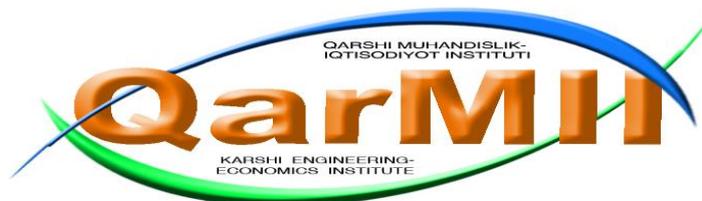




**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



Факультет «Нефть и газа»

**Направление 5311900- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**На тему: Анализ результатов гидродинамических исследований
скважин месторождения Оккул. Методом восстановления давления.**

Руководитель: _____
подпись

М.Т.Каршиев

Выпускник: _____
подпись

Ж.Ш.Устемиров

«Допускается к защите»

«Направлен в ГАК»

Зав. кафедрой:
_____ Э.Н.Дусткобилов

Декан факультета:
_____ доц.А.Р.Маллаев

«__» _____ 2017 г.

«__» _____ 2017 г.

Карши-2017 год

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТЬ И ГАЗА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5311900 «РиЭНГМ»

«Утверждаю»

Зав. кафедры «РиЭНГМ»

_____ **Э.Н.Дусткобилов**
(подпись)

З А Д А Н И Е

по выпускной квалификационной работе

Студент **Устемиров Жахонгир Шотемирович**

1. Тема квалификационной работы: **Анализ результатов гидродинамических исследований скважин месторождения Оккул. Методом восстановления давления.**

Утверждена приказом по институту от 23.01.2017 г. № 40/Т

2. Срок сдачи квалификационной работы 26.06.2017 г.

3. Исходные данные к квалификационной работе _____

4. Содержание расчётно–пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих разработке) _____

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

6. Консультанты по квалификационной работе _____

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительно общего объема %	Отметка о выполнении	Примечание
15.05-17.05.17г	Введение				
18.05-20.05.17г	Геологическая часть				
22.05-10.06.17г	Основная часть				
12.06-15.06.17г	Охрана окружающей среды				
16.06-19.06.17г	Охрана труда и техника безопасности				
19.06-22.06.17г	Заключение				
23.06-24.06.17г	Использованная литература				
	всего				

Руководитель квалификационной работы _____ **М.Т.Каршиев**

Дата получения задания _____ **13.05.2017 г.**

Студент _____ **Ж.Ш.Устемиров**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Рецензия руководителя по выпускной квалификационной работе

Студент **Устемиров Жахонгир Шотемирович**

Тема: **Анализ результатов гидродинамических исследований скважин месторождения Оккул. Методом восстановления давления.**

Объем выпускной работы: _____

Примечание к письменной части: **Письменная часть квалификационной работы состоит из следующих частей: введение, геологическая часть, основная часть, охрана окружающей среды, охрана труда и техника безопасности, заключение, использованные литературы и она отвечает все требования**

Количество чертежей: : **3 на формате А1**

Актуальность темы: **Выбор оптимальной системы разработки месторождения, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа, контроль за добывающей скважиной путем определения характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов осуществляется путем проведения исследований скважин и пластов.**

Характеристика выпускника о специальной и общетехнической подготовке

Специальная и техническая подготовка выпускника Ж.Ш.Устемиров соответствует всем требованиям

Положительные стороны квалификационной работы: **На основе анализа полученных результатов гидродинамических исследований скважин сделан вывод о значительной неоднородности продуктивного горизонта как по толщине, так и по площади нефтеносности.**

Оценка квалификационной работы: (максимальный балл –100 балл) 65 балл

Руководитель квалификационной работы _____ **М.Т.Каршиев**
(подпись)

« _____ » _____ 2017г

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

для рецензии выпускной квалификационной работы

НАПРАВЛЕНИЕ

Уважаемый _____

Ф.И.О.

Деканат НГФ Каршинского инженерно – экономического института просить Вас рецензировать выполненную квалификационную работу студента

Ф.И.О

по образовательному направлению 5311900–«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на основе приказа №__«__»____2017г.

Тема квалификационной работы направленная на ваше рассмотрение:

_____квалификационной работы
следует обратить внимание на следующее:

1. Актуальность и значение темы.
2. Содержание темы и соответствие заданию.
3. Способность студента самостоятельно и научно вести при выполнении квалификационной работы.
4. Точность, обоснованность результатами выводов и рекомендации квалификационной работы.
5. Соответствие Государственному стандарту (ГОСТ) расчётно-пояснительной записки и графических материалов квалификационной работы.
6. Указать конкретно на какой странице или чертеже допущены ошибки в расчётно-пояснительной записке и графической части квалификационной работы.
7. Какие из предложенных решений квалификационной работы можно внедрить.
8. Соответствие теме, научности, новизне и др. использованной литературы в работе.
9. Оценка квалификационной работы (максимальный балл – 100 балл).

Примечание. Выпускная квалификационная работа оценённая выше 55 баллов (55 %) считается положительной.

Декан факультета: _____

подпись

учёное звание ф.и.о.

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

РЕЦЕНЗИЯ

На выпускную квалификационную работу студента _____

по образовательному направлению 5311900-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» факультета Нефть и газа.

Тема квалификационной работы _____

Объём квалификационной работы:

а) письменная (расчётная) пояснительная часть:

количество листов: _____

б) графическая часть:

количество чертежей: _____

Актуальность квалификационной работы и соответствия заданию _____

Структура и качество выполнение письменной (расчётной) пояснительной и графического материала квалификационной работы _____

Использование научных источников, научно - технических достижений и результатов передовых опытов при выполнении квалификационной работы _____

Полнота раскрытия частей, посвящённые охране труда и окружающей среды _____

Техника экономического обоснования квалификационной работы _____

Положительные стороны и практическое значение квалификационной работы _____

Недостатки квалификационной работы _____

Оценка выпускной квалификационной работы (максимальный балл – 100) и заключение о возможности присвоения выпускнику «Степени бакалавра» по соответствующему образовательному направлению _____

Рецензент _____

Подпись

должность, место работы, учёная степень, Ф.И.О.

« _____ » _____ 2017 год

Содержание

Введение	
I. Геологическое строение месторождения Оккул	
I.1. Общие сведения о месторождении.....	
I.2. Геологическое строение месторождения Оккул.....	
I.3. Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений.....	
I.4. Тектоника.....	
I.5. Характеристика нефтегазоносности, строения и условий залегания продуктивных пластов.....	
II. Характеристика текущего состояния разработки месторождения	
II.1. Анализ динамики добычи нефти.....	
II.1.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.....	
II.1.2. Анализ состояния выработки запасов углеводородов.....	
II.1.3. Выводы по второй главе.....	
II.2. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин месторождения Оккул.....	
II.2.1. Гидродинамические параметры пластов и скважин.....	
II.2.2. Метод и последовательность определения параметров пласта по кривым восстановления давления.....	
II.3. Описание методов гидродинамических исследований.....	
II.4. Выводы по третьей главе.....	
III. Охрана окружающей среды	
IV. Охрана труда и техника безопасности	
IV.1. Характеристика производственных объектов по степени взрыво-, пожаро- и взрывопожарной опасности. Основные технологические решения по предупреждению взрывов и пожаров.....	
Заключение	
Использованные литературы	

Введение

Выбор оптимальной системы разработки месторождения, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа, контроль за добывающей скважиной путем определения характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов осуществляется путем проведения исследований скважин и пластов.

Целью гидродинамических исследований скважин является получение информации о строении и свойств пластов необходимой для контроля за процессом разработки месторождений и обоснования геолого - технических мероприятий по повышению эффективности процесса извлечения нефти.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как: пластовые давления; забойные давления; температуры; дебиты жидкости, нефти и воды и т.д.

Исследования при неустановившихся режимах работы скважин дает больше информации о призабойной зоне пласта, так как позволяет установить значение гидропроводности, проницаемость продуктивного пласта в отдаленной от забоя зоне и в призабойной зоне, определить пьезопроводность пласта, рассчитать приведенный радиус скважины и показателя "скин - фактора".

Целью квалификационной работы является обработка материалов гидродинамических исследований скважин месторождения Оккул для определения численных значений параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определит особенности их строения.

На месторождении Оккул в процессе разведки и разработки было проведено 57 гидродинамических исследований в 13 скважинах, в том числе методом неустановившихся отборов 19 исследований в 12 скважинах.

В результате обработки материалов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления установлено:

- значительный диапазон изменения продуктивности скважин от 0,2 до 414,2, при средней значении $19,8 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- значительный диапазон изменения гидропроводности пласта от 1,67 до 7523,8, при средней значении $796,76 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$;

- значительный диапазон изменения проницаемости пласта от 0,001 до 3,0, при средней величине $0,72 \text{ мкм}^2$;

- большой диапазон изменения показателя "скин - фактора" от $- 4,3$ до $+6,09$, при средней величине $- 0,59$.

На основе анализа полученных результатов гидродинамических исследований скважин сделан вывод о значительной неоднородности продуктивного продуктивного горизонта как по толщине, так и по площади нефтеносности. Полученные результаты рекомендуется использовать при разработке геолого - технических мероприятий по повышению эффективности извлечения нефти и установлении технологического режима работы скважин.

1. Геологическое строение месторождения Оккул

1.1. Общие сведения о месторождении

Месторождение Оккул в административном отношении расположено на территории Дехканабадского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан. Ближайшими населенными пунктами являются небольшие кишлаки Дахна и Аккуль, расположенные в 1 - 1,5 км к западу. Более крупные населенные пункты: районные центры Дехканабад и Гузар расположены, соответственно, в 7 км южнее и в 35 км северо - западнее от месторождения Оккул (рис.1.1). Ближайшая железнодорожная станция находится в поселке Гузар на железнодорожной линии Карши - Китаб. В Гузаре также расположена база Предгиссарской нефтеразведочной экспедиции, начинавшей поисково - разведочное бурение на Южно - Кызылбайракской площади.

Ближайшими месторождениями, содержащими газ и конденсат в идентичных отложениях, запасы которых в разные годы утверждались в ГКЗ, являются: непосредственно примыкающее к Южному Кызылбайраку на западе, Джаркудукское месторождение, Гумбулакское, расположенное в 9 км северо - западнее, и Адамташское, находящееся в 9 км северо - восточнее.

В орографическом отношении территория представляет собой горный район, входящий в систему юго - западных отрогов Гиссарского хребта. Рельеф местности сильно пересечен, абсолютные отметки в пределах площади колеблются от 847 до 1060 м. Юго - восточная часть площади занята горами Кайлантау, простирающимися параллельно оси складки в северо - восточном направлении и достигающими высоты 1300 - 1400 м. Вершины гор сглажены, склоны крутые, сильно расчлененные со скалистыми обрывами, ориентированными как вдоль, так и поперек хребтовых линий. У подножия обрывы заканчиваются каменистыми осыпями. Относительные превышения вершин водоразделов над днищами оврагов достигают 200 - 250 м.

Климат района резко континентальный со значительными суточными и сезонными перепадами температур. Средняя зимняя температура (декабрь - февраль) - 7 - 12 °С, (минимум - 20 °С), осадки в виде дождя и снега. Толщина снежного покрова достигает 20 см. Средняя летняя температура (июль - август) +22 +40 °С, максимальная температура до +50 °С. Весна и осень дождливые, температура воздуха днем +12 - +28 °С, ночью - +3 - +10 °С. Количество атмосферных осадков в год достигает 120 - 200 мм, большая их часть выпадает весной (апреле).

