac{z_\Gamma}{h_n} = \frac{z_\Gamma}{25}, \quad z_\Gamma = 5;$$

b – интервал перфорации пласта

$$\beta = 0,7 = \frac{(z_\Gamma + b)}{h_n} = \frac{(5 + b)}{25}; \quad b = 12,5 \text{ м};$$

z_B – расстояние от ВНК до нижних дыр интервала перфорации

$$z_B = h_n - b - z_\Gamma = 25 - 12,5 - 5 = 7,5 \text{ м};$$

4. Определим плотности расходов

$$q_{бв} = \Delta\rho_{вн} \cdot \bar{q}_{бв} \cdot A;$$

$$q_{бг} = \Delta\rho_{нг} \cdot \bar{q}_{бг} \cdot A;$$

где

$$A = 2 \cdot \pi \cdot k_\Gamma \cdot h_n \cdot \frac{g}{\mu_n} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 25 \cdot \frac{9,8}{2,5} \cdot 10^{-3} = 0,3077 \cdot 10^{-6};$$

$$q_{бв} = 200 \cdot 0,290 \cdot A = 58 \cdot A;$$

$$q_{бг} = 870 \cdot 0,145 \cdot A = 126,15 \cdot A;$$

5. Определим предельный дебит¹⁷

Так как $q_{бв} < q_{бг}$, из условия $q_0 = \min\{\bar{q}_{бг}, \bar{q}_{бв}\}$, выбираем $q_0 = 58 \cdot A$.

Предельный дебит скважин составит

$$Q = q_0(\beta - \alpha)h_n = 58 \cdot 0,3077 \cdot 10^{-6}(0,7 - 0,2) \cdot 25 = 223,08 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с} = 19,3 \text{ м}^3/\text{сут в пластовых условиях.}$$

6. Определим предельную депрессию на пласт

$$\Delta P_{пр} = h_n \cdot \Delta\rho_{вн} \cdot \varepsilon_0 \cdot \bar{q}_{бв},$$

где

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{\bar{h}} \left[\ln \frac{r_k}{r_c} - \psi(\bar{\rho}, \bar{h}) \right],$$

$\psi(\bar{\rho}, \bar{h})$ – функция для различных значений $\bar{\rho}$ и \bar{h} , (рис. 5),

r_c – радиус скважины,

¹⁷ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. –156p.

$\bar{h} = b/h_H$ – относительная вскрытия пласта.

Значения функции $\psi(\bar{\rho}, \bar{h})$ для различных величин $\bar{\rho}$ и \bar{h} приведены в табл. 1.

$$\bar{h} = \frac{12,5}{25} = 0,5.$$

Значение функции при величинах $\bar{\rho} = 0,66$ и $\bar{h} = 0,5$, $\psi(\bar{\rho}, \bar{h}) = 0,476$.

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{0,5} \left[\ln \frac{200}{0,1} - 0,476 \right] = 2[7,6 - 0,476] = 14,25$$

$$\Delta P_{\text{пр}} = 25 \cdot 200 \cdot 14,25 \cdot 0,29 = 2,06 \text{ ат} = 0,206 \text{ МПа.}$$

Таблица 1

Значения функции $\psi(\bar{\rho}, \bar{h})$

$\bar{\rho}$	\bar{h}								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,3	0,980	0,557	0,382	0,287	0,230	0,192	0,164	0,139	0,109
0,4	1,204	0,750	0,503	0,383	0,304	0,255	0,216	0,180	0,134
0,5	1,381	0,862	0,616	0,472	0,381	0,314	0,264	0,216	0,154
0,6	1,525	0,947	0,717	0,557	0,450	0,371	0,308	0,246	0,170
0,7	1,653	1,097	0,810	0,585	0,516	0,424	0,349	0,274	0,183
0,8	1,800	1,212	0,910	0,713	0,580	0,476	0,390	0,303	0,200
0,9	1,873	1,287	0,972	0,773	0,625	0,515	0,418	0,322	0,203
1,0	1,960	1,368	1,042	0,833	0,680	0,556	0,448	0,343	0,218
2,0	2,540	1,900	1,515	1,240	1,015	0,823	0,650	0,475	0,282
4,0	3,090	0,415	1,975	1,632	1,345	1,090	0,845	0,603	0,343
10,0	3,680	3,030	2,540	2,125	1,755	1,415	1,090	0,757	0,400

$$1 - \bar{q}_{6Г}(0,3; 0,4) = \bar{q}_{6Б}(0,6; 0,7); \quad 2 - \bar{q}_{6Г}(0,4; 0,6) = \bar{q}_{6Б}(0,4; 0,6);$$

$$3 - \bar{q}_{6Г}(0,4; 0,5) = \bar{q}_{6Б}(0,5; 0,6); \quad 4 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,9) = \bar{q}_{6Б}(0,1; 0,9);$$

$$5 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,7) = \bar{q}_{6Б}(0,3; 0,9); \quad 6 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,5) = \bar{q}_{6Б}(0,5; 0,9);$$

$$7 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,4) = \bar{q}_{6Б}(0,6; 0,9); \quad 8 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,3) = \bar{q}_{6Б}(0,7; 0,9);$$

$$9 - \bar{q}_{6Г}(0,1; 0,2) = \bar{q}_{6Б}(0,8; 0,9); \quad 10 - \bar{q}_{6Г}(0,4; 0,8) = \bar{q}_{6Б}(0,2; 0,6);$$

$$11 - \bar{q}_{6Г}(0,5; 0,9) = \bar{q}_{6Б}(0,1; 0,5); \quad 12 - \bar{q}_{6Г}(0,3; 0,9) = \bar{q}_{6Б}(0,1; 0,7);$$

$$13 - \bar{q}_{6Г}(0,3; 0,8) = \bar{q}_{6Б}(0,2; 0,7).$$

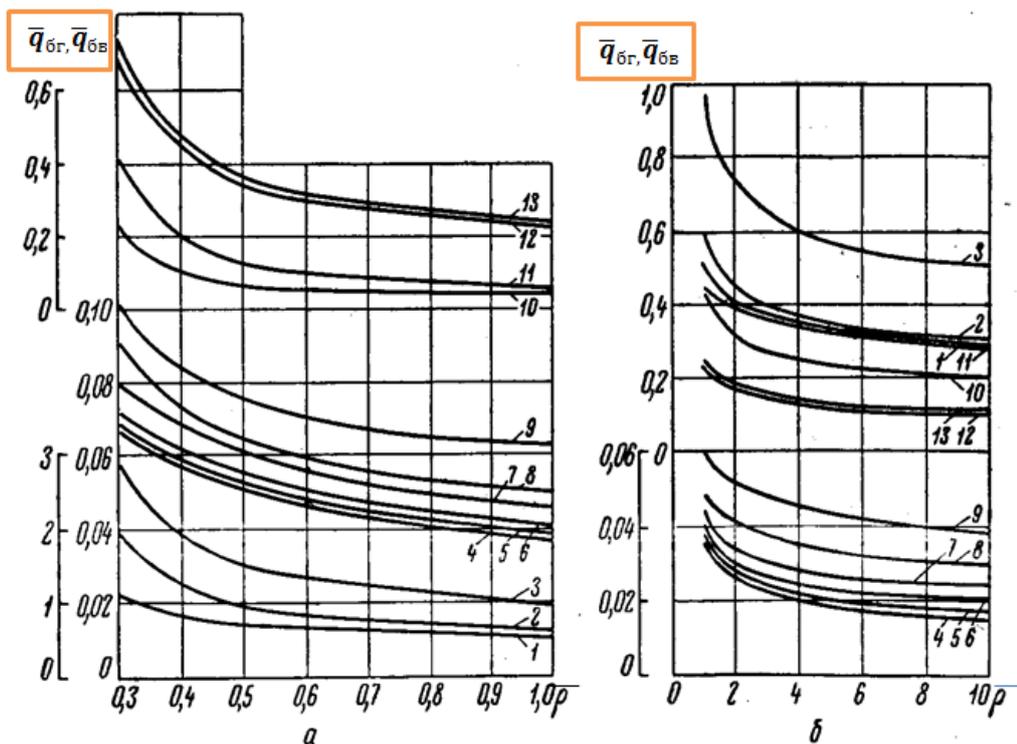


Рис. 1.1. Зависимость предельных безгазовых $\bar{q}_{ог}$ и безводных $\bar{q}_{ов}$ плотностей расходов от α , β и $\bar{\rho}$.

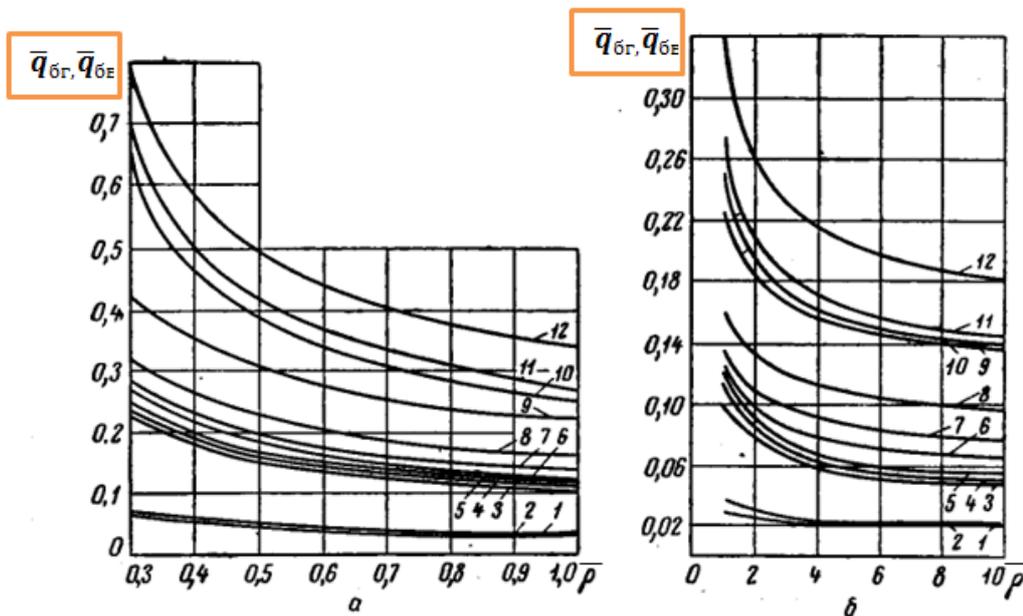


Рис. 1.2. Зависимость предельных безгазовых $\bar{q}_{ог}$ и безводных $\bar{q}_{ов}$ плотностей расходов от α , β и $\bar{\rho}$.

- 1 – $\bar{q}_{ог}(0,1; 0,6) = \bar{q}_{ов}(0,4; 0,9)$; 2 – $\bar{q}_{ог}(0,1; 0,8) = \bar{q}_{ов}(0,2; 0,9)$;
 3 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,9) = \bar{q}_{ов}(0,1; 0,8)$; 4 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,8) = \bar{q}_{ов}(0,2; 0,8)$;
 5 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,7) = \bar{q}_{ов}(0,3; 0,8)$; 6 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,6) = \bar{q}_{ов}(0,4; 0,8)$;
 7 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,5) = \bar{q}_{ов}(0,5; 0,8)$; 8 – $\bar{q}_{ог}(0,2; 0,4) = \bar{q}_{ов}(0,6; 0,8)$;

$$9 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,2; 0,3) = \bar{q}_{6B}(0,7; 0,8); \quad 10 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,3; 0,7) = \bar{q}_{6B}(0,3; 0,7);$$

$$11 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,3; 0,6) = \bar{q}_{6B}(0,4; 0,7); \quad 12 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,3; 0,5) = \bar{q}_{6B}(0,5; 0,7).$$

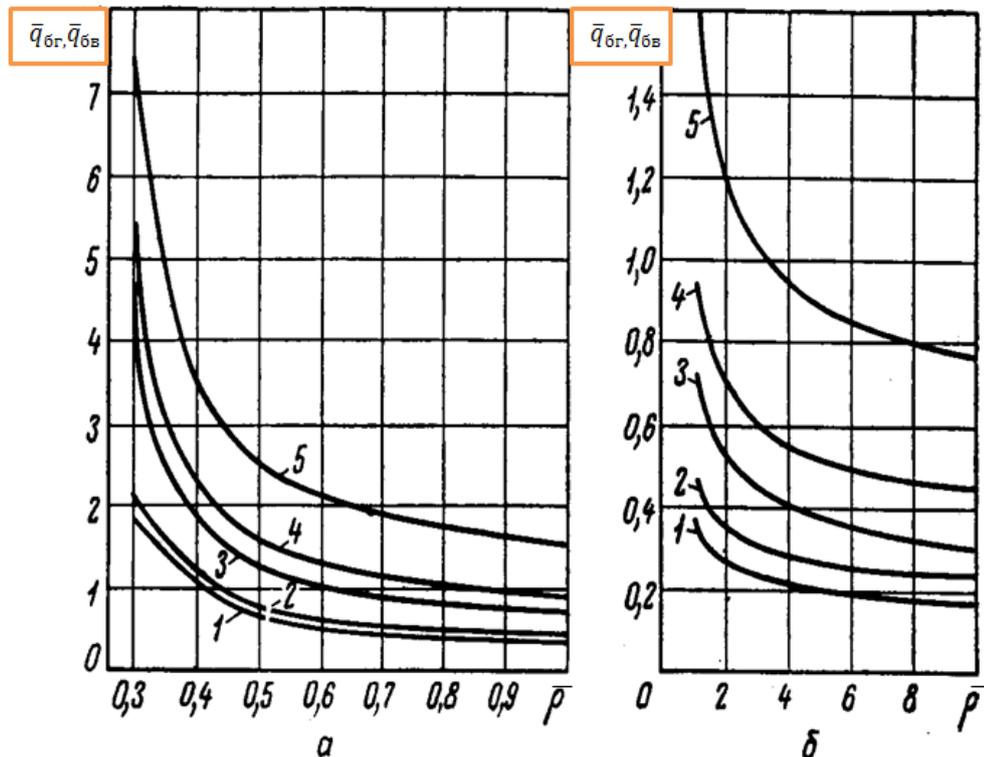


Рис. 1.3. Зависимость предельных безгазовых $\bar{q}_{6\Gamma}$ и безводных \bar{q}_{6B} плотностей расходов от α , β и $\bar{\rho}$.