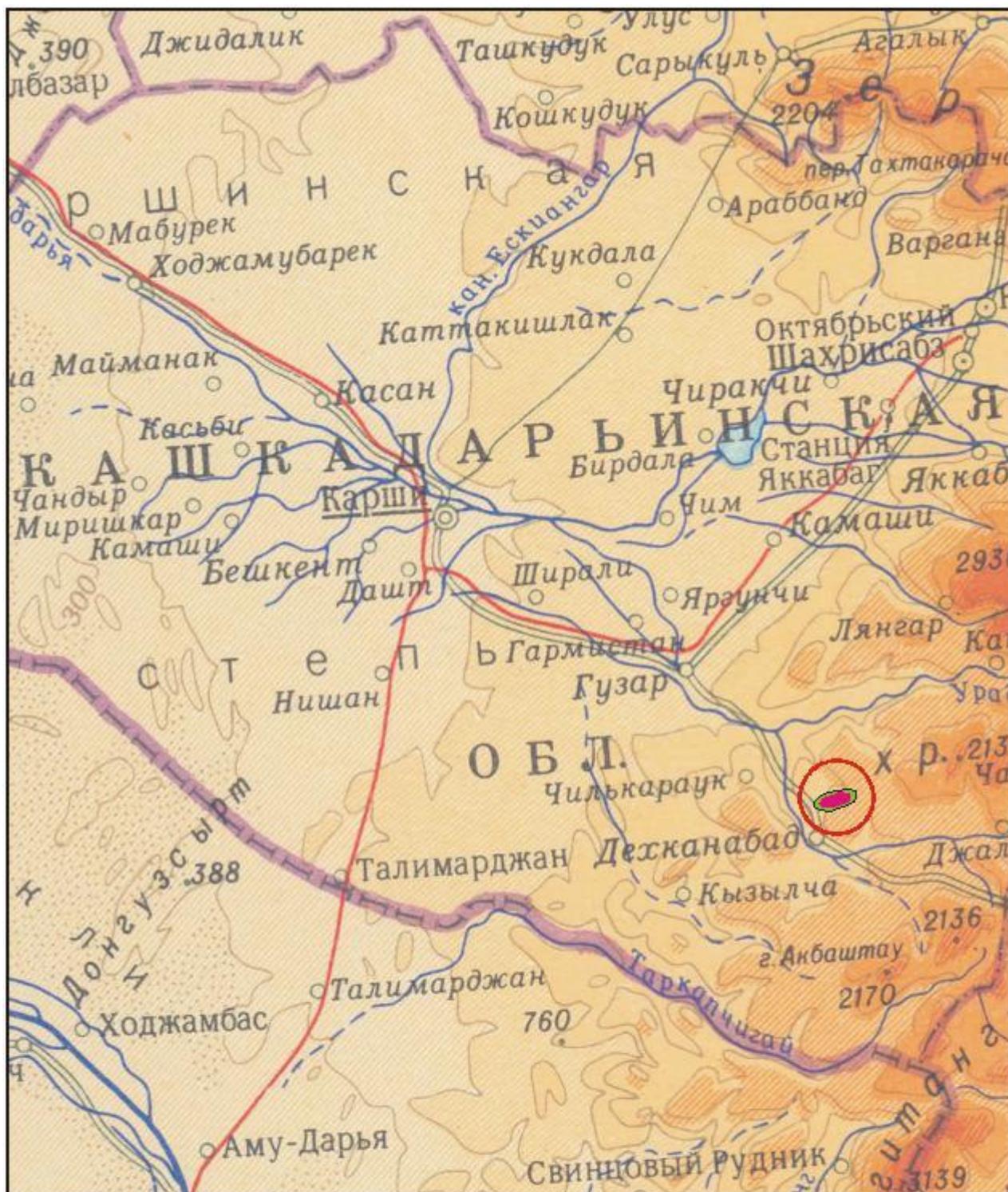
Растительность весьма скудная, в основном, травянистая, в меньшей степени представлена кустарником.

Животный мир относительно разнообразен: из млекопитающих – волки, лисы, зайцы; из птиц – орлы, перепелки, кеклики, воробьи; из пресмыкающихся – черепахи, ящерицы, змеи; из насекомых - достаточно развит класс паукообразных.

Район относится к категории безводных. Техническое водоснабжение буровых работ осуществлялось по водопроводу протяженностью 7 км из реки Кичик Урадарья, вода которой соленая, непригодная для питья. В 15 км севернее в месте слияния рек Урадарья и Кичик - Урадарья (образующих реку Гузардарью) расположено водохранилище. Снабжение пресной водой осуществлялось автотранспортом из Дехканабада и Гузара.

В пределах площади дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Улучшенная грунтовая дорога связывает площадь с проходящим западнее (5 км) Большим Узбекским трактом, соединяющим Ташкент и Термез. Асфальтированное шоссе с шириной полотна – 8 - 10 м.

Из полезных ископаемых кроме нефти, газа и конденсата район богат строительными материалами: галькой, щебнем, известняком.



Масштаб 1 : 1 000 000

Условные обозначения:



месторождение Южный Кызылбайрак



государственная граница



автомобильные дороги

Рисунок 1.1 - Обзорная схема района работ

1.2. Геологическое строение месторождения Оккул

Месторождение Оккул, характеризуется очень сложным геологическим строением, изучение которого в значительной степени осложняется резкой изрезанностью рельефа. Геологические исследования ведутся здесь с конца сороковых годов прошлого века.

Первые геологические исследования, позволившие получить общие представления о геологическом строении района работ и охарактеризовать структурные планы палеогеновых, меловых и юрских отложений, носили характер геолого - съемочных работ. По результатам этих исследований были выделены Аманатинская, Караильская, Белесыайнакская структуры, а также закартированы площади Кызылча и Талимарджан. Для уточнения геологического строения района работ в 1953 - 57гг. была проведена крупномасштабная структурно - геологическая съемка масштаба 1:25000, результатом которой было картирование Аманатинской, Пачкамарской, Караильской, Узункишлакской, Адамташской, Гумбулакской и Кызылбайракской антиклинальных складок, перспективных на нефть и газ.

В 1950 - 60гг. были проведены сейсмические исследования в пределах Кызылбайракской складки, которые впервые показали наличие тектонического нарушения типа взброса - надвига, простирающееся в северо - восточном направлении в сторону Адамташской структуры. Предполагалось, что это нарушение делит Кызылбайракскую складку на два блока: северный и южный.

Изучение территории гравиметрическими методами началось с региональной мелкомасштабной съемки (М 1:500000) в 1960 - 64гг. Были зафиксированы все крупные тектонические элементы региона. Продолжением данных исследований была высокоточная гравиразведка масштабом 1:25000 в 1966 - 74гг., которая позволила выделить целый ряд подсолевых антиклинальных складок. В частности, было детализировано геологическое строение Кызылбайракской структуры.

В 1973 - 74гг. были начаты сейсмические исследования МОГТ с целью детализации строения подсолевых юрских отложений. При переинтерпретации данных этих исследований была выделена Южно - Кызылбайракская складка в качестве самостоятельного нефтегазоперспективного объекта, гидродинамически изолированного от Кызылбайракской структуры.

С этого момента начинается более подробное изучение геологического строения структуры: в 1983г. выявленная структура была рекомендована для бурения параметрической скважины в сводовой части. Но ввиду недостаточного количества информации о геологическом строении данной складки в 1984 - 86гг. были начаты детализационные сейсморазведочные работы, лишь после которых Южно - Кызылбайракская структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение (1987г.).

В 1986г. был составлен проект поискового бурения, которым предусматривалось пробурить на Южно - Кызылбайракской площади три поисковых скважины. В мае 1987г. начато бурение скважины № 1, вскрывшей кровлю XV горизонта на глубине 2046м. Бурение было остановлено на глубине 2704м ввиду пересечения скважиной надвига и вскрытия поднадвиговых отложений. При испытании верхнеюрских карбонатных отложений в надвинутой части структуры были получены промышленные притоки нефти (дебиты – до 125 м³/сут) и газа (дебиты – до 280 тыс м³/сут). Таким образом, скважиной № 1 в 1988г. было открыто нефтегазоконденсатное месторождение Оккул.

Скважина № 3 была заложена в юго - западной, присводовой части складки. Испытания скважины позволили уточнить положение флюидальных разделов, установленных скв. № 1. Бурение скв. № 2 на юго - восточном крыле складки позволило уточнить положение ВНК.

После открытия на поисковом этапе нефтегазоконденсатного месторождения был составлен проект разведочного бурения, который предусматривал бурение 6 разведочных скважин общим метражом 16200м. Предполагалось размещение скважин по треугольной системе.

С 1993г. было начато эксплуатационное бурение.

На месторождении Оккул (Южный Кызылбайрак) с отбором керна пробурено семь скважин (№№ 1, 2, 3, 5, 6, 7, 15) с суммарной колонковой проходкой 434м. При этом было отобрано 203,7

пог. м керна, что составило 47% от проходки. Суммарная проходка с отбором керна по XV горизонту составила 349,7 пог. м с отбором 177,7 пог. м керна. По горизонту XVa было пройдено с отбором керна 44,2 пог. м, вынос керна составил 13 пог. м. Бурение XVI горизонта с отбором керна 40,1 пог. м, вынос керна составил 13 пог. м.

Таким образом, на этапе поисков и разведки (до 1993г.) было пробурено 6 скважин (без учета скв. №7), в том числе 3 поисковых и 3 разведочных, общим метражом 15799м и проведены сейсмические исследования 2D. Во всех скважинах проведены гидродинамические исследования, выполнен комплекс стандартных исследований кернового материала и пластовых флюидов. По обобщенным результатам данных исследований (определение подсчетных параметров) был составлен и утвержден в ГКЗ подсчет запасов нефти и растворенного газа (1993г.). В подсчете детально представлена последовательность поисково - разведочных и исследовательских работ.

Площадь покрыта сейсмической съемкой 3D (194 км²), отработанной в поле зиму - весну 2008г. Подрядчиком выполнения сейсмических исследований выступала иранская фирма «ОЕОС». По данным исследованиям, а также по материалам пробуренных скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 12 - bis, 13, 14, 15 – Ок Кул; 1 - Кизилкишлак, 1, 2, 3 - Кызылбайрак) на площади около 130 км² фирмой ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ» выполнены работы по интерпретации материалов сейсморазведки и бурения на площади Оккул (Южный Кызылбайрак) с целью изучения геологического строения меловых и юрских отложений. При этом структурно - тектоническая модель участка основана на корреляции 3 опорных сейсмических горизонтов, приуроченных к юрским отложениям. Построены карты изохрон, изогипс и изопакит масштаба 1:50000. Построены трехмерные статическая и гидродинамическая модели по продуктивным горизонтам XV и XVa. Выделены перспективные объекты и даны рекомендации по размещению эксплуатационных скважин.

В апреле 1991г. в опытно - промышленную эксплуатацию была введена нефтяная оторочка нефтегазовой залежи месторождения.

В 2001г. лицензия на освоение месторождения была выдана дочернему предприятию «Trinity Energy» и компании «UzPEC Ltd.» на условиях соглашения о разделе продукции. В начале 2007г. лицензия на право проведения поисково - разведочных работ сроком на пять лет и последующей добычи в течение 36 лет выдана компании «Союзнефтегаз Восток Лимитед».

На контрактной территории осуществляют свою деятельность операционная компания «СНГ Гиссар Оперейтинг» (юридическое лицо Узбекистана) и «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» (юридическое лицо ЛУКОЙЛ Оверсиз Лтд.). Руководство проектом осуществляет управляющий комитет, составленный из представителей инвестора и уполномоченного органа. На контрактной территории юго - западного Гиссара расположено семь месторождений (газоконденсатные Джаркудук - Янги Кызылча, Гумбулак, Аманата, Пачкамар и Адамташ, нефтегазоконденсатные Оккул (Южный Кызылбайрак) и нефтяное Кошкудук), открытые в 1960 - 80г. прошлого века.

1.3. Литолого - стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Стратиграфическое описание месторождения Оккул (Южный Кызылбайрак) дается по материалам фаунистической, литолого - петрографической и геофизической характеристики разреза скважин, пробуренных на изучаемой площади, с учетом сведений по соседним площадям: Кызылбайракской и Кызылкишлакской, а также по месторождениям, находящимся в идентичных тектоно - седиментационных условиях Гиссарского хребта (Адамташ, Гумбулак, Джаркудук и т.д.).

Наиболее древние отложения, вскрытые скважиной № 1 на месторождении Оккул (Южный Кызылбайрак) на отм. 2704м, представлены породами келловейского горизонта верхнеюрского отдела и по литологическим признакам подразделяются на три толщи: терригенную, карбонатную и соляно - ангидритовую.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА - MZ

Юрская система J

Верхний отдел J₃

Верхний келловей (J_{3k₂}) – средний оксфорд (J_{3ox}) – соответствуют Кугитанской свите.

Горизонты XVI+XVa+XV

XVI – горизонт согласно залегает в основании карбонатной толщи и перекрывает терригенные отложения среднего келловей. В разрезе горизонта известняки темно - серые до черных, крепкие, плотные, в разной степени обогащенные детритом, участками трещиноватые, местами глинистые и неравномерно доломитизированные с редкими прослоями мергелей, известковистых глин и включениями макрофауны, с отдельными единичными прослоями коллекторов. Толщина (вскрытая) 44,5 - 130м.

XVa – горизонт залегает в средней части продуктивной толщи и по возрасту отнесен к нижнему оксфорду - верхнему келловей. Эта пачка менее уплотнена в отличие от более плотных пород XVI и XV горизонтов. Представлен горизонт переслаиванием плотных и рыхлых известняков серых и светло - серых, средне и мелкозернистых, трещиноватых, комковато - водорослевых, комковато - обломочных, оолитовых, обломочных, доломитизированных, местами слабо глинистых. Породы - коллекторы составляют значительную долю в разрезе, местами разрез почти полностью состоит из коллекторов. Плотные разности характеризуются широким развитием трещиноватости. Основной объем пород (100 %) приходится на коллекторы порово - трещинного типа. Толщина 30–137м.

XV – горизонт залегает непосредственно под эвапоритовой толщей и представлен переслаиванием известняков, ангидритов и доломитов. Горизонт в возрастном отношении относится к среднему оксфорду – нижнему кимериджу и сложен известняками серыми, светло - серыми, местами темно - серыми, плотными, крепкими, тонко и мелкозернистыми, местами глинистыми, трещиноватыми, комковато - водорослевыми, с подчиненными прослоями ангидритов белых, светло - серых и серых, сахаровидных, плотных, крепких, скрытокристаллических, местами известковистых и доломитизированных. В целом содержание ангидритов увеличивается от подошвы к кровле пласта и с запада на восток (что соответствует фациальной зональности). Доломиты главным образом встречаются в низах XV горизонта и в подстилающем горизонте XVa. Отложения относятся к фации закрытого карбонатного шельфа (зарифовая лагуна). Преимущественным распространением пользуются комковато - водорослевые и в меньшей степени комковато - оолитовые, водорослево - оолитовые, водорослево - детритовые разности известняков. Для них характерно широкое развитие трещин. Породы - коллекторы представлены в виде прослоев среди плотных разностей известняков и ангидритов. Толщина 105 - 223,5м.

Кимеридж (J_{3kt}) + титон (J_{3t}) - соответствуют Гаурдакской свите.

Соляно - ангидритовая толща условно (по аналогии с северными хорошо изученным регионами) разделяется на 5 слоев, нижний слой – это маломощный слой ангидритов, далее нижние соли, средние ангидриты, верхние соли и верхние ангидриты. При этом верхние ангидриты и нижние ангидриты прослеживаются довольно уверенно и повсеместно с мало меняющимися толщинами. Выделение же средних ангидритов неоднозначно. От скважины к скважине количество и мощности ангидритовых слоев меняются, иногда вовсе отсутствуют. Вероятно, такое строение обусловлено постседиментационными тектоническими процессами, обусловившими перераспределение масс соли и ангидритов. *Нижние ангидриты* белые, серые, пятнистые, сахаровидные, плотные, крепкие. *Нижние соли* – каменная соль крупнокристаллическая, серая с прослоями белых плотных ангидритов. *Средние ангидриты* серые и белые переслаиваются с прослоями галита. *Верхние соли* – каменная соль (галит) кристаллическая, прозрачная, плотная, трещиноватая. В верхней части разреза соль розовая и буроватая, с прослоями и включениями глин коричневатого - бурого, с прослоями калийных солей, наличие которых подтверждается повышенными значениями естественной гамма - активности. В нижней части пачки соль серая с прослоями ангидритов. *Верхние ангидриты* белые, розоватые и бурые с частыми прослоями глин темно - коричневых. Эта покровная пачка имеет довольно

выдержанную толщину.

Описываемая толща является надежной покрывкой для газовых залежей, содержащихся в залегающих ниже карбонатных отложениях среднего нижнего кимериджа, оксфорда, келловея. Толщина 32 - 578м.

Меловая система – К

Нижний отдел К₁

Неоком (пласты XIV+XIII) + антский + альбский (XII+XI+X) ярусы (K_{1nc}+K_{1a}+ K_{1a}).

Литологически представлены:

XIV – песчаники красновато - коричневые и бурые, разномзернистые, реже крупнозернистые, слабоизвестковистые, слюдистые, с прослоями глин и алевролитов красновато - коричневых. В кровле пачки встречаются линзы и прослои мелкогалечных гравелитов. Толщина 60 - 97м.

XIII – песчаники красновато - коричневые, реже голубовато - серые, тонко и мелкозернистые, реже среднезернистые, известковистые, с прослоями глин песчаных и алевролитов красновато - коричневых. Толщина 85 - 95м.

Между **XIV** и **XIII** горизонтами переслаивание глин, алевролитов и песчаников. Песчаники красновато - коричневые и бурые, реже голубовато - серые, тонкозернистые, глинистые. Алевролиты красновато - коричневые, песчаные, плитчатые, с включениями гипсов, с прослойками песчаников и глин. Глины красновато - коричневые и серые, слабослюдистые. Толщина 20 - 210м.

В средней части неокомского яруса выделяется прослеживаемый по всей площади прослой каменной соли, так называемая, альмурадская свита.

XII – песчаники светло - серые, темно - серые, в подошве темно - коричневые, мелко и среднезернистые, реже тонкозернистые, известковистые, с прослоями глин темно - серых и темно - коричневых, песчаных, слюдистых, с редкими включениями пирита и алевролита, с прослоями известняков темно - серых, песчаных. Толщина 103 - 115м.

Между **XIII** и **XII** горизонтами выделяется пачка глин коричневатого - бурого, реже голубовато серых, песчаных, известковистых, с прослоями песчаников, алевролитов и известняков.

Песчаники мелкозернистые плотные.

Известняки голубовато - серые. Толщина 47 - 60м.

XI – известняки с прослоями песчаников и глин. Известняки светло - серые и зеленовато - серые, песчаные, с отпечатками макрофауны. Песчаники темно - серые, зеленовато - серые, плотные, известковистые, местами с включениями макрофауны. Глины зеленые и темно - зеленые, слюдистые, с прослоями известняков - ракушняка. Толщина 94 - 120м.

Между **XII** и **XI** горизонтами выделяется пачка глин зеленовато - серых, слабопесчаных, плотных, местами жирных с прослоями известняка и песчаника. Толщина 100 - 120м.

X – переслаивание глин и песчаников. Глины серые, темно - серые, голубовато и зеленовато - серые, плотные, алевролитовые, известковистые, местами песчаные, слюдистые. Песчаники светло - серые, зеленовато - серые, мелко и тонкозернистые, кварцевые, известковистые, местами глинистые и слабосцементированные, с включениями макрофауны. Встречаются прослои ракушняка песчаного и известняка с включениями макрофауны. Толщина 63 - 75м;

Между **XI** и **X** горизонтами выделяется пачка глин темно - серых, грязно - зеленых, с тонкими прослоями известняков глинистых. Толщина 20 - 25м.

Верхний отдел К₂

Сеноманский (X+IX)+туронский (VIII) ярусы (K_{2s}+K_{2t})+сенон.

Литологически представлены:

X – переслаивание глин и песчаников. Глины серые, темно - серые, голубовато и зеленовато - серые, плотные, алевролитовые, известковистые, местами песчаные, слюдистые. Песчаники светло - серые, зеленовато - серые, мелко и тонкозернистые, кварцевые, известковистые, местами глинистые и слабосцементированные, с включениями макрофауны. Встречаются прослои ракушняка песчаного и известняка с включениями макрофауны. Толщина 133 - 185м.

IX – песчаники зеленовато - темносерые, серо - желтые, мелко - и тонкозернистые, средней крепости с многочисленными включениями макрофауны, с прослоями глин и алевролитов темно - зеленых. В кровельной части прослой известняка ракушняка. Толщина 70 - 121м.

Между **X** и **IX** горизонтами выделяется пачка глин голубовато - серых, темно - зеленых, плотных, слабоизвестковистых, местами песчанистых, загипсованных с прослоями песчаников. Толщина 25 - 35м.

VIII – переслаивание песчаников и глин. Песчаники серые, зеленовато - серые, разномзернистые, слабослюдистые. Глины зеленовато - серые, слабозагипсованные, слабослюдистые, жирные на ощупь. Толщина 73 - 110м.

Между **IX** и **VIII** горизонтами выделяется толща чередования зеленовато - серых глин, алевролитов и песчаников с редкими прослоями известняков. Толщина 140 - 173м.

Отложения **сенона** представлены неравномерным переслаиванием песчаников и глин. Песчаники серые, светло - серые, зеленовато - серые, мелко и среднезернистые, средней крепости, местами глинистые. Глины серые, зеленые, слоистые, оскольчатые, плотные, слабозагипсованные. Толщина 124 - 490м.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА - KZ

Отложения кайнозойской группы выделены в объеме палеогеновой системы и развиты в южной и юго - восточной части месторождения, где они обнажены на дневной поверхности и вскрыты только скважиной № 2. Породы данного возраста представлены известняками светло - серыми, почти белыми, кавернозными, с прослоями доломитов и ангидритов. Вскрытая толщина палеогена в скважине № 2 составляет 158м.

Неогеновые и четвертичные отложения на Южно - Кызылбайракской площади отсутствуют.

1.4. Тектоника

Юго - западные отроги Гиссарского хребта, в пределах которого расположено месторождение, относятся к южной части Тяньшаньской эпиплатформенной альпийской орогенической области под названием Байсунской мегантиклинали (Юго - Западный Гиссар). Структурный облик мегантиклинали определяют параллельные сложнопостроенные антиклинальные зоны, унаследовавшие по простиранию подстилающие палеозойские тренды. Каждая антиклинальная зона состоит из эшелонированных приразломных брахиантиклиналей, рассеченных поперечными дизъюнктивами, а все вместе создают область мелкой складчатости. К приподнятым частям тектонических блоков и брахиантиклиналей приурочены месторождения. Рассматриваемое месторождение расположено в Адамташской антиклинальной зоне и приурочено к приразломной складке северо - западного простирания (рисунок 1.2).

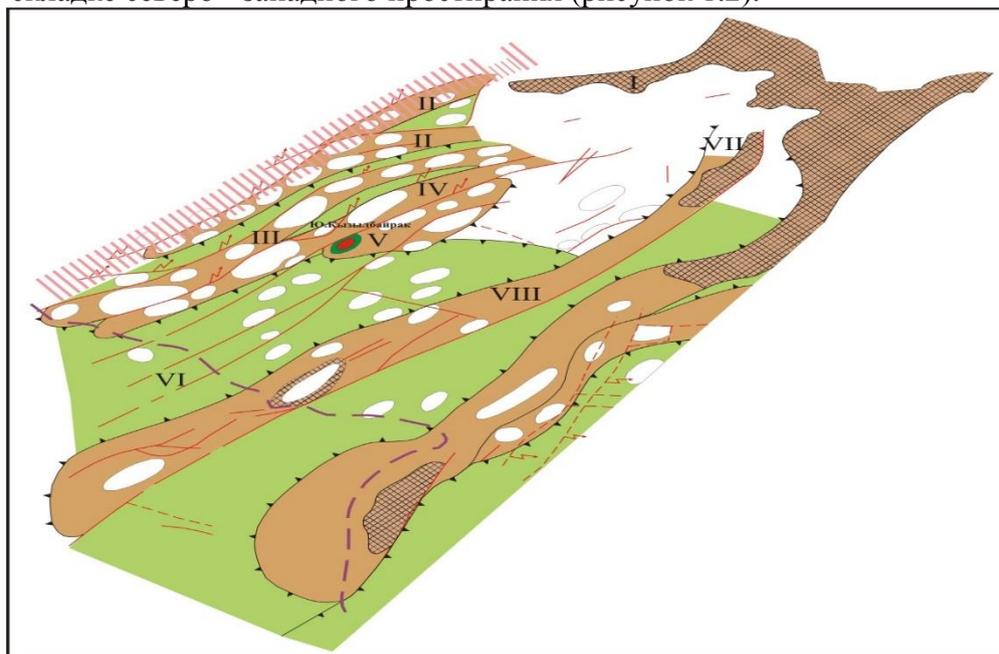


Рисунок 1.2 - Тектоническое районирование мегантиклинали Юго - Западного Гиссара

Яркой особенностью строения Южно - Кызылбайракской структуры и месторождения является приуроченность их к чешуйчато - надвиговой системе складок в верхнеюрских отложениях (в поперечном сечении профиля). Структуроформирующие движения направлены со стороны альпийского орогена. В результате определяющими структуру геологического строения оказались напряжения сжатия, направленные с востока и ставшие причиной формирования валообразного поднятия на гребне надвига. Гребень надвинутой складки отражается в современном рельефе, по оси которого проходят горы. В альпийскую фазу складчатости одностороннее сжатие пород привело к срыву более пластичных верхне - и частично среднеюрских отложений по плоскости напластования, а релаксация напряжений на сжатие произошла за счет образования надвигов и оперяющих взбросов и сдвигов (в результате разложения вектора напряжений), а также коробления верхнеюрских пород в высокоамплитудные складки, в совокупности сформировавшие современный структурный план.