$$1 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,4; 0,9) = \bar{q}_{6B}(0,1; 0,6);$$

$$2 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,4; 0,7) = \bar{q}_{6B}(0,3; 0,6);$$

$$3 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,5; 0,8) = \bar{q}_{6B}(0,2; 0,5);$$

$$4 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,5; 0,7) = \bar{q}_{6B}(0,3; 0,5);$$

$$5 - \bar{q}_{6\Gamma}(0,5; 0,6) = \bar{q}_{6B}(0,4; 0,5).$$

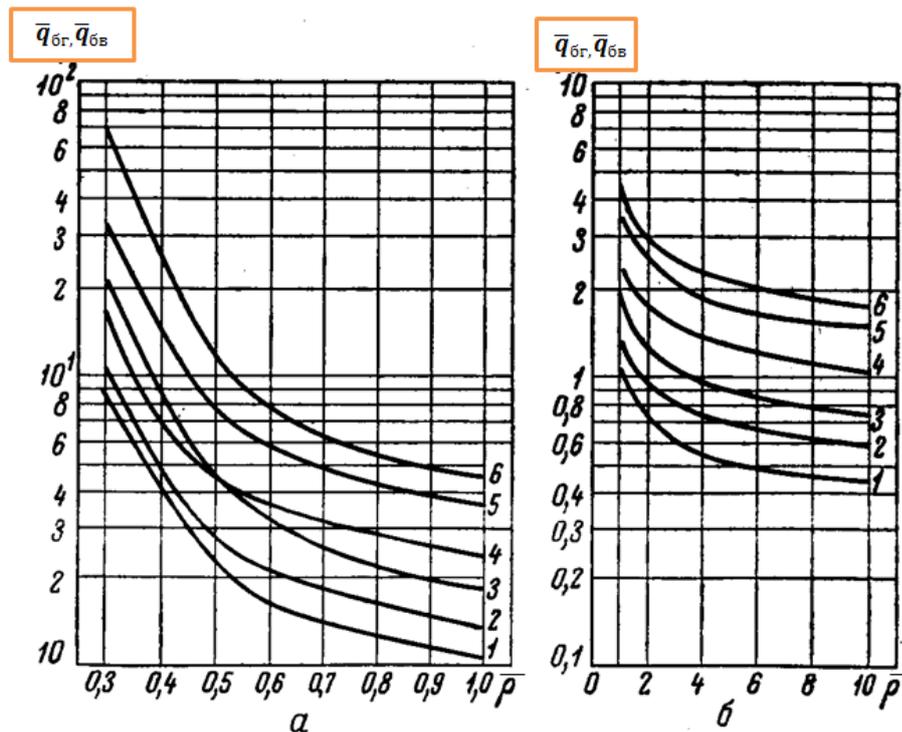


Рис. 1.4. Зависимость предельных безгазовых $\bar{q}_{ог}$ и безводных $\bar{q}_{обв}$ плотностей расходов от α , β и $\bar{\rho}$.

- 1 – $\bar{q}_{ог}(0,6; 0,9) = q_2(0,1; 0,4)$; 2 – $\bar{q}_{ог}(0,6; 0,8) = \bar{q}_{обв}(0,2; 0,4)$;
 3 – $\bar{q}_{ог}(0,7; 0,9) = \bar{q}_{обв}(0,1; 0,3)$; 4 – $\bar{q}_{ог}(0,6; 0,7) = \bar{q}_{обв}(0,3; 0,4)$;
 5 – $\bar{q}_{ог}(0,7; 0,8) = \bar{q}_{обв}(0,2; 0,3)$; 6 – $\bar{q}_{ог}(0,8; 0,9) = \bar{q}_{обв}(0,1; 0,2)$;

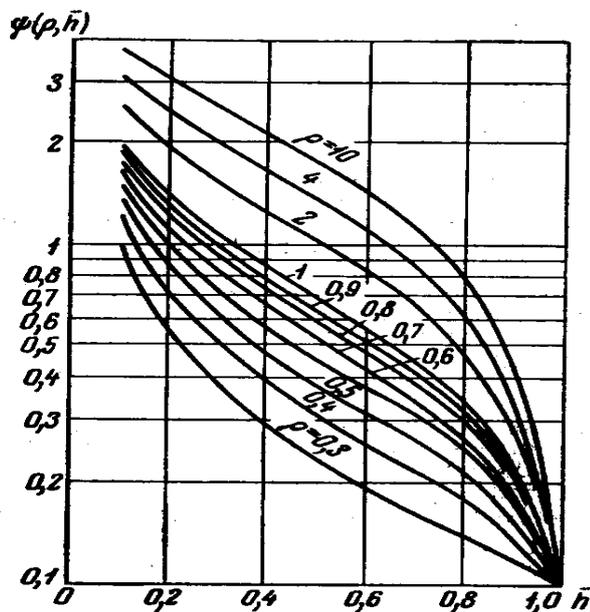


Рис. 1.5. Зависимость некоторой функции $\Psi(\bar{\rho}, \bar{h})$ связанной со средним значением потенциала скважины, от относительного вскрытия пласта \bar{h} .

Возможны три случая эксплуатации скважины:

1) дебит меньше или равен предельному; это обеспечивает длительную эксплуатацию скважины без воды и газа; зеркало воды и газа будет подтягиваться к скважине только по мере истощения залежи; вода и газ прорвется лишь тогда, когда дойдут до интервала перфорации;

2) дебит намного больше предельного (максимально возможный – потенциальный); в этом случае вода и газ почти мгновенно прорвутся в скважину и начнется совместный приток воды, нефти и газа;

3) дебит средней между предельным и потенциальным; тогда после некоторого безводного и безгазового периода наступает совместный отбор нефти, воды и газа.

Определение наивыгоднейшего (оптимального интервала вскрытия пласта и предельного безводного и безгазового дебита не имеет точного решения. Недостаточно изучено с количественной стороны влияние на предельные дебиты и депрессии анизотропности пласта, отклонения границы раздела от первоначально плоской формы, капиллярного давления и других параметров пласта. Имеющиеся решения этой задачи исходили из упрощенной условий процесса.

2-практическое занятие:

Определение начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения нефти водой (2 часа).

В качестве метода определения начальных извлекаемых запасов нефти разрабатываемых объектов (залежей) по данным их эксплуатации принято использование так называемых характеристик вытеснения.

Под характеристиками вытеснения понимаются зависимости накопленной добычи нефти по рассматриваемому объекту от накопленной добычи жидкости или воды (при различных возможных модификациях координат в зависимостях).

Достоинствами использования характеристик вытеснения для определения начальных извлекаемых запасов нефти по разрабатываемым объектам в поздней стадии эксплуатации являются:

- а) величина извлекаемых запасов нефти получается из характеристик вытеснения непосредственно (для ее определения не требуется предварительное знание величин начальных балансовых запасов нефти и проектного коэффициента извлечения нефти);
- б) при определении запасов автоматически учитываются особенности реализуемой на объекте системы разработки.

Определение начальных извлекаемых запасов нефти рассмотрим на примере показателей разработки горизонта V месторождения Андижан (табл. 2.1), с использованием характеристик вытеснения нефти водой предложенных С.Н. Назаровым и Г.С. Камбаровым с соавторами, т.к. эти методы являются наиболее предпочтительными с точки зрения обеспечения точности расчетов (до $\pm 2,6\%$) [1].

Основные расчетные зависимости определения извлекаемых запасов нефти по этим методам имеют вид:

$$\begin{aligned} & \text{– по методу С.Н. Назарова [2]} \\ R_{\text{ж}} &= a + b \cdot Q_{\text{ж}}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} & \text{– по методу Г.С. Камбарова [3]} \\ Q_{\text{н}} \cdot Q_{\text{ж}} &= c + d \cdot Q_{\text{ж}}. \end{aligned} \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{н}}$ – накопленные отборы нефти и жидкости; a, b, c, d – коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов; $R_{\text{ж}}$ – жидкостно-нефтяной фактор ($R_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}}/Q_{\text{н}}$).

Таблица 2.1

Показатели разработки горизонта V месторождения Андижан

Годы	Показатели разработки								
	Добыча нефти, тыс. т		Добыча воды, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Обводнен -ность, %	Qж/Qн	Qж*Qн
	ГОДО- вая	накоп.	ГОДО- вая	накоп.	ГОДО- вая	накоп.			
1945	48	247,1	4,7	27,4	52,7	274,5	8,9	1,111	67828,95
1946	60,2	307,3	8,3	35,7	68,5	343	12,1	1,116	105403,9
1947	89	396,3	7,8	43,5	96,8	439,8	8,1	1,110	174292,74
1948	72,7	469	14,4	57,9	87,1	526,9	16,5	1,123	247116,1
1949	57,6	526,6	15,6	73,5	73,2	600,1	21,3	1,140	316012,66
1950	56,1	582,7	23,3	96,8	79,4	679,5	29,3	1,166	395944,65
1951	48	630,7	26	122,8	74	753,5	35,1	1,195	475232,45
1952	43,2	673,9	29,7	152,5	72,9	826,4	40,7	1,226	556910,96
1953	46,3	720,2	34,2	186,7	80,5	906,9	42,5	1,259	653149,38
1954	43,3	763,5	44	230,7	87,3	994,2	50,4	1,302	759071,7
1955	38,8	802,3	50,1	280,8	88,9	1083,1	56,4	1,350	868971,13
1956	42,4	844,7	61,4	342,2	103,8	1186,9	59,2	1,405	1002574,4
1957	33,3	878	59	401,2	92,3	1279,2	63,9	1,457	1123137,6
1958	26	904	61,7	462,9	87,7	1366,9	70,4	1,512	1235677,6
1959	25,1	929,1	50,6	513,5	75,7	1442,6	66,8	1,553	1340319,7
1960	23,8	952,9	40,3	553,8	64,1	1506,7	62,9	1,581	1435734,4
1961	22,2	975,1	34,8	588,6	57	1563,7	61,1	1,604	1524763,9
1962	18,5	993,6	50,1	638,7	68,6	1632,3	73,0	1,643	1621853,3
1963	16,8	1010,4	57,2	695,9	74	1706,3	77,3	1,689	1724045,5
1964	20,4	1030,8	62,7	758,6	83,1	1789,4	75,5	1,736	1844513,5
1965	15,3	1046,1	67,2	825,8	82,5	1871,9	81,5	1,789	1958194,6
1966	18	1064,1	65,6	891,4	83,6	1955,5	78,5	1,838	2080847,6
1967	22	1086,1	70,7	962,1	92,7	2048,2	76,3	1,886	2224550
1968	24,6	1110,7	96,2	1058,3	120,8	2169	79,6	1,953	2409108,3
1969	22,9	1133,6	83,1	1141,4	106	2275	78,4	2,007	2578940
1970	25,8	1159,4	77,9	1219,3	103,7	2378,7	75,1	2,052	2757864,8
1971	21,9	1181,3	118,3	1337,6	140,2	2518,9	84,4	2,132	2975576,6
1972	22,8	1204,1	131,6	1469,2	154,4	2673,3	85,2	2,220	3218920,5
1973	22,3	1226,4	129,3	1598,5	151,6	2824,9	85,3	2,303	3464457,4
1974	22,6	1249	150,1	1748,6	172,7	2997,6	86,9	2,400	3744002,4
1975	15,9	1264,9	198,1	1946,7	214	3211,6	92,6	2,539	4062352,8
1976	13,4	1278,3	177,6	2124,3	191	3402,6	93,0	2,662	4349543,6
1977	9,8	1288,1	140,7	2265	150,5	3553,1	93,5	2,758	4576748,1
1978	7,8	1295,9	133,5	2398,5	141,3	3694,4	94,5	2,851	4787573
1979	7,2	1303,1	127,1	2525,6	134,3	3828,7	94,6	2,938	4989179
1980	7,1	1310,2	129	2654,6	136,1	3964,8	94,8	3,026	5194681
1981	6,7	1316,9	122,8	2777,4	129,5	4094,3	94,8	3,109	5391783,7
1982	6,4	1323,3	129,5	2906,9	135,9	4230,2	95,3	3,197	5597823,7
1983	5,8	1329,1	119,9	3026,8	125,7	4355,9	95,4	3,277	5789426,7
1984	5	1334,1	100,8	3127,6	105,8	4461,7	95,3	3,344	5952354
1985	4,6	1338,7	97,8	3225,4	102,4	4564,1	95,5	3,409	6109960,7

1986	4	1342,7	81,2	3306,6	85,2	4649,3	95,3	3,463	6242615,1
1987	3,4	1346,1	74,4	3381	77,8	4727,1	95,6	3,512	6363149,3
1988	3,3	1349,4	69	3450	72,3	4799,4	95,4	3,557	6476310,4
1989	3,2	1352,6	63,9	3513,9	67,1	4866,5	95,2	3,598	6582427,9
1990	2,5	1355,1	53,5	3567,4	56	4922,5	95,5	3,633	6670479,8
1991	2,1	1357,2	48,3	3615,7	50,4	4972,9	95,8	3,664	6749219,9
1992	2,1	1359,3	35,3	3651	37,4	5010,3	94,4	3,686	6810500,8
1993	2,8	1362,1	35,5	3686,5	38,3	5048,6	92,7	3,706	6876698,1
1994	2,5	1364,6	31,9	3718,4	34,4	5083	92,7	3,725	6936261,8
1995	2,6	1367,2	32,5	3750,9	35,1	5118,1	92,6	3,743	6997466,3
1996	2,2	1369,4	27,2	3778,1	29,4	5147,5	92,5	3,759	7048986,5
1997	1,9	1371,3	30	3808,1	31,9	5179,4	94,0	3,777	7102511,2
1998	1,6	1372,9	31,4	3839,5	33	5212,4	95,2	3,797	7156104
1999	1,3	1374,2	25,3	3864,8	26,6	5239	95,1	3,812	7199433,8
2000	1,4	1375,6	19,7	3884,5	21,1	5260,1	93,4	3,824	7235793,6
2001	1,2	1376,8	15,8	3900,3	17	5277,1	92,9	3,833	7265511,3
2002	1,3	1378,1	17	3917,3	18,3	5295,4	92,9	3,843	7297590,7

По характеристикам вытеснения нефти водой определяются запасы нефти ($Q_{изв}(\infty)$), которые можно извлечь из залежи при $Q \rightarrow \infty$ и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значения $1/b$ соответствуют величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.¹⁸

Величина извлекаемых запасов к моменту достижения предельной рентабельной доли нефти в потоке жидкости ($f_{пр}$) определяется по формуле из[4]:

$$Q_{изв}(f_{пр}) = Q_{изв}(\infty) \left[1 - \sqrt{a \cdot (f_{пр})} \right], \quad (2.3)$$

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

В соответствии с методическими руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой построенных по горизонту V месторождения Андижан выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов для условия бесконечной промывки пласта.