Таким образом, общими особенностями строения продуктивной толщи на месторождении Оккул (Южный Кызылбайрак) являются:

- разломно - блоковый характер строения складки и залежи;
- выдержанные по мощности толщины горизонтов XV и XVa (около 200 и 40 м соответственно);
- приуроченность залежи к аллохтонной части надвиговой структуры;
- наличие единой верхнеюрской кимердж - титонской соляно - ангидритовой покрышки;
- крайне неравномерное распределение коллекторов и разделяющих их уплотненных пород в плане и разрезе, носящих слоисто - линзовидный характер, массивно - пластовый тип залежи, широкое развитие трещиноватости, обеспечивающей гидродинамическую связь между секциями - блоками продуктивного разреза;
- сложный тип карбонатного коллектора обусловленный развитием пор, каверн и трещин;
- сильная тектоническая нарушенность продуктивных отложений;
- наличие тектонических экранов на севере (плоскость сместителя надвига) и востоке (плоскость сместителя сбросо - сдвига);

высокая дизъюнктивная нарушенность продуктивных отложений.

1.5 Характеристика нефтегазоносности, строения и условий залегания продуктивных пластов.

Продуктивные сульфатно - карбонатные отложения имеют в рассматриваемом районе повсеместное распространение и представляют собой комплекс фациально взаимосвязанных карбонатных, в меньшем объеме, сульфатных пород, мощность которых довольно стабильна и составляет в пределах описываемой площади 540 - 560м. Характерной особенностью разреза является его четко выраженное трехчленное строение.

Нижняя часть разреза представлена фациями открытого карбонатного шельфа и сложена преимущественно плотными, пелитоморфными, нередко глинистыми известняками. Средняя часть представлена более разнообразным генетическим комплексом карбонатных пород, среди которых преобладают водорослевые, обломочные известняки. Верхняя часть разреза представлена фациями зарифовой лагуны и сложена комплексом сульфатно - карбонатных пород с преобладанием последних.

Каждый из указанных элементов разреза отличается не только по литологическому составу слагающих их пород, но и по объему развитых в них коллекторов, их ФЕС. В соответствии со сложившимся в практике нефтегазоразведочных работ выделением промысловых горизонтов на месторождении Оккул (Южный Кызылбайрак) в составе сульфатно - карбонатных отложений выделены XV, XVa и XVI горизонты.

Между собой пласты XV, XVa и XVI горизонтов подобны и не содержат перекрывающих покрышек, поэтому продуктивное тело представляет собой единый монолитный карбонатный массив в ловушке массивного типа. Запирающими элементами ловушки являются разрывные нарушения с боков и соляно - ангидритовая толща сверху. Отсюда УВ, заключенные в пластах XV и XVa, образуют единую флюидодинамическую систему.

Продуктивная толща характеризуется сложным строением по разрезу, носящим слоистый характер. Размещение коллекторов в объеме резервуара весьма неравномерное. Карбонатные коллекторы, слагающие залежь, представлены прослоями и линзами известняков (от 0,4 до 2,4 м), плотными, крепкими, темно - и светло - серыми, от средне - мелкозернистых до тонко - мелкозернистых, комковато - водорослевыми, местами доломитизированными, с различной степенью глинистости; в основной массе - низкопористыми (3 – 10,5 % и лишь в единичных случаях 17 – 19 %), слабопроницаемыми. Тип коллектора порово - трещинный и трещинно - поровый. Породы - коллекторы обоих типов развиты по всему разрезу продуктивных отложений, переходя по латерали из одного типа в другой. Выдержанных по площади плотных непроницаемых пластов в разрезе месторождения нет, все пласты гидродинамически связаны между собой и представляют единый массивный природный резервуар.

Краткие сведения о залежи горизонтов XV - XVa месторождения Оккул (Южный Кызылбайрак) приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Краткие сведения о залежи горизонтов XV - XVa месторождения Оккул (Южный Кызылбайрак)

Возраст	Глубина залегания пласта в своде, м		Абс. отметка ГНК, ВНК, м	Размеры залежи			Тип залежи
	Глубина	абс. отметка		длина, км	ширина, км	высота, м	
J₃	2045,0	- 1069,0	- 1205,0	5,0	1,45	136	Массивно - пластовая, тектонически экранированная
			- 1306,0	5,75	2,0	101	

Тип залежи месторождения – массивно - пластовая, тектонически экранированная с верхней границей по кровле продуктивных карбонатов и нижней – по подошве выделенных эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам на уровне ВНК.

В пределах трещиноватых зон работа скважин характеризуется высокой продуктивностью, обусловленной лучшей связанностью работающей толщины и большой проницаемостью трещин. В зонах пониженной трещиноватости продуктивность скважин определяется только работой низкопроницаемой матрицы. В этом случае приток обеспечивается только наличием высокопоровых интервалов.

Положение контактов раздела флюидов (ГНК и ВНК) достаточно уверенно установлено по результатам опробования продуктивных пластов в процессе бурения (ИПТ) и в эксплуатационной колонне и не противоречит данным интерпретации ГИС. ВНК и ГНК определялись на начальные условия месторождения (до разработки). По этой причине при обосновании ВНК участвовали скважины, пробуренные до ввода месторождения в разработку (все разведочные и первые эксплуатационные скважины). Поскольку газовая шапка не разрабатывалась, для обоснования ГНК привлекались все скважины, по которым имелась информация по опробованию в газонефтяной зоне.

Из числа разведочных скважин газ с нефтью получен в скв. № 1: верхняя половина интервала перфорации 2176 - 2190(- 1199,4 - 1213,2) м пришлась на газовую шапку (приток газа дебитом 73 тыс. м³/сут на 6,1 мм штуцере), нижняя половина – на нефтяную оторочку (дебит нефти 24 м³/сут). Уровень ГНК уточнен в скв. № 3: в газовой части из интервала 2093 - 2087 (- 1192,1 - 1198,1) м получен чистый газ дебитом 198 тыс. м³/сут, подошва коллектора в нем залегает на глубине 2089,8м (абс.отм. - 1193,8 м); залегающие ниже пласты - коллекторы, кровля которых начинается с глубины 2101,6 (абс.отм. – 1205,6 м) интерпретируются по данным ГИС, как нефтенасыщенные, а в скв.№ 10 нефтенасыщенная кровля пласта - коллектора начинается с глубины 2151,9 (- 1205) м. В скв. № 8 верхние отверстия (минус 1207,0 м) интервала перфорации (

- 1207 - 1243,0 м) характеризуют нефтенасыщенную часть разреза, из которого получена нефть (рисунок 1.3).

Исходя из полученных результатов опробования, материалов интерпретации ГИС, среднее значение между отметками пласта, характеризующих газовую часть залежи и отметками пласта, характеризующих нефтяную часть залежи равно минус 1205 м. Отсюда ГНК принят на абсолютной отметке минус – 1205 м, что на один метр выше принятого в предыдущем подсчете запасов 1993 года (- 1206 м). Все опробования выше данного уровня дали притоки газа (максимальный дебит 428 тыс.м³/сут на 12,5 мм штуцере в скв. № 3), а ниже уровня ГНК получены притоки нефти (максимальный дебит составил 60,5 м³/сут на 4 мм штуцере).

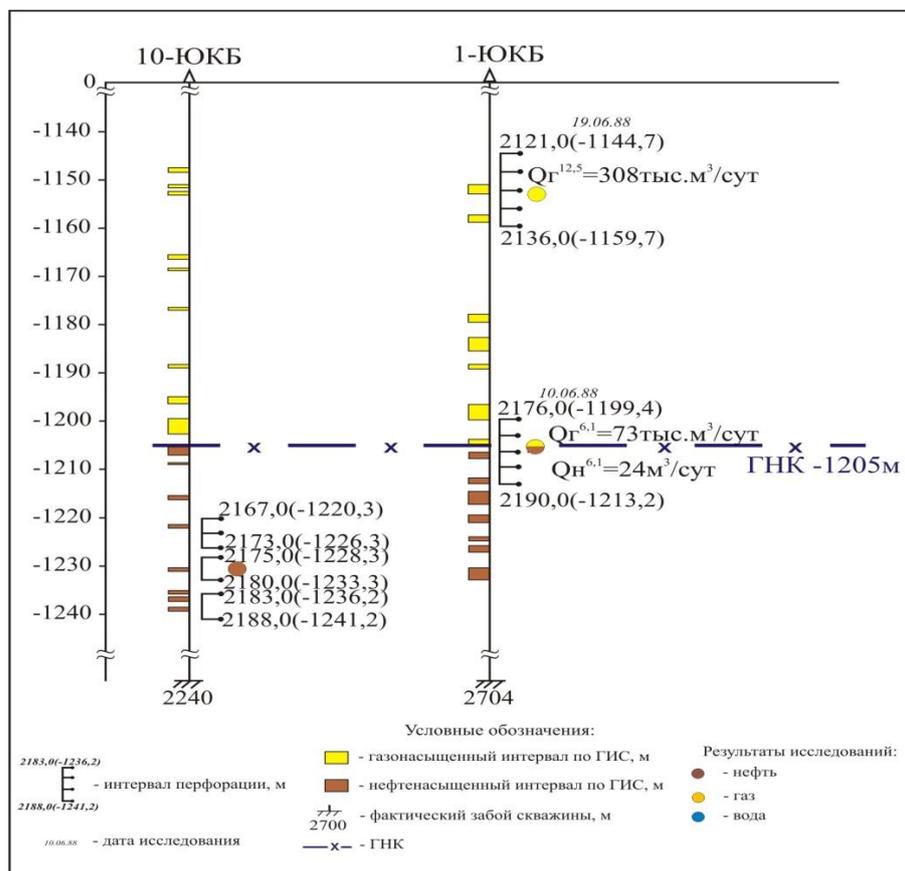


Рисунок 1.3 - Обоснование положения уровня газонефтяного контакта (ГНК)

Положение ВНК устанавливалось по материалам комплексной интерпретации материалов испытания и ГИС скважин №№ 1, 3, 5, 6.

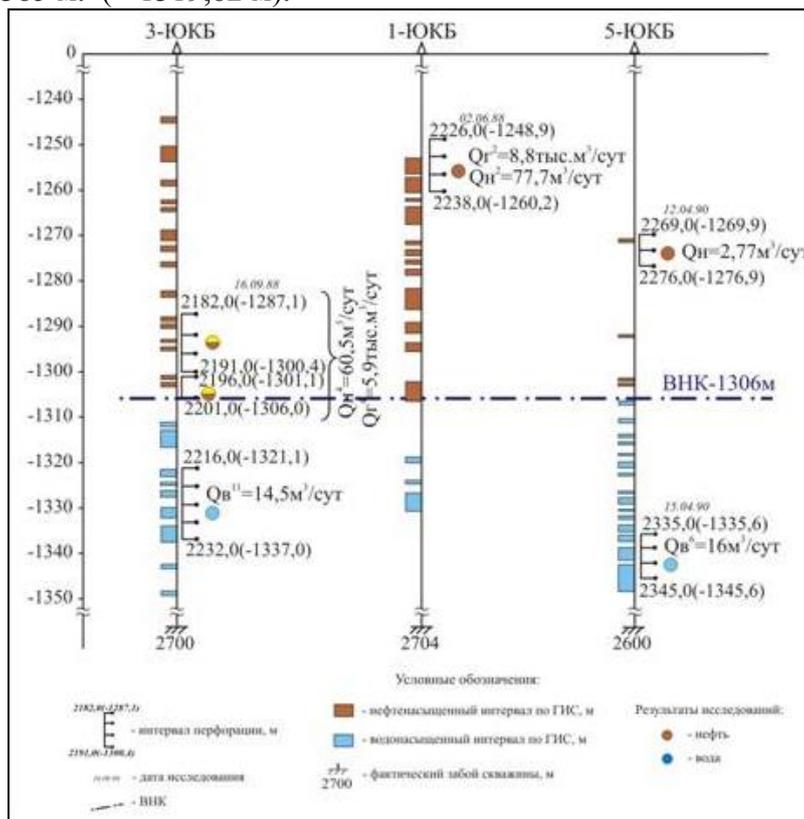
В скв. № 1 интервал, из которого получена безводная нефть, перфорирован на глубине 2238 - 2226м. (- 1262 - 1250м). Залегающие ниже пласты коллекторы, среди которых преобладают коллекторы трещинно - порового типа, интерпретируются как нефтенасыщенные до глубины 2284,5м. (- 1307 м).

В скв. № 3 безводная нефть получена из интервала 2201 - 2182м. (- 1306 - 1287,1 м). Подошва коллектора в нём находится на глубине 2198,7 (- 1303,8 м). Залегающие ниже пласты интерпретируются как водонасыщенные. При испытании интервала 2232 - 2216м. (- 1336 - 1320 м) получен обильный приток пластовой воды без признаков газа и нефти.

Слабый приток нефти в интервале 2276 - 2226м. (- 1277 - 1227 м) получен в скв. № 5. Ниже по разрезу коллектора интерпретируются как нефтенасыщенные до глубины 2302,9м. (- 1303,6 м). Кровля водонасыщенного коллектора отмечается на глубине 2306,0м. (- 1306,7 м).