Характеристики вытеснения Г.С. Камбарова приведены на рис. 2.1-2.2.

В результате расчетов получены значения начальных запасов нефти при бесконечной промывке пласта: по методу С.Н. Назарова – 1561 тыс. т, по методу Г.С. Камбарова – 1499 тыс. т, т.е. разница 62 тыс. т или 4%.

¹⁸ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 178p.

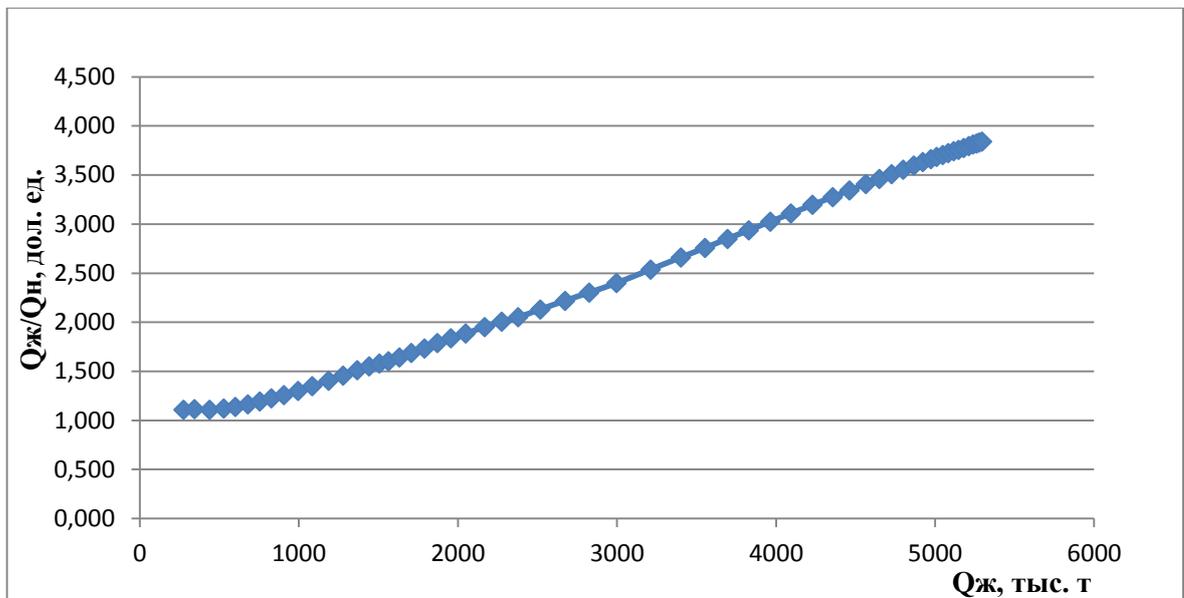


Рис. 2.1. Характеристика вытеснения нефти водой горизонта V месторождения Андиган (по методу С.Н. Назарова)

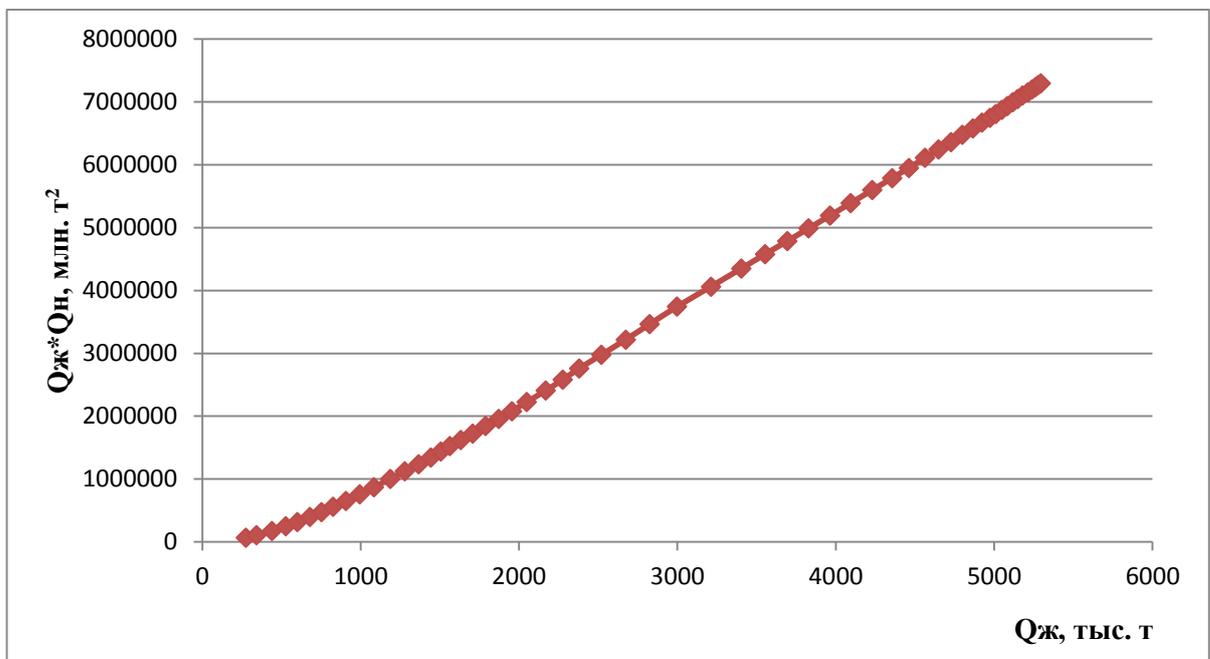


Рис. 2.2. Характеристика вытеснения нефти водой горизонта V месторождения Андиган (по методу Г.С. Камбарова)

3-практическое занятие:

Определение давления разрушения (песчаники) и смыкания трещин (известняки) горных пород продуктивных горизонтов, залегающих на больших глубинах с аномально высоким пластовым давлением (2 часа).

Задача 3.1. Определить давление разрушения коллектора при следующих данных.

Средняя глубина залегания продуктивного горизонта 3500 м и объемная плотность вышележащих пород 2400 кг/м^3 . Для случая залежи нефти с нормальными пластовым давлением $P_{\text{пл}} = 35 \text{ МПа}$, тип песчаника «крепкий» с пределом прочности 80 МПа, а для случая с аномально высоким пластовым давлением $P_{\text{пл}} = 70 \text{ МПа}$, тип песчаника «слабый» с пределом прочности 35 МПа.

Получаем, что вертикальное (горное) давление составляет $P_{\text{Г}} = \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot L = 2,4 \cdot 9,8 \cdot 3,5 = 82,32 \text{ МПа}$, а коэффициент Пуассона для первого случая 0,3, для второго – 0,46.

$$\left(\frac{\nu}{1-\nu} = P_{\text{пл}}/P_{\text{Г}} = 35/82,32 = 0,46 \text{ и } \nu = 0,3 \right).$$

Если для определения условия прочности пород и предотвращения их разрушения под воздействием горного давления применять выражение вида :

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} < \frac{\sigma_{\text{ж}}}{2} - n \cdot (10^{-6} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot q \cdot L - P_{\text{пл}}) \\ = \frac{80}{2} - 0,3(10^{-6} \cdot 2400 \cdot 9,8 \cdot 3500 - 35) = 18,2.$$

то резерв пластового давления для случая его нормального значения составляет 18,2 МПа, а для случая аномального давления 29,5 МПа.

Задача 3.2. Определить давление смыкания трещин коллектора при следующих данных.

Коэффициент Пуассона - 0,25. Глубина продуктивных отложений келловей – оксфордского возраста (представленных известняками), толщина отложений пройденного разреза и плотности пород приведены в табл. 3.1 и 3.2.

Определение величины средней плотности вышележащих пород осуществлено с учетом стратиграфической разбивки вскрытых отложений в разрезе скважины № 1 месторождения Шакарбулак (таблица 3.1) и скважин №№ 1, 4, 7, 11, 15 месторождения Северный Уртабулак (таблица 3.2). В результате получена величина среднего значения плотности пород для месторождений Шакарбулак и Северный Уртабулак, равная 2300 и 2520 кг/м^3 соответственно. На первый взгляд получены парадоксальные результаты, т.к. при средней глубине продуктивного пласта на месторождении Северный Уртабулак 2500 м средняя плотность вышележащих пород составляет 2520 кг/м^3 , а для месторождения Шакарбулак при L равной 3780 м ρ - 2300 кг/м^3 . Однако, если рассмотреть стратиграфический разрез месторождения Северный Уртабулак, толщина четвертичных и неогеновых отложений, имеющих наименьшую плотность пород составляет всего 54 м (2,1 % от общей глубины), а для месторождения Шакарбулак - 1274 м (32,8% от общей глубины), тогда полученные величины средней плотности вышележащих пород становятся вполне объяснимыми.

При этих величинах коэффициента Пуассона и средней плотности вышележащих пород для месторождения Шакарбулак значение коэффициента бокового распора равно 0,33, горного давления - 85,1 МПа, а бокового горного давления 28,1 МПа.

Для месторождения Северный Уртабулак значения горного давления и бокового горного давления составили 64,74 МПа и 21,36 МПа соответственно.

Таблица 2.1

Стратиграфический разрез месторождения Шакарбулак

Возраст пород	Интервал залегания, м	Толщина, м	Плотность горных пород, кг/м ³	
			Диапазон изменения	Среднее значение
Неоген+четвертичные	0-1274	1274	2050-2100	2075
Палеогеновые	1274-1422	148	2100-2200	2150
Сенон	1422-1914	492	2170-2250	2210
Турон	1914-2263	349	2250-2300	2275
Сеноман	2263-2480	217	2300	2300
Альб	2480-2767	287	2350-2580	2465
Неоком-апт	2767-3270	503	2500-2580	2540
Кимеридж-Титон	3270-3674	404	2550-2710	2630
Келловей-оксфорд	3674-3882	208	2650-2750	2700

Таблица 2.2

Стратиграфический разрез месторождения Северный Уртабулак

Возраст пород	Интервал залегания, м	Толщина, м	Плотность горных пород, кг/м ³	
			диапазон изменения	среднее значение
Четвертичные	0-4	4	2050-2100	2075
Неогеновые	4-54	50	2050-2100	2075
Палеогеновые	54-139	85	2100-2300	2200
Верхний мел	139-859	720	2350-2580	2465
Нижний мел	859-1959	1100	2500-2580	2540
Кимеридж-титон	1959-2401	442	2550-2710	2630
Келловей-оксфорд	2401-2569	168	2650-2750	2700

В результате проведенных расчетов можно резюмировать:¹⁹

- в глубоководных объектах с нормальными пластовыми давлениями, вследствие уплотнения пород, их фильтрационно-емкостные свойства уменьшаются, но объемная плотность и прочность к разрушению увеличивается. Критическое пластовое давление, соответствующее началу разрушения пород, наступает после его снижения на 50% от начального. Если учесть, что залежи нефти с нормальными давлениями обычно имеют достаточно хорошую гидродинамическую связь с водонапорной системой, снижение пластового давления до давления разрушения пород маловероятно;

¹⁹ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 210 p.

-в глубокопогруженных объектах с аномально высокими пластовыми давлениями, несмотря на сохранение относительно более высоких фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, последние становятся менее устойчивыми к разрушению. Критическое пластовое давление, соответствующее началу разрушения пород, наступает после его снижения в пределах 40 % от начального значения. Обычно такие залежи нефти гидродинамически изолированы от внешней водонапорной системы, что предполагает снижение пластового давления до критического значения разрушения пород в первые же годы разработки;

- давление смыкания трещин (боковое горное давление) для месторождений Шакарбулак и Северный Уртабулак равны 28,1 и 21,36 МПа, т.е. снижение начального пластового давления соответственно на ~12 и ~4 МПа приведет к резкому сужению флюидопроводящих каналов (трещин), и как следствие снижению коэффициента продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов.

4-практическое занятие:

Применение тепловых методов при разработке высоковязких нефтяных месторождений (2 часа).

Задача 4.1. В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода.

- глубина скважин $H=1300$ м;
- геотермический градиент $\Gamma_T=0,01^\circ\text{C}$;
- диаметр скважины $d_c=0,168$ м;
- расход закачиваемой в пласт воды $q_v=500$ м³/сут;
- температура воды на устье $T_y=180^\circ\text{C}$;
- теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп}=2,33$ Вт/(м·К);
- температуропроводность пород $\xi_{оп}=8,55 \cdot 10^{-7}$ м²/с;
- плотность воды $\rho_v=10^3$ кг/м³;
- теплоемкость воды $C_v=4,2$ кДж/(кг·К);
- температура нейтрального слоя $\theta_0=10^\circ\text{C}$;

На некоторой глубине под землей имеется некоторый слой пород, называемый нейтральным, в котором температура не зависит от климатических условий на поверхности. Требуется определить температуру T_z на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды.

Решение:

Геотермический градиент – изменение температуры в недрах $^\circ\text{C}$ на каждые 100 м глубины.

Теплопроводность – передача энергии от более нагретого конца тела к менее нагретому в результате движения микрочастиц, из которых состоят вещества. Различные вещества имеют разную теплопроводность.

Удельная теплоемкость вещества – физическая величина, показывающая, какое количество теплоты выделяется веществом массой 1 кг при уменьшении его температуры на 1°C .

Решение. Температуры воды на забое скважины определяем по формуле А.Ю. Намиота:

$$T_z = \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H), \quad (4.1)$$

где

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_{оп}}{q_v c_v \rho_v \ln \frac{\Delta r(t)}{r_c}}, \quad (4.2)$$

$$r(t) = 2\sqrt{x_{оп} t}. \quad (4.3)$$

Подставив исходные данные, получим

$$r(t) = 2\sqrt{8,55 \cdot 10^{-7} \cdot 3,15 \cdot 10^7} = 10,4 \text{ м.}$$

$$(t=1\text{год} = 12 \text{ мес} = 365 \text{ сут} = 8760 \text{ час} = 525600 \text{ мин} = 31536000 \text{ сек})$$

$$\beta_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2,33 \cdot 10^{-3}}{5,79 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \ln \frac{2 \cdot 10,4}{0,168}} = 1,25 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}.$$

$$(500 \text{ м}^3/\text{сут} = 20,83 \text{ м}^3/\text{час} = 0,347 \text{ м}^3/\text{мин} = 0,005787 \text{ м}^3/\text{сек})$$

$$\left(\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}^3} \cdot \frac{\text{кг} \cdot \text{К}}{\text{кДж}} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \right)$$

$$T_3 = 10 + \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}} (1,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300 - 1) + \left(180 - 10 + \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}} \right) \exp(-1,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300) = 155,5^\circ\text{C}.$$

Задача 4.2. В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода.

Темп нагнетания горячей воды в скважину $q_b=500 \text{ м}^3/\text{сут}$; толщина пласта $h=15\text{м}$; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_{\text{охв}}=0,7$; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_3=200^\circ\text{C}$; начальная пластовая температура $T_0=20^\circ\text{C}$; теплоемкость пласта и окружающих его пород $C_{\text{пл}}=C_{\text{оп}}=1 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$; плотность закачиваемой воды $\rho_b=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}}=\lambda_{\text{оп}}=1,16 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; температуропроводность пласта и окружающих его пород $\xi_{\text{пл}}=\xi_{\text{оп}}=1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}}=\rho_{\text{оп}}=2500 \text{ кг}/\text{м}^3$; радиус нагнетательной скважины $r_c=0,084 \text{ м}$.

Требуется определить количество накопленного в пласте тепла через 5 лет после начала нагнетания в него горячей воды.

Решение. Распределение температуры в пласте определяем по формуле Ловерье

$$\frac{T(r, t) - T_0}{T_b - T_0} = \text{erfc}(x) \text{er}(\tau - \zeta), \quad (4.4)$$

где

$$x = \frac{\zeta}{2 \sqrt{\frac{C_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}}}{C_{\text{оп}} \rho_{\text{оп}}} (\tau - \zeta)}}, \quad (4.5)$$

$$\zeta = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_b h \eta_{\text{охв}} c_b \rho_b}, \quad (4.6)$$

$$\tau = \frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{C_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2\eta_{\text{охв}}^2}, \quad (4.7)$$

$T(r, t)$ - температура пласта на расстоянии от нагнетательной скважины r через время t после начала закачки горячей воды, $^\circ\text{C}$.

$$\text{erfc}(x) = 1 - \text{erf}(x), \quad (4.8)$$

где $\text{erf}(x)$ - стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок;

$\eta_{\text{охв}}(\tau - \zeta)$ – единичная функция, которая принимает следующие значения:

$$\eta_{\text{охв}}(\tau - \zeta) = 1 \text{ при } \tau - \zeta > 0;$$

$$\eta_{\text{охв}}(\tau - \zeta) = 0 \text{ при } \tau - \zeta \leq 0.$$

Расстояние, на котором температура отличается от начальной пластовой, определяется исходя из соотношения:

$$\tau = \xi \text{ или}$$

$$\frac{4\lambda_{пл}t}{C_{пл}\rho_{пл}h^2\eta_{охв}^2} = \frac{4\pi\lambda_{оп}r^2}{q_B h \eta_{охв} c_B \rho_B}$$

Так как по условиям задачи $\lambda_{пл}=\lambda_{ог}$, то

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{q_B c_B \rho_B t_*}{\pi C_{пл} \rho_{пл} h \eta_{охв}}}, \quad (4.9)$$

где $r_{пр}$ — расстояние от нагнетательной скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой, м; t_* — время, прошедшее после начала нагнетания горячей воды в скважину, с.

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{5,787 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{3,14 \cdot 1 \cdot 2500 \cdot 15 \cdot 0,7}} = 215,6 \text{ м.}$$

($q_B = 500 \text{ м}^3/\text{сут} = 20,83 \text{ м}^3/\text{час} = 0,3472 \text{ м}^3/\text{мин} = 0,005787 \text{ м}^3/\text{сек}$)

(5 лет = 1825 сут = 43800 час = 2628 · 10³ мин = 15768 · 10⁴ сек)

Определим количество накопленного в пласте тепла на расстоянии $r=20$ м;

$$\tau = \frac{4\lambda_{пл}t}{C_{пл}\rho_{пл}h^2\eta_{охв}^2} = \frac{4 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{1 \cdot 2500 (15)^2 \cdot (0,7)^2} = 2,654.$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_{оп}r^2}{q_B h \eta_{охв} c_B \rho_B} = \frac{4 \cdot 3,14 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot (20)^2}{5,787 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 0,7 \cdot 4,2 \cdot 1000} = 0,0228.$$

Так как теплоемкость и плотность пласта равны теплоемкости и плотности окружающих пород

$$x = \frac{\xi}{2\sqrt{\frac{C_{пл}\rho_{пл}}{C_{оп}\rho_{оп}}(\tau - \xi)}} = \frac{\xi}{2\sqrt{(\tau - \xi)}} = \frac{0,0228}{2\sqrt{2,654 - 0,0228}} = 7,028 \cdot 10^{-3}.$$

$$T(r = 20 \text{ м}) = T_0 + (T_B - T_0) \operatorname{erfc}(x) = 20 + (200 - 20) \operatorname{erfc}(7,028 \cdot 10^{-3}) = 20 + 180 \cdot 0,992 = 198,6^\circ \text{С.}$$

Средняя температура $T_{ср}$ в зоне при $r_c \leq r \leq 20$ м составит

$$T_{ср} = \frac{T_B + T(r = 20 \text{ м})}{2},$$

$$T_{ср}(20) = \frac{200 + 198,6}{2} = 199,3^\circ \text{С.}$$

Тогда количество тепла, накопленного в зоне при $r_c \leq r \leq 20$ м,

$$Q_T = (r^2 - r_c^2) h \eta_{охв} [T_{ср}(20) - T_0] C_{пл} \rho_{пл} = [(20)^2 - (0,084)^2] 15 \cdot 0,7 (199,3 - 20) \cdot 1 \cdot 2500 = 1,88 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

$$([400 - 0,0071] 15 \cdot 0,7 (179,3) \cdot 1 \cdot 2500 = 1,88 \cdot 10^9 \text{ кДж})$$

Используя подобную методику расчетов, можно определить количество тепла, накопленного в каждой зоне пласта. Так, например, для следующей зона с $\Delta r=20$ м количество накопленного тепла составит

$$r_2 = r_1 + \Delta r = 20 + 20 = 40 \text{ м;}$$

$$\xi = 5,7089 \cdot 10^{-5} (r_2^2) = 5,7089 \cdot 10^{-5} (40)^2 = 0,09134;$$

$$x = \frac{0,09134}{2\sqrt{2,654-0,09134}} = 0,02853;$$

$$T_{(r=40M)} = 20 + 180 \operatorname{erfc}(0,02853) = 20 + 180 \cdot 0,9678 = 194,2^\circ\text{C};$$

$$T_{\text{cp}(40)} = \frac{198,6 + 194,2}{2} = 196,4^\circ\text{C};$$

$$Q_T = (r^2 - r_1^2) [T_{\text{cp}(40)} - T_0] 2,625 \cdot 10^4 = (40^2 - 20^2) (196,4 - 20) 2,625 \cdot 10^4 = 5,56 \cdot 10^4 \\ = 5,56 \cdot 10^9 \text{кДж.}$$

Остальные результаты расчетов сведены в табл.4.1

Таблица 4.1

r_i, M	ξ	x	$T, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{cp}}, ^\circ\text{C}$	$Q, 10^9 \text{кДж}$
20	0,0228	0,007028	198,6	199,3	1,88
40	0,09134	0,02853	194,2	196,4	5,56
60	0,2055	0,04196	191,5	192,8	9,07
80	0,365	0,1206	175,6	183,6	12,02
100	0,5709	0,1978	160,3	168,0	13,99
120	0,8221	0,3038	134,6	147,5	14,73
140	0,1189	0,4515	114,2	124,4	14,25
160	1,4615	0,6692	81,9	98,1	12,3
180	1,8492	1,0313	46,1	64,0	7,85
200	2,2836	1,8761	34,4	40,2	4,03
215,6	2,654		20,0	27,2	1,23
					$\Sigma = 9,691 \cdot 10^{10}$

Таким образом, в пласте будет накоплено $9,691 \cdot 10^{10}$ кДж тепла. Следует отметить, что фактическое количество накопленного тепла в продуктивном пласте будет больше, чем рассчитанное по приведенной выше методике, так как часть тепла, уходящего из охваченной части пласта, попадает в пропластки, которые не охвачены процессом. Такой прогрев пласта способствует увеличению его нефтеотдачи.

Основные тепловые свойства горных пород и пластовых флюидов приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

	Среда	Теплопроводность, λ , Вт/м К	Плотность ρ , 10^{-3} кг/м ³	Теплоемкость		Температуропроводность a , 10^{-7} м ² /с	
				массовая, 10^{-3} С ₀ Дж/кг К	объемная, 10^{-6} С ₀ Дж/кг К		
I. Г о р н ы е	О с а д о ч н ы	Глина	$\frac{0,38-3,02}{1,49}$	$\frac{1,2-2,4}{2,35}$	$\frac{0,75-3,55}{1,24}$	$\frac{1,8-8,3}{2,91}$	$\frac{2,54-11,56}{6,60}$
		Песчаник	$\frac{0,38-5,17}{1,66}$	$\frac{2,0-2,9}{2,55}$	$\frac{0,67-3,34}{0,97}$	$\frac{1,7-8,6}{2,49}$	$\frac{2,54-20,43}{9,56}$
		Алевролит	$\frac{0,41-3,58}{1,49}$	$\frac{1,8-2,8}{2,4}$	$\frac{0,75-1,65}{0,88}$	$\frac{1,8-8,6}{2,11}$	$\frac{5,36-15,42}{10,28}$

п о р о д ы	е	Доломит	$\frac{1,63-3,58}{3,24}$	$\frac{1,9-3,6}{2,7}$	$\frac{0,65-1,47}{1,9}$	$\frac{1,8-4,0}{2,94}$	$\frac{5,36-15,42}{12,44}$
		Известняк	$\frac{0,92-4,4}{2,4}$	$\frac{1,8-2,9}{2,65}$	$\frac{0,75-1,71}{0,89}$	$\frac{2,0-4,5}{2,36}$	$\frac{3,91-16,9}{11,27}$
		Мергель	$\frac{0,5-3,9}{1,92}$	$\frac{1,5-2,88}{2,3}$	$\frac{0,84-3,09}{1,63}$	$\frac{1,9-7,1}{3,74}$	$\frac{3,14-13,8}{7,13}$
	Мета мор фиче ские	Глинистый сланец	$\frac{0,25-3,04}{1,22}$	$\frac{2,3-3,0}{2,5}$	$\frac{0,74-0,99}{0,87}$	$\frac{1,9-2,5}{2,18}$	$\frac{5,94-15,3}{9,46}$
		Мрамор	$\frac{1,59-4,0}{2,56}$	- 2,7	$\frac{0,75-0,88}{0,86}$	$\frac{2,0-2,4}{2,32}$	$\frac{7,8-12,0}{11,0}$
	Маг- ма- тичес кие	Гранит	$\frac{1,34-3,69}{2,4}$	- 2,6	$\frac{0,74-1,54}{0,95}$	$\frac{1,9-4,0}{2,47}$	$\frac{3,33-15,0}{9,27}$
		Базальт	$\frac{0,51-2,03}{1,45}$	- 2,54	$\frac{0,76-2,14}{1,23}$	$\frac{1,9-5,4}{3,12}$	$\frac{4,33-6,7}{5,34}$
II. Пластовые флюиды и заполнители ствола	Вода		0,37-0,56	1,04-1,18	3,9-4,8	4,1-5,7	0,87-1,15
	Нефть		0,10-0,14	0,85-0,87	1,9-2,4	1,6-2,1	0,56-0,86
	Газ		0,02	-	2,4-3,2	-	-
	Бу- ров. рас- твор	Обыч- ный	0,6-0,9	1,1-1,5	2,8-3,6	3,4-3,9	1,5-2,3
утяж.		0,6-0,9	1,7-2,2	1,5-2,0	3,2-3,4	1,9-2,6	
III. Цементный камень	Портландский цемент с бент. глиной		$\frac{0,32-0,34}{0,33}$	$\frac{1,4-1,6}{1,5}$	$\frac{1,3-1,6}{1,7}$	$\frac{2,1-3,1}{2,6}$	$\frac{0,86-1,36}{1,11}$
	Портландский цемент с кв. песком		$\frac{0,37-0,50}{0,44}$	$\frac{1,0-1,3}{1,15}$	$\frac{1,8-2,1}{1,95}$	$\frac{2,1-2,4}{2,25}$	$\frac{1,58-2,32}{1,95}$

Для горных пород и цементного камня, помимо возможного изменения значений тепловых свойств (числитель дроби), указаны их наиболее вероятные значения (знаменатель дроби). Для C_0 - вычислены, исходя из значений C и среднего значения плотности.

5-практическое занятие:

Расчет основных показателей разработки нефтяных залежей при водонапорном режиме (4 часа).

Пример расчета показателей разработки залежей на стадии проектирования

Условная залежь, на которой предварительно размещены нефтяные и водонагнетательные скважины, имеет следующие геолого-физические параметры.

1. Площадь нефтеносности $F_n = 6 \cdot 10^6 \text{ м}^2$.
2. Эффективная толщина пласта $h = 10 \text{ м}$.
3. Пористость $m = 16 \%$.
4. Проницаемость $k = 0,3 \text{ мкм}^2$.
5. Начальная нефтенасыщенность пласта $\sigma_n = 0,8$.
6. Насыщенность пласта связанной воды $\sigma_{св} = 0,2$.
7. Насыщенность пласта остаточной нефтью $\sigma_{он} = 0,35$.
8. Объемный коэффициент нефти $\theta = 1,097$.
9. Вязкость нефти и воды в пластовых условиях: $\mu_n = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\mu_v = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.
10. Балансовые запасы нефти $Q_b = Fhm(1 - \sigma_{св}) \cdot \theta = 7 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.
11. Средний коэффициент продуктивности нефтяной скважины $\eta_{ж} = 3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{Па}$.
12. Средний коэффициент приемистости водонагнетательной скважине $\eta_{вз} = 6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{Па}$.