В скв. № 6 при испытании интервала 2164 - 2151 м. (- 1305,1 - 1292,1 м) получен приток нефти с незначительным количеством воды ($Q_{Н+в}=12,6 \text{ м}^3/\text{с}$). Авторы подсчета запасов 1993г. объясняют присутствие воды в испытанном интервале заколонными перетоками из нижележающих водонасыщенных пластов.

В скв. № 2, испытанной в процессе бурения испытателем пластов на трубах, приток воды получен из интервала 2400 - 2365м. (- 1337 - 1302м). Кровля водонасыщенного коллектора находится на глубине 2385 м. (- 1319,82 м).



На рисунке 1.4 представлены результаты опробования приконтрактной зоны «нефть - вода» (ВНК) в скв. №№ 3, 1, 5.

Рисунок 1.4-Обоснование положения уровня водонефтяного контакта (ВНК)

Ниже ВНК по данным ГИС и по результатам исследования экстракций УВ из керна наблюдается насыщение разреза отложений реликтовой (остаточной неподвижной) нефтью (скв. № 15). Многочисленные опробования в эксплуатационной колонне аналогичных интервалов ниже ВНК с подобным нефтенасыщением во всех случаях дали притоки пластовой воды без признаков нефти. Приведенные особенности нефтяной залежи (по составу и свойствам нефти и вмещающих пород) стали следствием сложной истории ее формирования и переформирования на разных этапах истории развития структуры и залежи. Негативная для формирования коллекторской емкости пород картина усугубляется еще и тем, что тяжелые фракции нефти в пустотном пространстве (поры, трещины) переходят в неподвижную форму и блокируют часть полезного объема рассматриваемого карбонатного коллектора. В результате при опробовании получены низкодебитные притоки нефти в нефтяной оторочке и пластовой воды в подстилающей водонасыщенной части.

Таким образом, приведённые данные позволяют с достаточной степенью обоснованности принять первоначальное гипсометрическое положение ВНК и ГНК на отметках минус 1306 м и минус 1205 м, соответственно.

Следует отметить, что анализ данных по вновь пробуренным скважинам показал изменение положения флюидальных разделов в процессе разработки месторождения. В ряде скважин (№№ 12 - бис, 13, 14, 17, 21) при испытании пластов, расположенных гипсометрически выше ВНК, получены притоки пластовой воды. Так, например, в скв. № 13 почти с кровельной части XV - а горизонта с отметки минус 1219,6 м получен приток пластовой воды, а в скв. № 14 наряду с нефтью и газом отмечается приток пластовой воды из интервалов 2265 - 2259м. (- 1218,6 - 1212,96м) и 2298 - 2291м. (- 1250,08 - 1243,42 м), хотя с более низких абсолютных отметок (- 1272 - 1267м) здесь получен приток нефти. В скв. № 21 получен приток воды с абс. отметок - 1222 - 1206м. Появление воды выше установленного ранее водо - нефтяного контакта, по - видимому, произошло за счёт прорыва её по системе трещин и разломов.

В тоже время получение безводного притока нефти в скв. № 24 с глубин 2291 - 2322м. (- 1247 - 1278м), притока нефти в скв. № 19 с глубины 2315 - 2326м. (- 1275 - 1286м), притока нефти в скв. № 18 из интервала 2189 - 2243м. (- 1208 - 1262м), а также наличия продуктивных по ГИС коллекторов ниже этих отметок свидетельствует о незначительном подъеме ВНК, относительно ранее принятого.

2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения.

2.1. Анализ динамики добычи нефти.

Месторождение Оккул представляет собой один из самых сложных объектов разработки Республики Узбекистан. Открыто в 1988 г. Начало освоения приходится на период с 1988 - 1993 гг.

Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах верхнеюрских отложений XV, XVa, XVI. Между собой пласты XV, XVa, XVI горизонтов подобны и не содержат перекрывающих покрышек, поэтому продуктивное тело представляет собой единый монолитный карбонатный массив в ловушке массивного типа. Отсюда, углеводороды, заключенные в пластах XV, XVa, XVI образуют единую флюидодинамическую систему.

По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении Оккул выявленная одна нефтегазоконденсатная залежь (нефтяная оторочка и газовая шапка) массивно - пластовая тектонически экранированная с верхней границей по кровле продуктивных карбонатов и нижней – по подошве выделенных эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам на уровне ВНК.

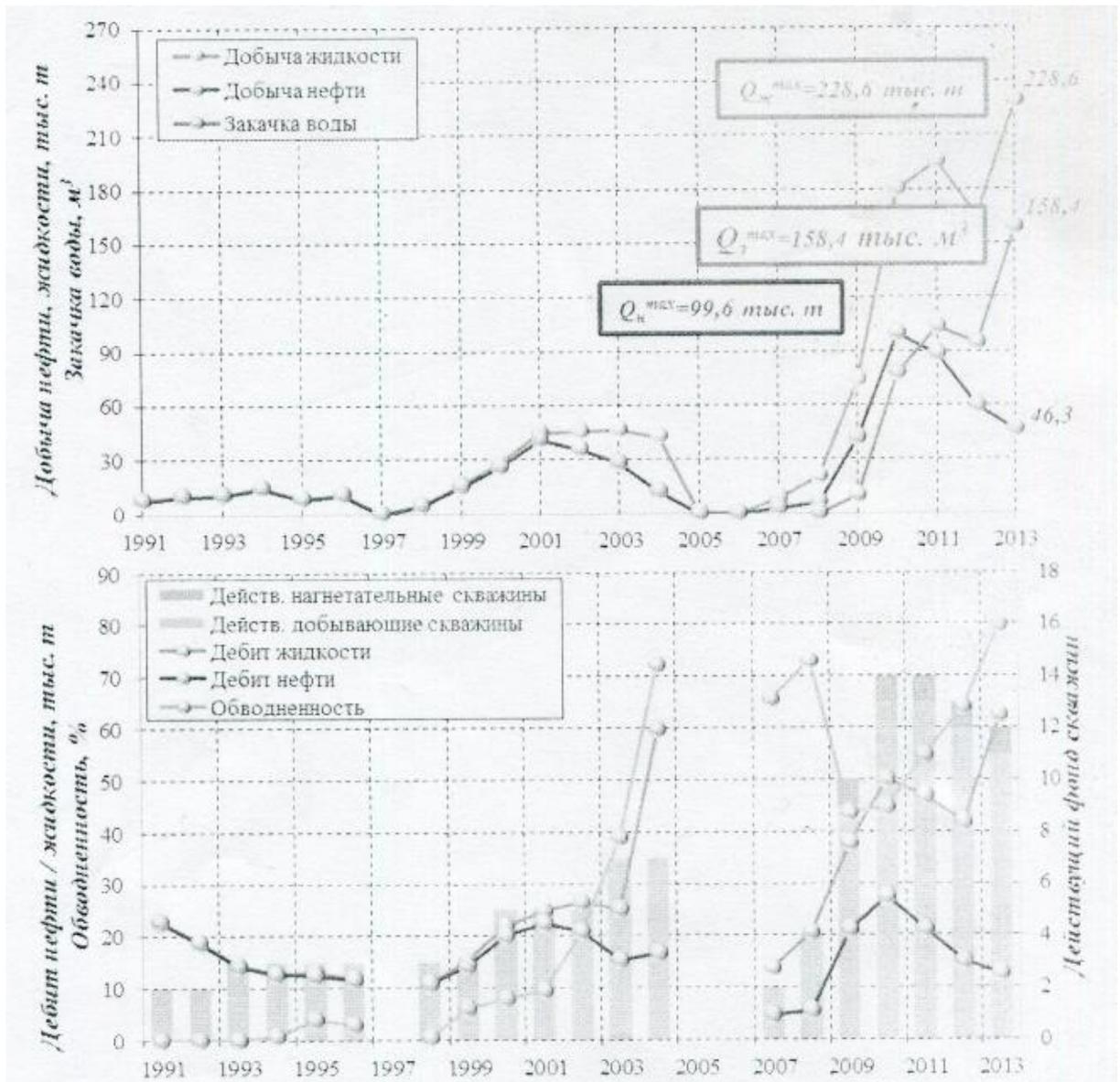
В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с основными положениями «Проекта разработки нефтегазового месторождения Оккул» (протокол ЦКР №2012/1 - 3 от 01.08.2012 г.)

Промышленные запасы углеводородов сосредоточены в основном в XV продуктивном пласте. Запасы нефти, свободного, растворенного газа и конденсата утверждены ГКЗ РУз и приурочены к категории ВС₁.

С начала разработки на месторождении отобрано 564,2 тыс.т нефти, накопленный отбор жидкости 1158,2 тыс.т. Накопленная добыч нефти на одну добывающую скважину в среднем – 37,6 тыс.т. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов состави 58,3 %, текущий коэффициент извлечения нефти - 0,180 д.ед.

В 2013 году добыто 46,3 тыс.т. нефти (темп отбора от НИЗ - 4,8%) и 228,6 тыс.т. жидкости. Среднегодовая обводненность продукции скважин 79,8%. Средний дебит по нефти действующих скважин - 12,6 т/сут, по жидкости - 62,4 т/сут.

В настоящее время разработка объекта осуществляется на естественном упруговодонапорном режиме. Нагнетательные скважины, как неперспективные для добычи углеводородов, используются в качестве сбросовых (№15 с 2009 г. и №18 с 2013 г.). В пласт закачано 443,0 тыс.м³ воды, что составляет 33,3% от накопленной добычи жидкости.



Динамика основных показателей разработки месторождения приведена на рисунке 2.1 и в таблице 2.1.

Рис.2.1 Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 2.1
Динамика основных показателей разработки месторождения Оккул

Дата	Нефть			Жидкость			обвод., %	Закачка воды			Свободный газ			Растворенный газ			Газовый фактор, д.е.
	добыча, тыс.т	дебит, т/сут	накоп. добыча, тыс.т.	добыча, тыс.т	дебит, т/сут	накоп. добыча, тыс.т.		закачка, тыс. м ³	приемистость, м ³ /сут	накоп. закачка, тыс. м ³	добыча, млн. м ³	дебит, тыс. м ³ /сут	накоп. добыча, млн. м ³	добыча, млн. м ³	дебит, тыс. м ³ /сут	накоп. добыча, млн. м ³	
1991	7.2	22.9	7.2	7.2	22.9	7.2	0.0	-	-	-	1.1	3544.4	1.1	0.9	6.3	0.9	123.0
1992	9.4	18.8	16.6	9.4	18.8	16.6	0.0	-	-	-	1.1	2287.6	2.3	1.2	4.6	2.0	123.0
1993	10.6	14.2	27.2	10.6	14.2	27.2	0.1	-	-	-	1.9	2589.6	4.2	1.3	4.4	3.3	119.5
1994	13.9	12.7	41.1	14.0	12.8	41.3	0.8	-	-	-	0.8	768.0	5.0	1.7	2.3	5.0	119.4
1995	7.8	12.5	48.9	8.1	13.0	49.4	4.0	-	-	-	0.2	392.5	5.3	0.9	1.8	5.8	109.6
1996	10.4	11.6	59.3	10.7	11.9	60.1	3.0	-	-	-	0.3	317.9	5.6	1.2	1.6	7.0	116.8
1997																	
1998	4.0	10.9	63.3	4.0	10.9	64.1	0.7	-	-	-	0.0	0.0	5.6	0.5	1.5	7.5	125.0
1999	14.9	14.4	78.2	15.8	15.3	80.0	6.1	-	-	-	0.0	0.0	5.6	2.1	2.1	9.6	140.9
2000	26.0	20.1	104.2	28.3	21.8	108.2	8.0	-	-	-	0.3	237.3	5.9	3.7	3.1	13.3	142.0
2001	40.8	22.6	145.0	45.1	25.0	153.3	9.6	-	-	-	0.0	0.9	5.9	5.9	3.2	19.2	144.6
2002	35.9	21.0	180.9	45.4	26.5	198.7	20.8	-	-	-	0.0	0.0	5.9	4.3	2.5	23.5	119.8
2003	28.4	15.3	209.3	46.5	25.1	245.2	39.0	-	-	-	0.0	0.0	5.9	3.3	1.8	26.8	116.2
2004	11.8	16.6	221.0	42.4	59.7	287.6	72.3	-	-	-	0.0	63.2	5.9	1.8	2.5	28.6	148.7
2005																	
2006																	
2007	2.7	4.7	223.7	7.8	13.8	295.4	65.7	-	-	-	0.0	0.0	5.9	0.3	0.5	28.9	111.1
2008	5.6	5.6	229.3	20.6	20.7	316.0	72.9	-	-	-	0.0	0.0	5.9	0.4	0.4	29.3	71.4
2009	41.6	21.2	270.9	73.9	37.7	389.8	43.7	9.7	284.6	9.7	0.0	0.0	5.9	6.2	3.2	35.5	149.0
2010	99.6	27.6	370.4	180.1	49.9	570.0	44.7	77.3	325.3	87.0	0.2	43.1	6.1	11.3	3.2	46.8	113.9
2011	88.1	21.1	458.5	194.7	46.8	764.7	54.8	103.3	330.4	190.2	0.3	69.3	6.4	11.5	2.8	58.3	130.7
2012	59.4	15.1	517.9	164.9	41.8	929.7	64.0	94.3	286.3	284.5	3.5	897.1	9.9	8.5	3.0	66.8	142.7
2013	46.3	12.6	564.2	228.6	62.4	1158.2	79.8	158.4	426.9	443.0	0.3	85.5	10.2	6.2	1.8	73.0	133.8

Каждое месторождение проходит определенный жизненный цикл, состоящий из нескольких характерных этапов:

I стадия - характеризуется интенсивным разбуриванием месторождения. На этой стадии вводят в эксплуатацию основной проектный фонд скважин и организуют предусмотренную проектом систему разработки. I стадия характеризуется ростом темпа добычи нефти до максимального. Нефть добывается, как правило, практически безводная, хотя возможна небольшая обводненность продукции скважин.