Основные элементы принятой системы разработки залежей характеризуется следующими величинами:

1. Скважины размещаются по равномерной треугольной сетке. Плотность сетки скважин $10 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$.
2. Общее число скважин $n = 60$, в том числе нефтяных $n_n = 35$, водонагнетательных $n_v = 25$.
3. Разбуривание залежи предполагается осуществить в течение 4 лет. Ежегодно в эксплуатацию будет вводиться 15 скважин, в том числе 9 нефтяных 6 водонагнетательных.
4. Заводнение залежи осуществляется с начала разработки по избирательной системе.
5. Рассматривается вариант разработки залежи при заданном темпе годового отбора жидкости, который, с учетом темпа ввода скважин в эксплуатацию, приведен в твбл. 1, графа (2).²⁰

Расчет вспомогательных величин “а” “b” и $Q_{н.б.}$

Расчет показателя разработки условной залежи начинают с определения коэффициентов “а” и “b” зависимости (1).

$$R_{ж} = \frac{Q_{ж}}{Q_n} = a + bQ_{ж} = a + b \int_0^t q_{ж}(\tau) d\tau, \quad (5.1)$$

где $R_{ж}$ – жидкостно-нефтяной фактор; $Q_{ж}$, Q_n – накопленная добыча жидкости и нефти; “а” и “b” – постоянные коэффициенты; $q_{ж}$ – темп отбора жидкости.

Для этого необходимо предварительно вычислить две величины – β_v и $z_{ф}$:

²⁰ Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 250 p.

$$\beta_B = \frac{(1 - \sigma_{CB} - \sigma_{OH})}{(1 - \sigma_{CB})}; \quad (5.2)$$

$$\beta_B = \frac{1 - 0,2 - 0,35}{1 - 0,2} = 0,5625;$$

$$z_\Phi = \sqrt{\frac{0,01\mu_0}{1,5(1 - \sigma_{CB} - \sigma_{OH}) - z_\Phi}}; \quad (5.3)$$

$$z_\Phi = \sqrt{\frac{0,01 \cdot 2}{1,5(1 - 0,2 - 0,35) - z_\Phi}} = 0,206 \approx 0,21,$$

где β_B – коэффициент вытеснения; σ_{CB}, σ_{OH} – насыщенность парового пространства связанной водой и остаточной нефтью; z_Φ – насыщенность парового пространства подвижной нефтью на фронте вытеснения; $\mu_0 = \mu_H/\mu_B$ – соотношение вязкости нефти и воды.

Определяем значения коэффициентов “а” и “b”:

$$a \cong \frac{0,18 \cdot \sqrt[3]{\mu_0}}{\beta_B(1 - \sigma_{CB})}, \quad (5.4)$$

$$a = \frac{0,18 \cdot \sqrt[3]{2}}{0,5625(1 - 0,2)} = 0,504,$$

$$b \cong \frac{1}{Q_6 \left(\beta_B - \frac{2}{3} \frac{z_\Phi}{(1 - \sigma_{CB})} \right)}. \quad (5.5)$$

$$b = \frac{1}{7 \cdot 10^3 \left(0,5625 - \frac{2}{3} \frac{0,21}{(1 - 0,2)} \right)} \approx 0,369 \cdot 10^{-3} \text{ 1/тыс. м}^3.$$

Количество нефти, которое будет извлечено из залежи за безводный период, находим из выражения (6) при $R_{ж} = Q_{ж}/Q_{н} = 1$

$$Q_{н.б} = \frac{1}{bR_{ж}} (R_{ж} - a) = \frac{Q_{ж}}{R_{ж}} \quad (5.6)$$

$$Q_{н.б} = \frac{1 - a}{b} = \frac{1 - 0,504}{0,369 \cdot 10^{-3}} = 1,344 \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^3.$$

Расчет технологических показателей разработки залежи

Непосредственный расчет основных технологических показателей разработки залежи при заданном темпе отбора жидкости выполняют в следующей последовательности.

Для расчетов удобно составить вспомогательную таблицу 1, которая значительно упрощает вычисления и исключает грубые ошибки.

Таблица 1 содержит 11 граф, каждая из которых имеет свой порядковый номер, заключенный в скобку (1), (2), (3) и т.д.

Поясним содержание некоторых граф таблице 1.

В графу (1) заносят порядковый год разработки залежи.

В графах (2) и (3) помещены заданный годовой ($q_{ж}$) и накопленный ($Q_{ж}$) отбор жидкости.

В графу (4) заносят произведение коэффициента "b" на $Q_{ж}$, начиная с водного периода разработки залежи, т.е. для $Q_{ж} \geq Q_{н.б}$.

Для рассматриваемого случая $Q_{н.б} = 1,344 \cdot 10^3$ тыс. м³. Следовательно, заполнять графу (4) следует с шестого года разработки залежи, когда $Q_{ж} = 1350 \cdot 10^3$ тыс. м³.

В графе (5) определяется, по формуле (5.1), значение жидкостно-нефтяного фактора. Для этого, как показано в графе (5), необходимо сложить коэффициент "а" с содержанием графы (4). При этом следует учитывать, что для значений $Q_{ж} \leq Q_{н.б} R_{ж} = 1$.

Содержание граф (6), (7) и (8) ясно из таблицы.

Накопленную добычу нефти и воды, а также воды закачиваемой залежь, определяют в графах (9), (10) и (11).

К примеру, для определения накопленной добычи нефти, соответствующее восьмому году разработки залежи, необходимо **содержание** графы (3) поделить на содержание графы (5), т.е.

$$Q_{н,i=8} = \frac{Q_{ж,t=8}}{R_{ж,t=8}} = \frac{(3)}{(5)} = \frac{1950}{1,2235} = 1593,8 \text{ тыс. м}^3. \quad (5.7)$$

Аналогично находят значения извлеченного и закаченного в залежь объемов воды, соответствующих этому же году разработки:

$$Q_{в,t=8} = Q_{н,t=8}(R_{ж,t=8} - 1) = (9) \cdot (7) = 1593,8 \cdot 0,2235 = 356,2 \text{ тыс. м}^3; \quad (5.8)$$

$$Q_{вз,t=8} = Q_{н,t=8}(2R_{ж,t=8} - 1) = (9) \cdot (8) = 1593,8 \cdot 1,447 = 2306 \text{ тыс. м}^3; \quad (5.9)$$

Заполнять табл. 5.1 целесообразнее по вертикали, выполняя **однотипные** арифметические действия в пределах одной графы.

По данным табл. 5.1 составляется табл. 5.2., в которой рассчитывается динамика основных технологических показателей разработки залежи.

Объясним некоторые правила заполнения этой таблицы.

Темп годового отбора нефти графы (2), таблицы 5.2 определяется как разность между накопленной добычей нефти в i – он и $(i - 1)$ году разработки.

Например, определим отбор нефти в восьмом году разработки. Для этого накопленной добычи нефти, соответствующей восьмому году разработки, вычитает накопленную добычу нефти седьмого года (см. графу (9) табл. 5.1), т.е.

$$q_{н,t=8} = Q_{н,t=8} - Q_{н,t=7} = 1593,8 - 1482,8 = 111,0 \text{ тыс. м}^3 \quad (5.10)$$

Аналогичным образом находят темп годового отбора и закачки воды в залежь:

$$q_{в,t=8} = Q_{в,t=8} - Q_{в,t=7} = 356,2 - 167,2 = 189,0 \text{ тыс. м}^3; \quad (5.11)$$

$$q_{вз,t=8} = Q_{вз,t=8} - Q_{вз,t=7} = 2306,2 - 1817,3 = 488,9 \text{ тыс. м}^3. \quad (5.12)$$

Обводненность и текущую нефтеотдачу залежи к восьмому году разработки вычисляют по формулам (13) и (14)

$$\alpha_{t=8} = \frac{q_{в,t=8}}{q_{ж,t=8}} \cdot 100\% = \frac{189}{300} \cdot 100\% = 63,0 \%, \quad (5.13)$$

$$\eta_{T,t=8} = \frac{Q_{н,t=8}}{Q_6} \cdot 100\% = \frac{1593,8}{7 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 22,8 \%, \quad (5.14)$$

Для расчета необходимого перепада давления в нефтяных, воданагнетательных и между нефтяными и воданагнетательными скважинами используются формулы (5.15), (5.16) и (5.17):

$$\Delta P_{н,t=8} = P_{пл} - P_{н} = \frac{q_{ж,t=8}}{365 \cdot \eta_{ж} \cdot n_{н,t=8}}; \quad (5.15)$$

$$\Delta P_{н,t=8} = \frac{300 \cdot 10^3}{365 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot 35} = 0,78 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,78 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{вз,t=8} = P_{вз} - P_{пл} = \frac{q_{вз,t=8}}{365 \cdot \eta_{вз} \cdot n_{в,t=8}}; \quad (5.16)$$

$$\Delta P_{вз,t=8} = \frac{488,9}{365 \cdot 6 \cdot 10^{-5} \cdot 25} = 0,89 \cdot 10^6 = 0,89 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{вз-н,t=8} = (P_{вз} - P_{н}) = \Delta P_{н,t=8} + \Delta P_{вз,t=8} = 0,76 + 0,89 = 1,67 \text{ МПа}. \quad (5.17)$$

В заключении динамику основных технологических показателей разработки залежи представляют в виде графика (рис.1).

Пример расчета показателей разработки залежи в водный период

Разработка условной залежи после 19 лет эксплуатации характеризуются следующими технологическими показателями, представленными в табл. 5.3.

Используя эти данные требуется выполнить прогноз процесса разработки залежи на 10 последующих лет при заданном темпе нагнетания воды.

Исходные данные, необходимые для расчета

1. Динамика основных показателей разработки залежи, предшествующего прогнозу периода (табл. 5.3).
2. Начальные балансовые запасы нефти $Q_6 = 2,6 \cdot 10^3$ тыс. м³.
3. Средний коэффициент продуктивности нефтяной и воданагнетательной скважин:

$$\eta_{ж} = 2,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{Па}; \quad \eta_{бв} = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{Па}.$$

4. Заданный темп закачки воды прогнозируемый период приведен в табл. 5.4., графы (2) и (3).

Разработка условной залежи до восьмого года (см. табл. 5.3) протекала при естественном режиме растворенного газа. Начиная в восьмого года разработки осуществляется приконтурное заводнение.

Определение коэффициентов “а” и “б” и расчетной величины темпа закачки воды

Для залежи, находящейся в эксплуатации, коэффициенты “а” и “б” определяются из графика зависимости $R_{ж} = f(Q_{ж})$.

Для построения этой зависимости предварительно вычисляют накопленные отборы нефти Q_n и жидкости $Q_{ж}$, а также жидкостно-нефтяной фактор $R_{ж}$. Расчет этих величин выполнен в табл.3, графы (7), (9) и (12).

Таблица 5.1

Годы разработки t_i	Заданный темп отбора жидкости, тыс.м ³		$b \cdot Q_{ж} = b \cdot (3)$	$R_{ж} = a + (4)$	$2R_{ж} = 2 \cdot (5)$	$R_{ж} - 1 = (5) - 1$	$2R_{ж} - 1 = (6) - 1$	Добыча накопленная, тыс.м ³		Закачка накопленная, тыс.м ³
	$q_{ж}$	$Q_{ж}$						$Q_H = Q_{ж}/R_{ж} = (3)/(5)$	$Q_B = Q_H(R_{ж} - 1) = (9) \cdot (7)$	
1	50	50	—	1,0000	2,0000	0,0000	1,0000	50,0	0,00	50,0
2	150	200	—	1,0000	2,0000	0,0000	1,0000	200,0	0,00	200,0
3	250	450	—	1,0000	2,0000	0,0000	1,0000	450,0	0,00	450,0
4	300	750	—	1,0000	2,0000	0,0000	1,0000	750,0	0,00	750,0
5	300	1050	—	1,0000	2,0000	0,0000	1,0000	1050,0	0,00	1050,0
6	300	1350	0,4981	1,0021	2,0042	0,0021	1,0042	1347,2	2,8	1352,8
7	300	1650	0,6088	1,1128	2,2256	0,1128	1,2256	1482,8	167,2	1817,3
8	300	1950	0,7195	1,2235	2,4470	0,2235	1,4470	1593,8	356,2	2316,2
9	300	2250	0,8302	1,3342	2,6684	0,3342	1,6684	1686,4	563,6	2813,6
10	300	2550	0,9409	1,4449	2,8898	0,4449	1,8898	1764,8	785,2	3335,1
11	300	2850	1,0516	1,5556	3,1112	0,5556	2,1112	1832,1	1017,9	3867,9
12	300	3150	1,1623	1,6663	3,3326	0,6663	2,3326	1890,4	1259,6	4409,5
13	300	3450	1,2730	1,7770	3,5540	0,7770	2,5540	1941,5	1508,5	4958,6
14	300	3750	1,3837	1,8877	3,7754	0,8877	2,7754	1986,5	1763,5	5513,3
15	300	4050	1,4944	1,9984	3,9968	0,9984	2,9968	2026,6	2023,4	6073,
16	300	4350	1,6051	2,1091	4,2182	1,1091	3,2182	2062,5	2287,5	6637,5
17	300	4650	1,7158	2,2198	4,4396	1,2198	3,4396	2094,8	2555,2	7205,3
18	300	4950	1,8265	2,3305	4,6610	1,3305	3,6610	2124,0	2826,0	7776,0
19	300	5250	1,9372	2,4412	4,8824	1,4412	3,8824	2150,6	3099,4	8349,5
20	300	5550	2,0479	2,5519	5,1038	1,5519	4,1038	2174,8	3375,2	8924,9
21	300	5850	2,1586	2,6626	5,3252	1,6626	4,3252	2197,1	3652,9	9502,9
22	300	6150	2,2693	2,7733	5,5466	1,7733	4,5466	2217,6	3932,4	10082,5

23	300	6450	2,3800	2,8840	5,7680	1,8840	4,7680	2236,5	4213,5	10663,6
24	300	6750	2,4907	2,9947	5,9894	1,9947	4,9894	2254,0	4496,0	11246,1
25	300	7050	2,6014	3,1054	6,2108	2,1054	5,2108	2270,2	4779,8	11829,6