II стадия - стадия поддержания наибольшего годового уровня добычи нефти. На этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты. С целью удержания добычи нефти на максимальном уровне выполняют комплекс геолого - технических мероприятий по регулированию процесса разработки. Длительность этой стадии невелика - порядка 4 - 5 лет.

III стадия - стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов (80 - 90%); на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения под закачку воды дополнительных скважин, продолжают бурение резервных скважин, выполняют изоляционные работы в скважинах, начинают форсированный отбор жидкости из обводненных скважин, проводят другие мероприятия по управлению процессом разработки. На этой стадии с учетом большой изученности и проведения детальных исследований внедряются более эффективные геолого - технические мероприятия.

IV стадия - стадия завершает период разработки: характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки (<2% от НИЗ); на этой стадии выполняют те же виды работ по регулированию разработки, что и на предыдущих стадиях.

Первые три стадии составляют основной период разработки. В это время отбирается 80 - 90% извлекаемых запасов нефти месторождения. Четвертая стадия считается завершающей».

Достаточно продолжительный период с 1991 по 2014 гг. разработки месторождения Оккул можно так же условно разделить на несколько этапов, характеризующихся различными темпами выработки запасов нефти (рис.2.2).

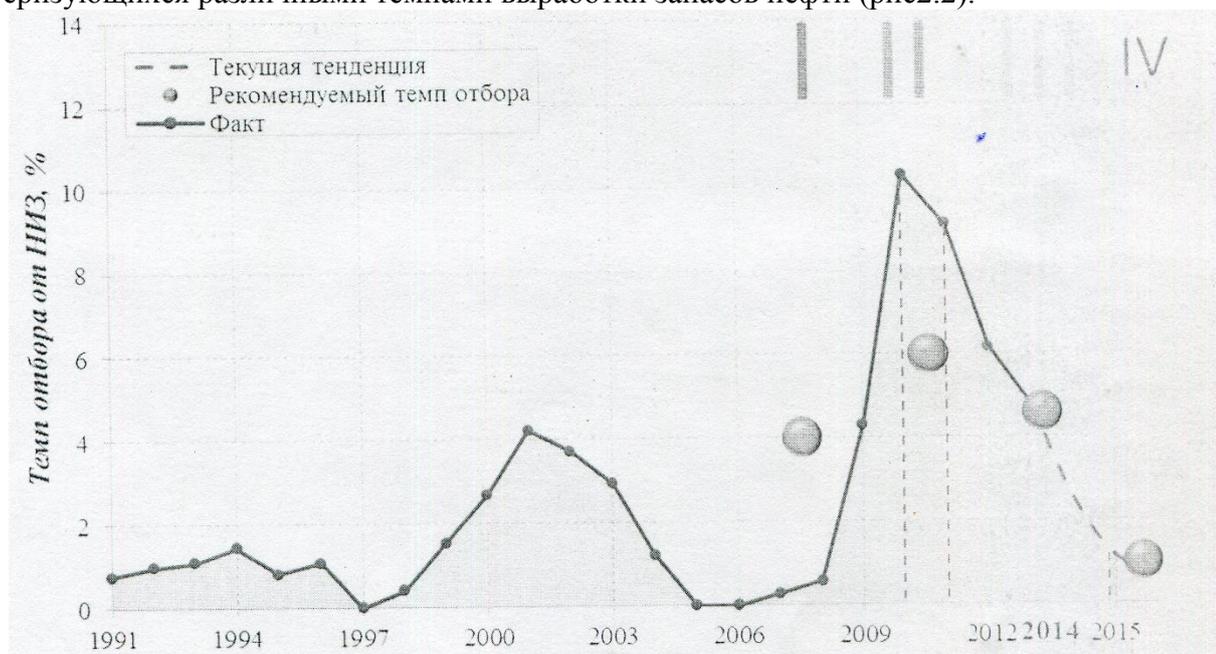


Рис.2.2. Стадии разработки месторождения Оккул

Первая стадия разработки месторождения Оккул (период 1991 - 2010 гг.) - говорить о каком-либо системном подходе к разработке месторождения не приходится. В

течение 20 лет четыре раза менялся оператор, в связи с этим добыча углеводородного сырья трижды останавливалась - скважины длительное время находились в консервации. До 2000 г. буровые работы не проводились, разработка велась тремя разведочными скважинами (№№1,3,8). Строительство первой эксплуатационной скважины №9 завершено только в январе 2000 г., в этом же году закончена бурением скважина №10, в 2001 г. - №11, в 2003г. - аварийная №12. Дебиты нефти новых скважин изменялись от 2,3 т/сут до 31,9 т/сут, продукция характеризовалась безводной добычей.

В декабре 2003 г. при герметизации устья скважины №12 начался неконтролируемый открытый фонтан. Работы по ликвидации аварии были завершены 13 апреля 2004 г. Вследствие аварийной ситуации доля воды в продукции скважин резко возросла (до 97%), стремительное снижение добычи нефти сопровождалось выбытием скважин из эксплуатации. Добыча на месторождения была остановлена.

После 2007г. с приходом ООО «Лукойл Узбекистан Оперейтинг Компании» организуется работы по выводу скважин из консервации, бурение новых скважин - темп отбора от НИЗ характеризуется стабильным ростом.

По завершению первого этапа разработки в эксплуатации находились 9 добывающих скважин. Способ добычи – фонтанный. Отбор от НИЗ составил 38,3%, обводненность продукции – 51,3%. Добыча нефти в 2010 г. составила 99,6 тыс.т, темп отбора от НИЗ – 10,3%. К 2011 г. действующий фонд добывающий скважин увеличился до 13 (рис 2.1).

Вторая стадия разработки, как правило, характеризуется поддержанием максимальных объемов нефтедобычи. В 2010г., в полной мере реализовав проектные решения в части бурения скважин, недропользователь обеспечивает достижение максимального уровня добычи 99,6 тыс.т. Однако, уже в 2011 г. отмечается снижение – косвенно это может свидетельствовать о неблагоприятной структуре запасов нефти.

За период второй стадии извлечено 88,1 тыс.т нефти. Накопленный отбор нефти на 01.01.2012 г. составил 458,5 тыс.т (или 47,4% от НИЗ), обводненность продукции увеличилась до 54,8 %. Темп отбора от НИЗ по завершению этапа нескольких снизился, до 9,1%.

На третьей стадии (период 2012-2014 гг.) разработка месторождения Оккул характеризуется интенсивным снижением добычи нефти, годовые темпы падения достигают 50 %. Причин тому несколько:

- сокращение объема буровых работ;
- обводнение продукции действующих скважин;
- низкая эффективность программы ГТМ.

К началу третьей стадии возможности буровых работ, как средства прироста и стабилизации добычи нефти, исчерпаны. Объемы эксплуатационного бурения к 2012 г., практически полностью прекратились. Снижение эффективности буровых работ связано с меньшей продуктивностью пластов на периферийных участках площади (р-н скв. №№ 17,19,24).

Компенсировать программой ГТМ выбытие низкодебитных добывающих скважин (№№ 17,19,24) в следствие прогрессирующего обводнения не удалось. Преобладают интенсивные методы разработки залежей, тем не менее: несмотря на наращивание отборов жидкости снизить темпы падения добычи не представляется возможным.

Всего за период 2012 – 2014 гг. отобрано 193,8 тыс.т нефти. Накопленный отбор нефти на месторождении на 01.01.2014 г. составил 564,2 тыс.т или 58,3% от НИЗ. Обводненность продукции достигла 64,0%. К завершению третьей стадии разработки, темпы отбора от НИЗ снизились до 4,8%, таб. 2.2.

Тем не менее структура фонда вполне благоприятная. Весь фонд добывающих скважин, за исключением расположенных в периферийной низкопродуктивной зоне №№

17, 19, 24, находится в эксплуатации. Добыча жидкости осуществляется фонтанным способом, что свидетельствует о благоприятной энергетической составляющей.

Основные показатели по стадиям разработки месторождения Оккул, приведены в таблице 2.2.

Таблице 2.2.

Показатели	Стадии		
	I	II	III
Период	1991-2010	2011	2012-2014
Добывающий (действующий) фонд скважин	9	13	11
в том числе фонтанный способ, скв.	7	9	9
доля скважин, %	77,8	69,2	81,8
Нагнетательный (действующий) фонд скважин	1	1	2
Текущая добыча нефти на конец периода, тыс.т	99,6	88,1	46,3
Темп отбора от НИЗ к концу периода, %	10,3	9,1	4,8
Добыча нефти за период, тыс.т	370,4	88,1	105,7
в том числе фонтанный способ, тыс.т	365,5	85,5	103,2
доля добычи нефти, %	98,7	97,0	97,6
Накопленная добыча нефти к концу периода, тыс.т	370,4	458,5	564,2
в том числе фонтанный способ, тыс.т	365,5	451,1	554,3
доля добычи нефти, %	98,6	98,4	98,2
Текущая добыча жидкости за период, тыс.т	570,0	194,7	393,5
в том числе фонтанный способ, тыс.т	548,6	165,8	343,2
доля добычи нефти, %	96,2	85,2	87,2
Дебит нефти, т/сут	0,9 – 99,9 (10,6)	19,4 – 22,6 (21,1)	9,7 – 18,4 (13,9)
Дебит жидкости, т/сут	1,1 – 337,3 (18,4)	39,8 – 54,6 (46,4)	36,0 – 87,7 (52,7)
Отбор от НИЗ к концу периода, %	38,3	47,4	58,3
КИН к концу периода	0,118	0,150	0,180
Обводненность продукции к концу периода, %	44,7	54,8	79,8
Компенсация текущая, %	35,6	45,1	55,0
Накопленная компенсация, %	9,8	17,1	31,1

Основные показатели по стадиям разработки месторождения Оккул

2.2. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Глубокое бурение на Южно – Кызылбайракской площади начато в 1987 г. В течение 1988 г. построено три поисковых скважины №№ 1, 2, 3, вскрывших перспективные нефтегазоносные горизонты месторождения Оккул. До 1993 г. завершено строительство пяти разведочных скважин №№ 4, 5, 6, 7, 8.

До 2000 г. буровые работы не проводились разработка велась тремя разведочными скважинами (№№ 1, 3, 8). Строительство первой эксплуатационной скважины №9 завершено только в январе 2000г., в этом же году закончена бурением скважина №10, в 2001 г. - № 11, в 2003 г. - №12.

Планомерное бурение эксплуатационного фонда скважин началась лишь в 2008 г. с приходом месторождение оператора ООО "Лукойл Узбекистан Оперейтинг Компани", осуществляющего свою деятельность и в настоящее время. За период 2008 – 2010 гг. пробурено 10 эксплуатационных скважин (№№ 12-бис, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 24).

Таким образом, на 01.01.2014 на месторождении Оккул пробурено 22 скважины, из них: три поисковых (№№ 1, 2, 3); пять разведочных (№№ 4, 5, 6, 7, 8) и 14 эксплуатационных (№№ 9, 10, 11, 12, 12 – бис, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 24).

В настоящее время фонд насчитывает 22 скважины, из них 11 – действующие добывающие (№№ 1, 3, 8, 9, 10, 11, 12 – бис, 13, 14, 20, 21), две – наблюдательные (№№ 17, 24). Кроме того, шесть скважин ликвидированы по различным причинам (№№ 2, 4, 5, 6, 7, 12), одна скважина находится в консервации (№19).