Таблица 5.2

Основные технологические показатели разработки залежи

Годы разработки t_i	Добыча годовая, тыс.м ³			Закачка годовая, тыс.м ³ $q_{вз}$	Обновленность α , %	Фонд скважин		Поддерживаемый перепад давления, МПа			Нефтеотдача η_t , %
	нефти q_n	воды q_v	жидкости $q_{ж}$			n_n	n_v	ΔP_n	$\Delta P_{вз}$	$\Delta P_{вз-n}$	
1	50,0	0,0	50	50,0	0,0	9	6	0,51	0,38	0,89	0,7
2	150,0	0,0	150	150,0	0,0	18	12	0,76	0,57	1,33	2,8
3	250,0	0,0	250	250,0	0,0	27	18	0,84	0,63	1,47	6,4
4	300,0	0,0	300	300,0	0,0	35	25	0,78	0,55	1,33	10,7
5	300,0	0,0	300	300,0	0,0	35	25	0,78	0,55	1,33	15,0
6	297,2	2,8	300	302,8	0,9	35	25	0,78	0,55	1,33	19,2
7	135,6	164,4	300	464,5	54,8	35	25	0,78	0,85	1,63	21,2
8	111,0	189,0	300	488,9	63,0	35	25	0,78	0,89	1,67	22,8
9	92,6	207,4	300	507,4	69,1	35	25	0,78	0,93	1,71	24,1
10	78,4	221,6	300	521,5	73,9	35	25	0,78	0,95	1,73	25,2
11	67,3	232,7	300	532,8	77,6	35	25	0,78	0,97	1,75	26,2
12	58,3	241,7	300	541,6	80,6	35	25	0,78	0,99	1,77	27,0
13	51,1	248,9	300	549,1	83,0	35	25	0,78	1,00	1,78	27,7
14	45,0	255,0	300	554,7	85,0	35	25	0,78	1,01	1,79	28,4
15	40,1	259,9	300	560,0	86,6	35	25	0,78	1,02	1,80	28,9
16	35,9	264,1	300	564,2	88,0	35	25	0,78	1,03	1,81	29,5
17	32,3	267,7	300	567,8	89,2	35	25	0,78	1,04	1,82	29,9
18	29,2	270,8	300	570,7	90,3	35	25	0,78	1,04	1,82	30,3
19	26,6	273,4	300	573,5	91,1	35	25	0,78	1,05	1,83	30,7
20	24,2	275,8	300	575,4	91,9	35	25	0,78	1,05	1,83	31,1
21	22,3	277,7	300	578,0	92,6	35	25	0,78	1,05	1,83	31,4

22	20,5	279,5	300	579,6	93,2	35	25	0,78	1,06	1,84	31,7
23	18,9	281,1	300	581,1	93,7	35	25	0,78	1,06	1,84	31,9
24	17,5	282,5	300	582,5	94,2	35	25	0,78	1,06	1,84	32,2
25	16,2	283,8	300	583,5	94,6	35	25	0,78	1,06	1,84	32,4

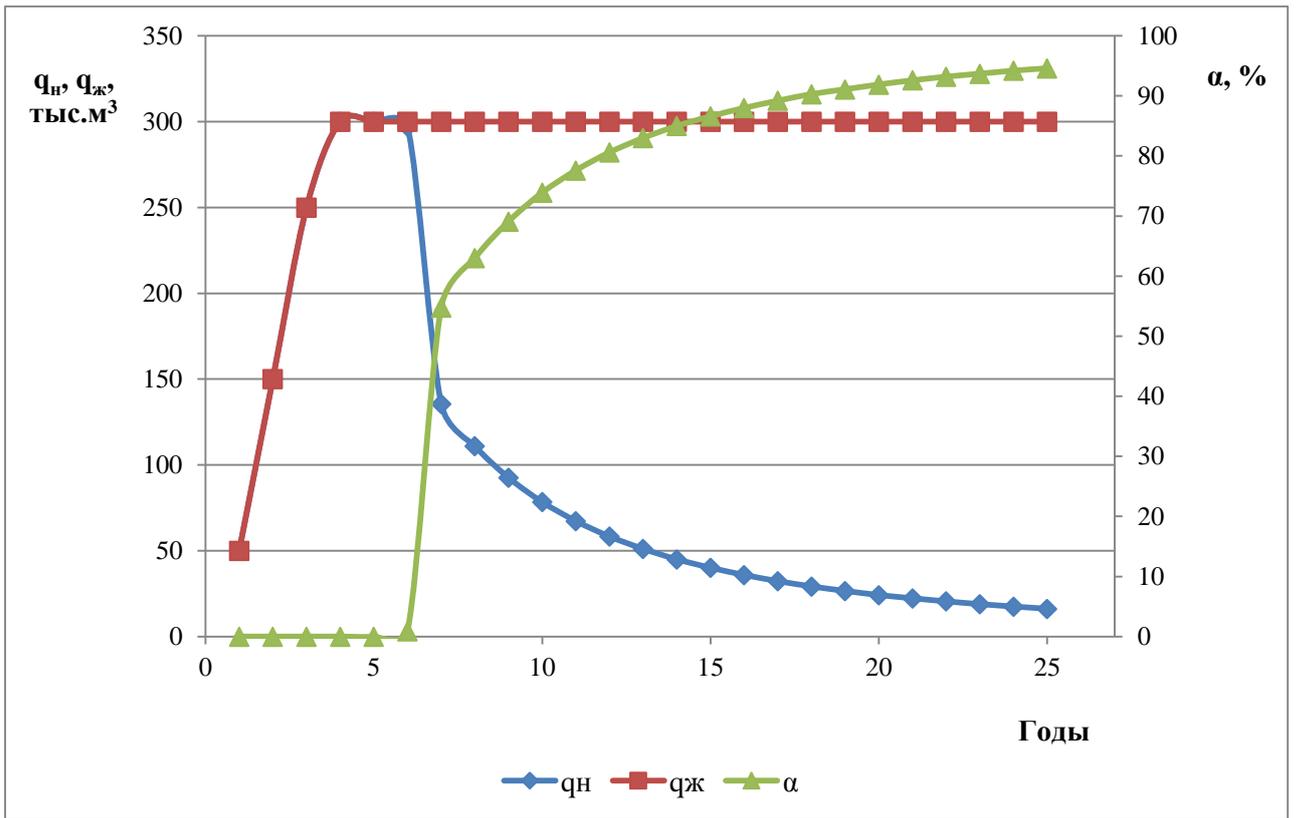


Рис. 5.1. Прогнозные показатели разработки нефтяной залежи

Основные технологические показатели разработки залежи

Годы разработки t_i	Добыча годовая, тыс.м ³			Фонд скважин		Добыча накопленная, тыс.м ³			Закачка воды, тыс.м ³		$R_{ж} = Q_{ж}/Q_{н} =$ $= (9)/(7)$
	нефти $q_{н}$	воды $q_{в}$	жидкости $q_{ж}$	$n_{н}$	$n_{в}$	нефти $Q_{н}$	воды $Q_{в}$	жидкости $Q_{ж}$	годовая $q_{вз}$	накопл. $Q_{вз}$	
1	8,4	0,0	8,4	6	–	8,4	0,0	8,4	0,0	0,0	1,000
2	16,3	0,0	16,3	6	–	24,7	0,0	24,7	0,0	0,0	1,000
3	19,7	0,0	19,7	15	–	44,4	0,0	44,4	0,0	0,0	1,000
4	67,6	5,9	73,5	456	–	112,0	5,9	117,9	0,0	0,0	1,053
5	96,6	8,5	105,1	83	–	208,6	14,4	223,0	0,0	0,0	1,069
6	118,2	12,4	130,6	96	–	326,8	26,8	353,6	0,0	0,0	1,082
7	87,5	13,0	100,5	109	–	414,3	39,8	454,1	0,0	0,0	1,096
8	78,5	13,7	92,2	105	1	492,8	53,5	546,3	1,1	1,1	1,108
9	53,4	14,0	67,4	108	7	546,2	67,5	613,7	49,0	50,1	1,123
10	43,2	21,2	64,4	106	10	589,4	88,7	678,1	106,0	156,1	1,150
11	35,0	23,5	58,5	98	11	626,4	112,2	736,6	185,5	341,6	1,180
12	31,1	24,2	55,3	91	13	655,5	136,4	791,9	244,0	585,6	1,208
13	22,1	37,4	59,5	82	11	677,6	173,8	851,4	291,2	876,8	1,256
14	17,0	17,2	34,2	74	14	694,6	191,0	885,6	395,1	1271,9	1,275
15	11,2	13,7	24,9	61	16	705,8	204,7	910,5	500,6	1772,5	1,290
16	11,2	14,0	25,2	56	16	717,0	218,7	935,7	465,5	2238,0	1,305
17	8,7	13,5	22,2	55	15	725,7	232,2	957,9	290,1	2528,1	1,320
18	8,4	17,4	25,8	43	8	734,1	249,6	983,7	60,0	2588,1	1,340
19	8,0	17,5	25,5	36	1	742,1	267,1	1009,2	13,5	2601,6	1,360

Используя эти данные построим график зависимости $R_{ж} = f(Q_{ж})$, которая представлена на рис. 5.2, и определим ее параметры.

Как видно из рис. 5.2, для рассматриваемой условной залежи коэффициент “а” = 0,71, а “b” = $0,64 \cdot 10^{-3}$ 1/тыс.м³.

$$b = \frac{R_{ж19} - R_{ж12}}{Q_{ж19} - Q_{ж12}} = \frac{1,36 - 1,208}{1009,2 - 791,9} = 0,00064 = 0,64 \cdot 10^{-3} \text{ 1/тыс. м}^3$$

Для определения расчетного темпа закачки воды в залежь необходимо оценить величину утечки (K_y) или притока ($K_{п}$) воды из-за контура для принятой системы заводнения.

Делается это следующим образом.

Используя формулу (5.6), для текущего значения жидкостно-нефтяного фактора $R_{ж} = 1,360$ и накопленного отбора нефти $Q_{н} = 742,1$ тыс.м³ накопленный расчетный объем закачанной воды составит

$$Q_{взр} = Q_{н}(2R_{ж} - 1) = 742,1(2 \cdot 1,300 - 1) = 1276,4 \text{ тыс. м}^3 \quad (5.17)$$

Сравнивая полученный расчетный объем закачанной в залежь воды с фактическим $Q_{вз} = 2601,6$ тыс.м³ (графа(9) табл. 5.3), видим, что для применяемой системы приконтурного заводнения имеет место утечка, величина которой равна

$$K_y = \frac{Q_{вз}}{Q_{взр}} = \frac{2601,6}{1276,4} = 2,04 \approx 2. \quad (5.19)$$

В том случае, когда расчетная величина суммарного объема закачки превышает фактический, т.е. $Q_{взр} > Q_{вз}$

$$K_{п} = \frac{Q_{взр}}{Q_{вз}} \geq 1. \quad (5.20)$$

Используя коэффициенты K_y и $K_{п}$, определяют расчетный темп закачки воды в залежь по формулам:

$$q_{взр} = \frac{q_{вз}}{K_y}; \quad (5.21)$$

$$q_{взр} = q_{вз} \cdot K_{п}. \quad (5.22)$$

В рассматриваемом нами случае величину расчетного темпа закачки воды определим по формуле (21)

$$q_{взр} = \frac{q_{вз}}{K_y} = \frac{100}{2} = 50 \text{ тыс. м}^3.$$

Расчетный темп закачки помещаем в графу (4) табл. 5.4.

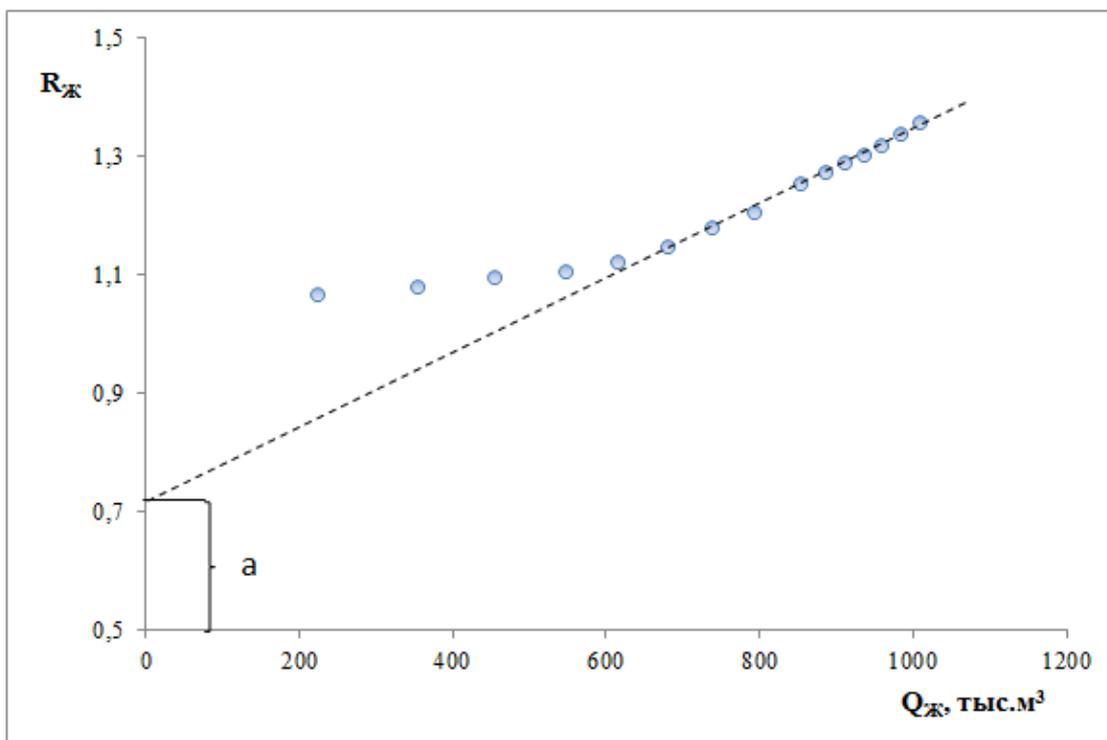


Рис. 5.2. Зависимость жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости

Расчет технологических показателей разработки залежи

Для расчета технологических показателей разработки залежи при заданном темпе закачки воды, как и в первом примере, удобно составить две таблицы: вспомогательную и основную.

Вспомогательная табл. 5.4. строится по тому же принципу, что и табл. 5.1.

Объясним содержание отдельных граф табл. 5.4.

В графах (2) и (3) помещаем заданный, а в (4) и (5) расчетный темп годового и накопленного объемов закачки воды.

Для расчета жидкостно-нефтяного фактора при заданном темпе отбора жидкости по формуле (23) используются графы (6) – (11). Действия, которые выполняются в каждой из этих граф указаны в таблице 5.4. В частности, для определения жидкостно-нефтяного фактора (графа 11) необходимо сложить содержание граф (7) и (10), а полученную сумму поделить на четыре.