Поисковое – разведочные скважины №№ 2, 4, 5, 6, 7 по завершении геологоразведочных работ ликвидированы по I категории, пункту «а», как выполнившие свое проектное назначение. При строительстве скважины №12 в декабре 2003 г. при попытке герметизации устья начался неконтролируемый открытый фонтан. Работы по ликвидации аварии были завершены 13 апреля 2004 г. В декабре 2008 г. после непосредственного осмотра скважины, ознакомления с материалами скважина ликвидирована.

Характеристика фонда скважин представлена в таблице 2.3.

Структура пробуренного фонда скважин приведена на рис. 2.3.

Таблица 2.3

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	22
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	22
	В том числе:	
	Действующие	11
	из них: фонтанные	9
	ЭЦН	2
	ШГН	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	1
	Наблюдательные	2
	Переведены под закачку	2
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
Ликвидированные	6	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	2
	Всего:	2
	В том числе:	
	Под закачкой	1
	Бездействующие	1
	В освоении	-
	В консервации	-
	В отработке на нефть	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

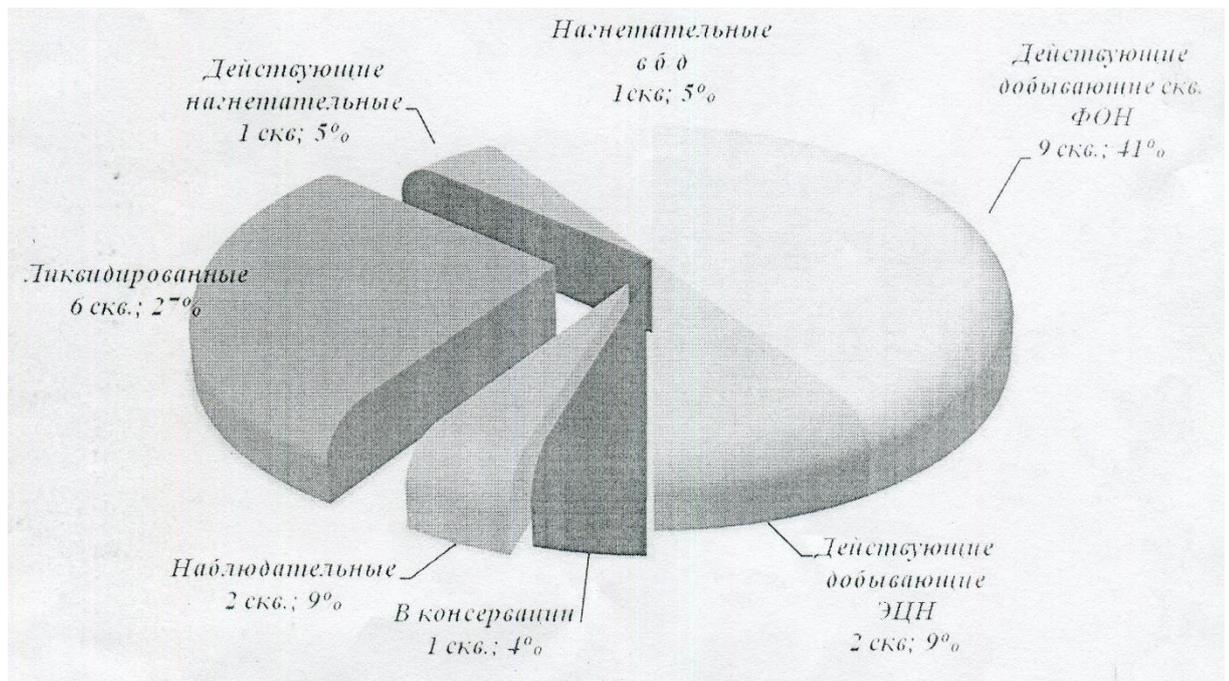


Рис.2.3. Структура пробуренного фонда скважин

Количество действующих скважин до максимального значения (14 скв.) в 201 г. Это же время наблюдается стабильная динамика роста показателей эксплуатации скважин. По состоянию на 01.01.2014. уровень использования фонда высокой и составляет 0,92 д.ед., текущий коэффициент эксплуатации – 0,92 д.ед.

Динамика фонда, коэффициентов использования и эксплуатации скважин за период разработки объекта приведены на рисунке 2.4.

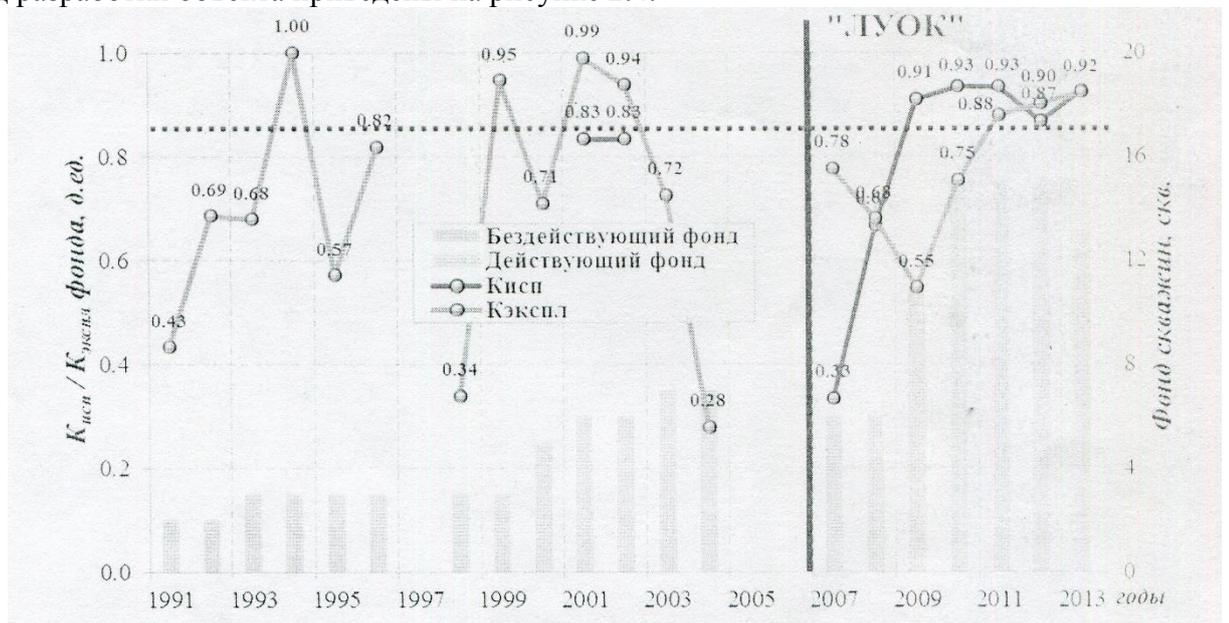


Рис.2.4. Степень использования фонда скважин

Фонд месторождения Оккул насчитывает 22 скважины, из них 15 когда – либо пребывали в добыче. Преимущественно все скважины месторождения эксплуатируется фонтанным способом. На протяжении всей истории разработки месторождения 8 скважин добывали продукцию исключительно фонтанным способом, 2 оборудованы УЭЦН изначально, 4 скважины в течение разработки месторождения сменили способ добычи с фонтанного на УЭЦН, одна с УЭЦН на фонтанный способ добычи. Распределение фонда скважин по способам добычи представлено в таблице 2.4

В действующем добывающем фонде месторождения Оккул по состоянию на 01.01.2014 г. находятся 11 скважин. В настоящее время, практически весь фонд скважин,

дающий продукцию, эксплуатируется фонтанным способом – 9 скважин (81,8%), с применением электроцентробежных насосов (УЭЦН) – 2 скважины (18,2%).

Таблица 2.4

	ФОН				УЭЦН			
	кол-во скважин	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	f, %	кол-во скважин	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	f, %
1991	2	22,9	22,9	0,0	-	-	-	-
1992	2	18,8	18,8	0,0	-	-	-	-
1993	3	14,2	14,2	0,1	-	-	-	-
1994	3	12,7	12,8	0,8	-	-	-	-
1995	3	12,5	13,0	4,0	-	-	-	-
1996	3	11,6	11,9	3,0	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	3	10,9	10,9	0,7	-	-	-	-
1999	3	14,4	15,3	6,1	-	-	-	-
2000	5	20,1	21,8	8,0	-	-	-	-
2001	5	22,6	25,0	9,6	-	-	-	-
2002	5	21,0	26,5	20,8	-	-	-	-
2003	7	15,3	25,1	39,0	-	-	-	-
2004	7	16,6	59,7	72,3	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-

Распределение фонда скважин по способу добычи

2007	7	4,7	13,8	65,7	-	-	-	-
2008	6	5,6	20,7	72,9	-	-	-	-
2009	7	22,9	38,1	39,9	2	8,8	35,0	74,9
2010	10	31,1	53,6	42,0	3	5,7	26,6	78,7
2011	9	25,7	49,8	48,4	4	3,0	34,8	91,3
2012	11	18,0	42,4	57,5	3	1,5	39,3	96,1
2013	9	13,7	62,7	78,2	2	3,6	59,6	93,9

Эксплуатация скважин фонтанным способом обеспечивает основную часть текущей добычи нефти (97,0%)

На месторождении. Среднегодовой дебит скважин по нефти составляет 13,7 т/сут, по жидкости – 62,7 т/сут, обводненность продукции – 78,2%.

На долю скважин, оборудованных УЭЦН, приходится 3,0% годовой добычи нефти. Среднегодовой дебит скважин по нефти составляет 3,6 т/сут, по жидкости – 59,6 т/сут, обводненность продукции – 93,9%.

Накопленная добыча по фонтанирующим скважинам составила 554,3 тыс.т., по оборудованим УЭЦН 9,8 тыс.т.

В целом по объекту отмечается, что при переводе скважин на механизированный способ добычи (после 2009 года), обводненность по отношению к предыдущему периоду резко увеличивалась и достигла 93,9% в 2013 г. при среднем значении за период (2009 – 2013 гг.) 90,2%. У фонтанирующих скважин в этот же период средняя обводненность составляет 56,2%, достигая максимума лишь 78% в 2013 г.

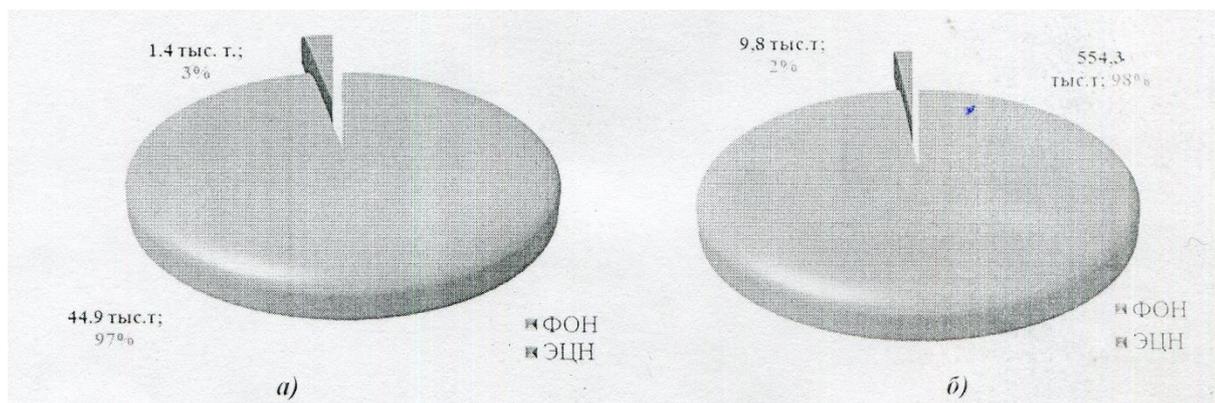


Рис.2.5. Распределение текущей (а) и накопленной (б) добычи нефти по способам эксплуатации.

Распределение текущей (а) и накопленной (б) добычи нефти по способам эксплуатации скважин представлено на рис.2.5.

Фонтанирующие скважины работают при депрессиях 0,1 – 12,0 МПа, составляя в среднем 2,5 МПа, характеризуются забойными давлениями в диапазоне 10,6 – 26,0 МПа, при среднем значении – 20,4 МПа. В режиме фонтанирования пребывали 13 скважин, удельный отбор нефти на одну фонтанирующую скважину составляет 42,5 тыс.т.

Механизированные скважины, оборудованные ЭЦН, характеризуется глубинами спуска насосов на 1698,6 – 2290,0 м. Депрессии и характеризуется значениями в диапазоне 4,6 – 15,0 МПа, составляя в среднем 8,5 МПа. Забойные давления изменяются в диапазоне 6,3 – 19,6 МПа, при среднем значении – 13,9 МПа, что значительно ниже давления насыщения принятого на уровне 22,0 МПа. В добыче с применением УЭЦН пребывали 7 скважин. Удельный отбор нефти на одну механизированную скважину составляет 1,4 тыс.т/скв.