К примеру, вычислим $R_{ж}$, соответствующий 25 году разработки залежи

$$R_{ж,t=25} = \frac{3,4289 + 2,465}{4} = 1,473$$

Накопленная добыча жидкости (графа 13) находится путем деления содержания графы (12) на коэффициент “b”

$$Q_{ж,t=25} = \frac{R_{ж} - a}{b} = \frac{(12)}{b} = \frac{0,763}{0,64 \cdot 10^{-3}} = 1192,2 \text{ тыс. м}^3.$$

В графах (14) и (15) рассчитываем накопленный отбор нефти

$$Q_{н,t=25} = \frac{Q_{ж,t=25}}{R_{ж,t=25}} = \frac{(13)}{(11)} = \frac{1192,2}{1,473} = 809,4 \text{ тыс. м}^3,$$

и воды

$$Q_{в,t=25} = Q_{ж,t=25} - Q_{н,t=25} = 1192,2 - 809,4 = 382,8 \text{ тыс. м}^3.$$

Используя данные граф (2), (13)–(15) табл. 5.4, составляется основная таблица 5.5. Порядок заполнения этой таблицы был подробно изложен на примере табл. 5.2.

По данным табл. 5.5 строится график основных показателей разработки залежи (рис. 5.3).

$$R_{ж} = \frac{1}{4} \left[\left(1 + 2a + b \int_0^t q_{вз}(\tau) d\tau \right) + \sqrt{\left(1 + 2a + b \int_0^t q_{вз}(\tau) d\tau \right)^2 - 8a} \right]. \quad (5.23)$$

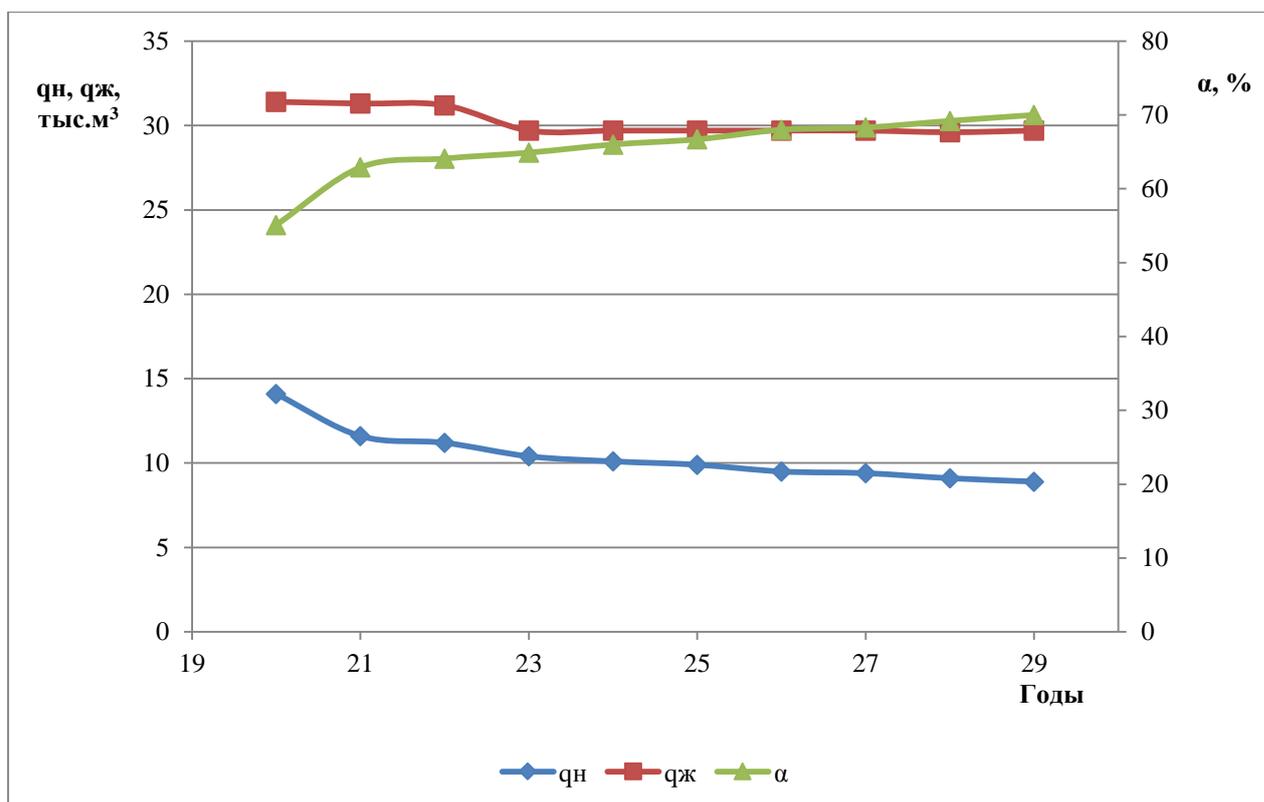


Рис. 5.3. Прогнозные показатели разработки нефтяной залежи

Таблица 5.4

Годы разработки	Заданный темп закачки воды, тыс.м ³		Расчетный темп закачки воды, тыс.м ³		$b \cdot Q_{взр} = b \cdot (5)$	$1 + 2a + bQ_{взр} = 1 + 2a + (6)$	$(7)^2$	$(8) - 8a = (8) - 5,68$	$\sqrt{(9)}$	$R_{ж} = \frac{(10) + (7)}{4}$	$R_{ж} - a = (11) - a$	Добыча накопленная, тыс.м ³		
	$q_{вз}$	$Q_{вз}$	$q_{взр}$	$Q_{взр}$								$Q_{ж} = \frac{(11)}{(12)}$	$Q_{н} = \frac{(13)}{(11)}$	$Q_{в} = (13) - (14)$
20	100	2701,6	50	1326,4	0,8489	3,2689	10,686	5,006	2,237	1,376	0,666	1040,6	756,2	284,4
21	100	2801,6	50	1376,4	0,8809	3,3009	10,896	5,216	2,284	1,396	0,686	1071,9	767,8	304,1
22	100	2901,6	50	1426,4	0,9129	3,3329	11,108	5,428	2,330	1,416	0,706	1103,1	779,0	324,1
23	100	3001,6	50	1476,4	0,9449	3,3649	11,322	5,642	2,375	1,435	0,725	1132,8	789,4	343,4
24	100	3101,6	50	1526,4	0,9769	3,3969	11,539	5,859	2,420	1,454	0,744	1162,5	799,5	363,0
25	100	3201,6	50	1576,4	1,0089	3,4289	11,757	6,077	2,465	1,473	0,763	1192,2	809,4	382,8
26	100	3301,6	50	1626,4	1,0409	3,4609	11,978	6,298	2,509	1,492	0,782	1221,9	818,9	403,0
27	100	3401,6	50	1676,4	1,0729	3,4929	12,200	6,520	2,553	1,511	0,801	1251,6	828,3	423,3
28	100	3501,6	50	1726,4	1,1049	3,5249	12,425	6,745	2,597	1,530	0,820	1281,2	837,4	443,8
29	100	3601,6	50	1776,4	1,1369	3,5569	12,651	6,971	2,640	1,549	0,839	1310,9	846,3	464,6

Таблица 5.5

Основные технологические показатели разработки залежи

Годы разработки t_i	Добыча годовая, тыс.м ³			Закачка годовая, тыс.м ³ $q_{вз}$	Обновленность α , %	Фонд скважин		Поддерживаемый перепад давления, МПа			Нефтеотдача η_T , %
	нефти q_n	воды q_v	жидкости $q_{ж}$			n_n	n_v	ΔP_n	$\Delta P_{вз}$	$\Delta P_{вз-н}$	
20	14,1	17,3	31,4	100,0	55,1	36	10	0,99	2,28	3,27	29,1
21	11,6	19,7	31,3	100,0	62,9	36	10	0,99	2,28	3,27	29,5
22	11,2	20,0	31,2	100,0	64,1	36	10	0,99	2,28	3,27	30,0
23	10,4	19,3	29,7	100,0	64,9	36	10	0,94	2,28	3,22	30,4
24	10,1	19,6	29,7	100,0	66,0	35	10	0,97	2,28	3,25	30,7

25	9,9	19,8	29,7	100,0	66,7	35	10	0,97	2,28	3,25	31,1
26	9,5	20,2	29,7	100,0	68,0	35	10	0,97	2,28	3,25	31,5
27	9,4	20,3	29,7	100,0	68,3	34	10	1,00	2,28	3,28	31,9
28	9,1	20,5	29,6	100,0	69,2	34	10	1,00	2,28	3,28	32,2
29	8,9	20,8	29,7	100,0	70,0	34	10	1,00	2,28	3,28	32,5

V. БАНК КЕЙСОВ (ассесмент модуля)



Ассесмент – процедура оценки деловых качеств, знаний, умений и навыков, объединенных понятием компетенция. Ассесмент включает в себя различные методы оценки (деловые игры, тесты, интервью, опросы), позволяющие определить компетенции в каком-либо вопросе.

Ассесмент состоит из четырех этапов:

1) Деловая игра – совокупность всех заданий, которые моделируют рабочие ситуации, как правило, объединенные сюжетом. Деловые игры могут проводиться в нескольких основных форматах:

- групповая дискуссия (с распределёнными или нераспределёнными ролями);
- парные ролевые игры (беседа, переговоры и т.п.);
- индивидуальные аналитические презентации;
- инбаскет (планирование времени и ресурсов, анализ документации).

2) Интервью – беседа эксперта с участником о его работе и трудовой биографии.

3) Согласование оценок – процедура выставления интегральной оценки участнику по компетенциям, в ходе которой эксперты излагают его поведение и оценки в деловой игре и интервью и вырабатывают общее виденье.

4) Обратная связь – донесение в устной и письменной форме до участника и его руководителей результатов прохождения участником ассесмента, с выделением его сильных и слабых сторон, рекомендаций по развитию.

В ходе проведения ассесмента оцениваются основные групповые и индивидуальные компетенции (или навыки):

- понимание стратегии;
- прогнозирование будущего;
- ориентация на студента/коллегу;
- мышление (аналитическое, системное) и принятие решений;
- ориентация на результат (постановка целей, инициативность, мотивация достижения, стрессоустойчивость);
- открытость новому (гибкость мышления, адаптивность к обстоятельствам, стремление к саморазвитию, творческое мышление);
- планирование (управление временем, планирование работ, управление ресурсами, самоорганизация, управление проектом);
- управление исполнением (постановка задач, делегирование, контроль исполнения);
- лидерство в команде (ситуативное, эмоциональное);
- влияние (навыки убеждения, переговоров);
- коммуникативная компетентность;
- работа в команде (способность к кооперации, формирование команды, межфункциональное взаимодействие, работа в команде).

Ассесмент «Кейс-стади» в модуле «Добычи нефти и газа в различных условиях»

«Кейс-стади» (Case-study) – система обучения, базирующаяся на анализе, решении и обсуждении ситуаций, как смоделированных, так и реальных. Метод «кейс-стади» интегрирует в себе технологии развивающего обучения, включая процедуры индивидуального, группового и коллективного развития, формирования многообразных личностных качеств обучаемых.

Под методом «кейс-стади» понимается активный метод обучения, основанный на организации преподавателем в группе обучающихся обсуждения задания, представляющего собой описание конкретной ситуации с явной или скрытой проблемой.

Особое место в организации дискуссии при обсуждении и анализе кейса принадлежит использованию метода генерации идей, получившего название «мозговой атаки» или «мозгового штурма». В процессе обучения «мозговая атака» выступает в качестве важнейшего средства развития творческой активности участников. «Мозговая атака» включает в себя три фазы.

Первая фаза представляет собой вхождение в психологическую раскованность, отказ от стереотипности, страха показаться смешным и неудачником; достигается созданием благоприятной психологической обстановки и взаимного доверия, когда идеи теряют авторство, становятся общими. Основная задача этой фазы – успокоиться и расковаться.

Вторая фаза – это собственно атака; задача этой фазы – породить поток, лавину идей; «мозговая атака» в этой фазе осуществляется по следующим принципам:

- есть идея – говорю, нет идеи – не молчу;
- поощряется любое ассоциирование, чем более неожиданной покажется идея, тем лучше;
- количество предложенных идей должно быть как можно большим;
- высказанные идеи разрешается заимствовать и как угодно комбинировать, видоизменять и улучшать;
- исключается критика, можно высказывать любые мысли без боязни, что их признают плохими, критикующих лишают слова;
- не имеют никакого значения социальные статусы участников, это абсолютная демократия и одновременно авторитаризм идеи;
- все идеи записываются в протокольный список идей;
- время высказываний – не более 1-2 минут.

Третья фаза представляет собой творческий анализ идей с целью поиска конструктивного решения проблемы по следующим правилам:

- анализировать все идеи без дискриминации какой-либо из них;
- найти место идее в системе и найти систему под идею;
- не умножать сущностей без надобности;
- не должна нарушаться красота и изящество полученного результата;
- должно быть принципиально новое видение («жемчужина в навозе»).

Пример занятия по методу «Кейс-стади»

Тема: «Анализ методов расчета коэффициента извлечения нефти»

Цель: Сравнительный анализ степени достоверности методов определения КИН на различных стадиях разработки месторождений.

Задачи:

1. Анализ достоверности применяемых в настоящее время методов расчета КИН.

2. Выделение особенностей геологического строения и реализованной системы разработки объекта исследования.
3. Установление доли влияния геологических и технологических факторов на величину КИН по мере роста степени неоднородности пластов.
4. Установление степени влияния вязкости нефти при различных режимах работы пласта.

Результативность обучения:

- участники имеют представление о методе коэффициента извлечения нефти для совершенствования собственной деятельности;
- критически подходят к осмыслению, оценке, анализу и синтезу информации, полученной в результате наблюдения, опыта, размышления или рассуждения, что в дальнейшем послужит основанием к действиям.

Критерии успешности:

- понимание необходимости совершенствования нефтяного мастерства;
- формирование уверенности в необходимости реформирования стратегий управления;
- овладение информацией о методе коэффициента извлечения нефти в рамках профессионального совершенствования;
- способность доказать важность использования данного интерактивного метода в практике управления образовательным процессом.
- способность планирования учебно-методической деятельности через использование современного инструментария кейс-стади.

Ключевая идея: Сущность метода коэффициента извлечения нефти. Оценка степени влияния геологических и технологических факторов на КИН в различных геолого-физических условиях залежей и более достоверном обосновании ее величины в процессе подсчета извлекаемых запасов нефти.

Ресурсы, материалы и оборудование: Лаборатория, керн, многофазная пласть, проектор и презентационный материал.

Этап I. Погружение в проблему

Приветствие. Визуализация.

Уважаемые коллеги!

Для начала, давайте представим себя и познакомимся.

В качестве визитной карточки предлагается использовать цветные листочки. Впишите своё имя в визитку, прикрепите их на флипчарте (листки разных цветов для ротации в дальнейшем).

Актуализация проблемы.

«Чёрный ящик»

Уважаемые коллеги!

Перед вами знаменитый чёрный ящик. Как вы думаете, какой вопрос будет сопровождать этот чёрный ящик? (ответы участников)

Предполагаемый ответ: Что находится в чёрном ящике?

- Это традиционный вопрос, но мы пойдём другим путём.
- Скажите, с чем можно ассоциировать чёрный ящик?
- Можно ли ассоциировать человека с чёрным ящиком? Почему?

Предполагаемый ответ: мыслительный аппарат человека устроен настолько загадочно, что никто не может знать, какие мысли, идеи у человека в голове. Это на самом деле – чёрный ящик: со своими загадками, непредсказуемостью, неординарностью.

Мы можем только его исследовать: на ощупь, на слух, на вес...

- Если акцентировать внимание непосредственно на образовании и представить деятельность педагога, то наглядно можно увидеть, что приходится управлять процессом взаимодействия вслепую...

Вывод: Наша задача, как педагогов, исследовать потенциал каждого обучающегося и заинтересовать его в конструктивном взаимодействии в рамках профессионального сообщества.

Возвращаясь к чёрному ящику и вопросу о том, что находится внутри, можем мы это узнать наверняка? Можем мы его открыть?

Если говорить о человеке, что нужно сделать, чтобы убедить его афишировать свои идеи, мысли?

Вывод: Убеждение – великая сила. А для этого, как и любого другого человека, должна быть заинтересованность в афишировании собственных идей: морально, физически и, как ни странно, материально.

Мы должны построить свою систему работы так, чтобы каждый педагог был заинтересован в презентации собственной деятельности. И чтобы этого добиться необходимо совершенствоваться постоянно в режиме быстро меняющихся событий нашего времени.

Круг вопросов для обсуждения.

- Что для этого нужно сделать? Как создать систему работы?

- Прежде всего, избавиться от стереотипов, планировать деятельность в инновационном режиме через новые формы, методы и приёмы.

- Предлагаю вам рассмотреть одно из направлений учебно-методической деятельности.

Презентация системы работы.

Мы условно распределили формы работы на три группы:

традиционные (исторически сложившиеся)

инновационные (современные формы, которые широко используются, как современный инструмент деятельности)

модифицированные (в эту группу мы включили те формы, которые не достигли широкого использования)

Давайте подробнее остановиться на одной из ярких форм методической деятельности – кейс-стади. Но? прежде чем перейти к презентации, зададим проблемный вопрос:

- Иногда случаются неприятные события: не сдаются вовремя тесты и нормативы, неправильно выполняются задания, отказываются от участия в работе, подводит в реализации проектов... и т.д. И, при этом, всегда находятся оправдания. Как сделать так, чтобы виновник признал свои ошибки, не унижая его достоинства?

Предполагаемый ответ: погрузить искусственно его в ситуацию, где он сможет проявить эмпатичность.

Вывод: Именно в этом и заключается сущность кейсовой технологии...

Этап II. Осмысление содержания (10 мин).

Презентация новой информации

Кейс-стади – это форма, основанная на кейсовой технологии, являющейся технологией интерактивного взаимодействия.

Высказывание, которое отражает основную мысль кейс-стади:

«Чтобы научиться водить машину, вам не нужно слушать многочасовые лекции об устройстве двигателя внутреннего сгорания. Все, что нужно, это машина и хороший инструктор».

Кейс-стади (от англ. слова *case*– реальная ситуация) – метод конкретных реальных ситуаций.

Сущность кейс-стади – изучение общих закономерностей на примере анализа конкретных случаев.

Возникла технология ещё в самом начале XX века в Гарвардской школе бизнеса (США). Позже преподаватели ВУЗов стали применять их в обучении юристов. Молодым юристам для того, чтобы они научились на практике мастерству, предлагали старые архивные судебные дела для разработки. Исследования показали, что данный метод превосходит результат обучения, нежели слушание лекций, чтение литературы.

Что такое кейс? Кейс – это жизненная история, включающая в себя необходимую информацию: для принятия решения, для разрешения конфликта или проблемы, которая может быть предложена для обсуждения в группе и выявления позиций слушателей по существу вопроса.

Существует много разновидностей кейсов, но мы не будем останавливаться на теории каждого кейса. Мы остановимся на одном из видов кейсов – это кейс-айсберг, который предусматривает решение ситуации, где дополнительная информация не предоставляется, участники информацию добывают самостоятельно, основываясь на собственном опыте. В нашем случае – решение ситуации будет основано на собственном опыте.

Обратите внимание на модель разработки кейса.

Вам предлагается основной кейс. Для того, чтобы найти решение ситуации основного кейса, вам понадобится информация, которая предусматривает решение ряда мини-кейсов.

Критерии оценивания кейсов:

- грамотное решение проблемы;
- новизна и неординарность решения проблемы;
- краткость и четкость изложения теоретической части;
- качество оформления решения проблемы;
- этика ведения дискуссии.

Этап III. Разработка кейса

Основной кейс: (предлагается всем участникам)

В прошлом году в ученический (студенческий) коллектив пришел новый ученик (студент) – энергичный, одаренный и подающий надежды подросток (молодой человек) с ограниченными возможностями здоровья (инвалидность). Он был полон новых идей и, поэтому предлагал организовывать спортивные праздники, соревнования и т.д. Всё запланированное он реализовывал в срок и сам активно в них принимал участие. С большим старанием он внедрял свои идеи в практику, проводя много времени над разработкой каждого мероприятия, но удовлетворение он получал все меньше и меньше. Настроение оставляло желать лучшего. Огонёк в глазах постепенно стал гаснуть. В голове всё больше возникали мысли о собственной несостоятельности.

В чём причина? Помогите советом, как исправить ситуацию.

Уважаемые коллеги!

Для того, чтобы решить проблему, предлагаемую в основном кейсе, вам необходима информация, которую вы сможете найти при решении мини-кейсов.

Мини-кейсы вы будете решать по группам.

Ротация групп.

(Деление на группы происходит по цвету визиток).

Мини-кейс 1.

«Экспертный совет: дамоклов меч или достижение?»

Для получения желаемой оценки в рамках аттестации необходимым условием является наличие выполненных нормативов. Школьники (студенты), получившие одобрение

экспертного совета (в виде педагога или комиссии), относительно уровня своей физической подготовленности, ограничивают себя на данном уровне физического развития. Те ученики (студенты), уровень подготовленности которых требует работы, зачастую ищут возможность получить «освобождение» от занятий и не улучшать собственное состояние.

Почему так происходит? Предложите выход из данной ситуации.

Мини-кейс 2.

«Технокомпетентность – ответственность за ошибку...»

Организован семинар на тему «Инклюзивное образование, как фактор улучшения здоровья учащихся». В рамках семинара было представлено два показательных урока, после чего состоялся мастер-класс, который предусматривал теоретическое обоснование проблемы, результаты исследований и т.д. На семинаре ограничивалось демонстрацией презентаций, в рамках мастер-класса все ходили вокруг понятия «инклюзия», но конкретного обоснования не прозвучало. Эксперты, присутствующие на данном семинаре, сделали вывод о полном отсутствии понимания технологии инклюзивного образования. Участники семинара, приехавшие научиться использованию данной технологии получили ложные представления о технологии инклюзии.

Поясните вердикт экспертов. Как исправить ситуацию. Предложите выход из данной ситуации.

Мини-кейс 3

«Одарённый ребёнок – особый подход...»

На одной из олимпиад школьников (студентов) по определению уровня их функциональной грамотности, напротив графы с заданием учащийся (студент) написал: задание некорректное, не соответствует реальной действительности». Ему, разумеется, этот балл не был зачтён. На что он возмутился. Подняли все материалы его работы. Содержание задачи было следующим: «Крестьянка пришла на базар продавать яйца. Первому покупателю она продала половину всех яиц плюс пол яйца, второму треть оставшихся яиц плюс треть яйца, третьему последние 11 яиц. Сколько яиц продала крестьянка?»

Как можно отделить пол яйца или треть яйца. Где вы видели, чтобы на базаре отделяли кому-то пол яйца?

Кто прав, кто виноват? Найдите выход из создавшейся ситуации.

Афиширование

Разработка основного кейса.

Каждая группа предлагает своё предложение по поводу решения основного кейса относительно информации, добытой в процессе разработки мини-кейсов. Анализ последствий принятия того или иного решения

Этап IV. Рефлексия

«Рефлексивная корзина»

Участники оценивают работу мастер-класса. Свои отзывы помещают в бутафорскую корзину.

Сделайте общие выводы по проведению кейса (ассессмента).



VI. ТЕМЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ

Слушатель во время подготовки самостоятельной работы по данному модулю должен:

- изучить главы и содержание учебной литературы по предмету;
- освоить по раздаточному материалу определенные части лекций;
- работать над темами модуля с использованием специальной литературы;
- глубоко изучить главы предмета, связанные с выполнением учебно-научной работой;
- использовать интерактивные методы обучения, дистанционное обучение.

Рекомендуемые темы самостоятельных работ:

1. Особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения.
2. Методы оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий.
3. Вытеснение нефти с помощью ПАВ.
4. Технология вытеснения нефти углеводородными газами.
5. Особенности разработки газовых месторождений.
6. Тепловое поле пласта. Коэффициент вытеснения нефти.
7. Опыт увеличения нефтеотдачи с помощью теплоносителей.
8. Геологические и технологические причины и методы борьбы с обводнением продукции скважин.
9. Технология и механизм обработки призабойной зоны пласта.
10. Особенности разработки газоконденсатных месторождений.
11. Обоснование методы определения коэффициента извлечения нефти.
12. Технология эксплуатация многопластовых месторождения.
13. Влияния объединения многопластовых залежей в единой объект разработки на коэффициента извлечения нефти.
14. Диагностика и ограничения обводненности нефтяных скважин.
15. Эксплуатация скважин фонтанным способом.
16. Эксплуатация скважин в осложённых условиях.
17. Технология сбор и подготовки нефти на промысле.
18. Технология сбор и подготовки газа на промысле.
19. Эксплуатация скважин штангового глубинного насосам.
20. Эксплуатация скважин безштангового насосам.

VII. Глоссарий

Термин	Пояснение на русском языке	Пояснение на английском языке
Разработка	Это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих, с этой целью определенный порядок скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы	This set of measures aimed at ensuring the oil and gas flow from the deposit to the bottom of wells, providing, with this purpose to a certain order of wells in the area, the sequence of drilling and commissioning, establishment and maintenance of a certain mode of operation
Залежь	Место естественного скопления углеводородов (нефти или газа) в ловушке, целостная флюидодинамическая система	Place a natural accumulation of hydrocarbons (oil or gas) trapped integrated fluid dynamic system
Газ	Смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном расположении органических веществ	The gas mixture formed in the bowels of the earth in the anaerobic decomposition of organic matter
Нефть	Природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других механических соединений	Natural oily flammable liquid with a specific smell, consisting mainly of a complex mixture of hydrocarbons of various molecular weights and other mechanical connections
Месторождение	Скопление углеводородов в одной или нескольких залежах, связанных территориально, общностью геологического строения и нефтегазоносности	The accumulation of hydrocarbons in one or more deposits of territorial, common geological structure and oil and gas
Коллектор	Горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды (нефть, газ, воду)	The rock containing voids (pores, cavities or cracks of the system) and the ability to contain and filter fluids (oil, gas, water)
Пористость	Наличие пустот (пор, каверн, трещин и т.п.), не заполненных твердым веществом	The presence of voids (pores, cavities, cracks and the like) are not filled with a solid
Проницаемость	Способность горной породы через себя пропускать через себя жидкость или газ при перепаде давления	The ability of the rock by themselves pass through a liquid or gas at a pressure drop
Пластовое давление	Давление в некоторой точке пласта, не затронутой воздействием воронок депрессии соседних работающих скважин	The pressure of the reservoir at a point not touched by the influence of neighboring funnels depression working

		wells
Эксплуатация	Движение жидкости и газа под действием пластовых сил через пористую среду, слагающую нефтеносный пласт. Подъем жидкости и газа по стволу скважины на поверхность	Movement of fluid and gas reservoir under the influence of forces through the porous medium term oil-bearing formation. Raising the liquid and gas through the wellbore to the surface
Вязкость	Одно из явлений переноса, свойство текучих жидкостей или газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой	One of the transfer phenomena property flowable liquids or gases to provide resistance to movement of one part relative to another
Парафин	Воскоподобная смесь предельных углеводородов преимущественно нормального состава. В зависимости от соотношения концентраций тяжелых и легких углеводородов парафин может быть жидким, твердым и мелкокристаллическим	Waxy mixture of saturated hydrocarbons predominantly normal composition. Depending on the ratio of the concentrations of the heavy and light hydrocarbon wax can be liquid, solid and small crystal
Смола	Собирательное название аморфных веществ, относительно твердых при нормальных условиях и размягчающихся или теряющих форму при нагревании	Collective name amorphous substances, relatively solid under normal conditions or softens and loses its shape when heated
Асфальтен	Наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета	Most high molecular weight components of oil. Solid brittle substance black or brown in color
Коэффициент извлечения нефти	Отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов	The ratio of the recoverable reserves to the amount of geological reserves

VIII. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основные литературы:

1. Petroleum engineering handbook. Production operation engineering. Joe Dunn Clegg. – USA: Society of petroleum engineers, 2010. – 908 p.
2. Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. – USA: Gulf professional publishing, 2015. – 1569 p.
3. Ермеков М.М. Справочная книга добыча нефти. – Алматы: «TST -Company», 2007, 415 с. ил.
4. Б.Ш. Акрамов, Н.Н.Махмудов “Нефт ва газ казиб олиш технологияси ва техникаси” фанидан ўқув кўлланма. Тошкент. 2003й.
5. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Ф Neft va gaz quduqlarini ishlatish. Тошкент-2004 й.
6. Акрамов Б.Ш., Махмудов Н.Н. «Нефт ва газ казиб олиш техникаси ва технологияси» фанидан амалий машғулотлар учун услубий кўрсатма. Тошкент-2005 й.
7. Акрамов Б.Ш., Мавлонов А.В. Қатламларнинг нефт бераолишлигини ошириш технологияси. Тошкент - 2004 й.
8. Л.Х.Ибрагимов., И.Т.Мищенко. Интенсификация добычи нефти. М., Недра 2000, 414 с.

Интернетные ресурсы

1. www.Oilandgas.com
2. www.oilandgaslibrary.com
3. www.twirpx.com
4. www.gubkin.ru
5. www.onepetro.com
6. http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess.14386