2.3. Анализ состояния выработки запасов углеводородов

Методология исследований основывается на промысловых данных эксплуатации скважин, контроля за разработкой и предполагает решение следующих задач:

- анализ тенденций в нефтедобыче, прогнозная оценка КИН,
- оценка коэффициента охвата воздействием,
- текущее состояние нефте-, водо-, газонасыщения,
- подвижность углеводородов,
- качественная оценка структуры подвижных запасов,
- оценка факторов влияющих на нефтеотдачу пласта.

По состоянию на 01.01.2014 г. по объекту добыто 564,2 тыс.т нефти и 1158,2 тыс.т жидкости, водонефтяной фактор составляет 1,1 д.ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов утвержденных ГКЗ, составляет 58,3% при обводненности 79,8%, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,180 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 402,8 тыс.т. Кратность запасов – 9 лет. Разработка объекта находится на стадии падающей добычи нефти, текущий темп отбора от НИЗ составляет 4,8%. Незапланированное снижение добычи нефти в 2013 г. связано с преждевременным обводнением продукции трех скважин (№№ 17,19,24), и, как следствие, выбытием из эксплуатационного фонда скважин.

В настоящее время разработка объекта осуществляется на естественном упруговодонапорном режиме. Нагнетательные скважины, как неперспективные для добычи углеводородов, используются в качестве сбросовых (№15 с 2009 г. и №18 с 2013 г.). В пласт закачано 443,0 тыс.м³ воды, что составляет 33,3% от накопленной добычи жидкости.

Всего на объекте в эксплуатации перебивали 17 скважин. На 01.01.2014 г. эксплуатационный фонд составляет 15 скважин, в т.ч. 11 – добывающих, 2 –

нагнетательных, кроме того 2 – наблюдательные. Одна скважина находится в консервации.

Основные показатели выработки запасов по объекту приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5.

Основные показатели выработки запасов по состоянию на 01.01.2014 г.

Текущие показатели за 2013 г.			
14	Текущий КИН	д. ед.	0.180
15	Остаточные геологические запасы	тыс. т.	2576.8
16	Остаточные извлекаемые запасы	тыс. т.	402.8
17	Доля ост. извл. запасов в общем объеме запасов	%	100
18	Кратность запасов	лет	9
19	Добыча нефти	тыс. т.	46.3
20	Доля в общей добыче	%	100
21	Добыча жидкости	тыс. т.	228.6
22	Закачка воды	тыс. м ³	158.4
23	Темп отбора от НИЗ	%	4.8
24	Темп отбора от ТИЗ	%	11.5
25	ТИЗ на одну добывающую скважину	тыс. т/скв	31.0
26	Накопленная добыча нефти на одну доб. скв.	тыс. т/скв	43.4
27	Компенсация отборов жидкости закачкой воды	%	67.2
28	Фонд добывающих скважин	скв.	11
29	в т.ч. действующий	скв.	11
30	Фонд нагнетательных скважин	скв.	2
31	в т.ч. действующий	скв.	1
32	Обводненность продукции	%	79.8
33	Средний дебит по нефти	т/сут	12.7
34	Средний дебит по жидкости	т/сут	63.0
35	Приемистость	м ³ /сут	33.6

№№ пп	Показатели	Ед. изм.	Месторождение Оккул
1	Год ввода в разработку	г.	1991
2	Утвержденный КИН	д.ед.	0.308
3	Показатели выработки на 01.01.2014 г.		
	Год выхода на максимальный уровень	г.	2010
4	Максимальная добыча нефти	тыс. т.	99.6
5	Темп отбора от НИЗ при макс. уровне добычи нефти	%	10.3
6	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	564.2
7	Доля в общей добыче	%	100
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	1158.2
9	Отбор от НИЗ	%	58.3
10	Накопленный водонефтяной фактор	т/т	1.1
11	Год начала освоения системы ППД	г.	2009
12	Накопленная закачка воды	тыс. м ³	443.0
13	Компенсация отборов жидкости закачкой воды	%	33.3

2.4. Выводы по второй главе

1. В динамике добычи нефти месторождения Оккул выделяется три характерные стадии: 1 стадия – рост добычи нефти; 2 стадия – поддержание максимальных объемов добычи; 3 стадия – интенсивное снижение добычи нефти.

2. В первой стадии разработки (1991 - 2010 гг.) из месторождения извлечено 11,8% геологических запасов нефти при фонде нефтедобывающих скважин 9 ед., во второй и третьей стадиях соответственно 3,2% и 9 ед., 3,0% и 9 ед.

3. Отбор от начальных извлекаемых запасов к концу каждого периода составляет соответственно 38,3%, 47,4% и 58,3%, а средняя обводненность продукции скважин 44,7%, 54,85 и 79,8%.

4. В настоящее время фонд насчитывает 22 единиц, из них 11 – действующие добывающие, две – наблюдательные, шесть - ликвидированы по различным причинам, одна - в консервации. Из II действующих скважин 9 (81,8%) эксплуатируется фонтанным способом, а 2 (18,2%) скважины с применением УЭЦН.

II.2. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин месторождение Оккул.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по данным указанных исследований относится к так называемым обратным задачам гидродинамики, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

Целью гидродинамических исследований является получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т.д.

Гидродинамические исследования делятся на следующие методы:

а) метод установившихся отборов (или метод пробных откачек);

б) метод неустановившихся отборов (кривая восстановления давления или метод восстановления уровня).

Исследования при неустановившихся режимах работы скважин применяется обычно для условий $P_{заб} < P_{нас}$. Данный метод исследований дает больше информации о призабойной зоне пласта (ПЗП), т.к. позволяет установить значение гидропроводности, проницаемость, продуктивного пласта в отдаленной от забоя зоне и в ПЗП, определить пьезопроводность пласта и рассчитать приведенный радиус скважины.

II.2.1. Гидродинамические параметры пластов и скважин

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой НГМ, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин необходимо определить параметры, характеризующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

1) коэффициент продуктивности добывающей скважины – отношение ее дебита Q к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту – показывает, на сколько может измениться дебит скважины при изменении депрессии на пласт на единицу.

$$K = \frac{Q}{(P_{пл} - P_з)}, \quad (3.1)$$

$$[K] = \frac{м^3}{сут \cdot МПа}; \frac{т}{сут \cdot МПа}; \frac{м^3}{сут \cdot кгс/см^2}; \frac{т}{сут \cdot кгс/см^2}$$

Размерности

В литературе обозначение коэффициента продуктивности можно встретить через греческую букву η .

Из формулы Дюпюи коэффициент продуктивности может быть определен как

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_e}{r_c}} \quad (3.2)$$

Для нагнетательных скважины определяют аналогичный коэффициент – коэффициент приемистости нагнетательной скважины:

$$K' = -\frac{Q_v}{(P_{вн} - P_c)}; \quad (3.3)$$

Q_v - расход воды, закачиваемой в данную скважину.

2) коэффициент гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}; \quad [\varepsilon] = \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}; \quad \frac{\text{Д} \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}} \quad (3.4)$$

Коэффициент продуктивности (K) и коэффициент гидропроводности (ε) связаны между собой:

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_e}{r_c}}. \quad (3.5)$$

3) подвижность жидкости в пласте k/μ :

Определение данного параметра необходимо в случае исследования притока к скважинам нефтей, обладающих структурно – механическими свойствами (аномально – и сверханомально – вязкие нефти)

$$\frac{K}{[\mu]} = \frac{\text{мкм}^2}{\text{мПа} \cdot \text{с}}; \quad (3.6)$$

4) коэффициент проницаемости пласта k – важнейшая гидродинамическая характеристика пористой среды – характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

$[k] = \text{м}^2, \text{мкм}^2, \text{Д}, \text{мД}, 1\text{Д} = 1000 \text{мД} = 1,02 \text{мкм}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{м}^2$.

Способы определения коэффициент проницаемости k :

- лабораторный – через образец пористой среды длиной l , площадью поперечного сечения F , пропускается жидкость или газ вязкостью μ , с объемным расходом Q , при перепаде давления на входе P_1 и выходе P_2 этого образца ΔP . Тогда согласно закона Дарси:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{l}, \quad \Delta P = P_1 - P_2 \quad (3.7)$$

$$k = \frac{Q\mu l}{F\Delta P} \quad (3.8)$$

Преимущество этого способа – наиболее точный, недостаток – показывает значение K только в точке отбора керна.

- геофизический – определяют при проведении геофизических работ в скважине. Преимущество этого способа – характеризует большую область пласта (осредненно), но только на несколько сантиметров от ствола скважины

- гидродинамический – позволяет количественно оценить проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), удаленной зоны пласта и всего пласта в зоне дренирования скважины, но данный способ определения коэффициента проницаемости менее точный чем лабораторный.

5) коэффициент пьезопроводности пласта χ – характеризует способность пласта к передаче возмущений (изменений давления), вызванных изменением режима

эксплуатации. Или, характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима. Для однородного пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})} \quad \text{— формула Щелкачева;} \quad (3.9)$$

$[\chi] = \text{м}^2/\text{с}, \text{см}^2/\text{с}. \quad [\chi] = 10^{-2} \dots \dots \dots 10^2 \text{ м}^2/\text{с} \text{ — для реальных пластов.}$

где $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{п}}$ — соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и пласта;
 m — эффективная пористость, доли единицы.

- б) гидродинамическое совершенство скважины характеризуется:
 а) приведенным радиусом скважины

Приведенный радиус скважины — это радиус такой воображаемой скважины, которая в аналогичных условиях дает такой же дебит, что реальная скважина.

$$r_{\text{пр}} = r_c \cdot e^{-\alpha}, \quad \text{где } \alpha = \alpha_1 + \alpha_2 \quad (3.10)$$

$$\alpha = \frac{\lg \frac{\sigma_{\text{в}}}{r_c}}{\lg \frac{\sigma_{\text{в}}}{r_{\text{сп}}}}$$

- б) коэффициентом совершенства

$$(3.11)$$

3.2. Метод и последовательность определения параметров пласта по кривым восстановления давления

Определение параметров пласта и скважины при данном методе исследования скважин основано на использовании процессов перераспределения давления после остановки или пуска скважины.

Методом восстановления (падения) давления можно исследовать фонтанные, глубиннонасосные (со штанговыми насосами или ЭЦН), периодически эксплуатируемые, пьезометрические и нагнетательные скважины.

Изменение давления прослеживается непосредственно на забое той же скважины, на которой изменяется режим (дебит). Для учета притока нефти после закрытия скважины на устье необходимо прослеживать изменение давления на буфере и в затрубном пространстве.

С достаточной для практики точностью изменение давления на забое после мгновенной остановки скважин (или изменения дебита) при отсутствии свободного газа в призабойной зоне может быть выражено уравнением

$$\Delta P(t) = p(t) - p_c = \quad (3.12)$$

- где Δq — изменение дебита скважины в пластовых условиях;
 $p(t)$ — текущее давление на забое скважины;
 p_c — забойное давление до изменения режима работы скважины;
 χ — коэффициент пьезопроводности пласта в районе исследуемой скважины;
 $r_{\text{сп}}$ — приведенный радиус учитывающий несовершенство скважины;
 t — время с момента изменения режима эксплуатации скажины.

Уравнение (3.12) можно представить в следующем виде:

$$\Delta P(t) = \frac{\frac{2.3q\mu}{4\pi kh} \lg t + \frac{2.3q\mu}{4\pi kh} \lg(2.25\chi \cdot t)}{r_{\text{сп}}^2} = i \lg t + B \quad (3.13)$$

Следовательно, в полулогарифмических координатах кривая восстановления давления является прямой линией с углом наклона ϕ к оси $\lg t$ (рис.3.1) и с отсекаемым прямой на оси Δp отрезком B

$$\frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = i = \frac{2.3q\mu}{4\pi k h \lg(2.25\chi \cdot t)} \quad (3.14)$$

$$B = i \frac{r_c^2}{r_{c\text{пр}}^2} \quad (3.15)$$

При достаточном времени исследования скважины в большинстве случаев обработка кривой восстановления давления без учета притока жидкости дает надежные результаты. Одновременно методика обработки данных исследования является наиболее простой.

Проведение данного вида исследований и обработка результатов исследований – КВД при мгновенном прекращении притока в скважину заключается в следующем.

1. В скважину спускают глубинный или дифференциальный манометр.
2. Резко останавливают или пускают скважину в работу.
3. Измеряют с помощью глубинного дифференциального манометра значения $P_{\text{заб}}$ во времени t $P_{\text{заб}} = f(t)$
4. Определяют $\Delta p_i(t) = f(t)$
5. Результаты полученных значений заносят в таблицу:

Номера точек	Время t , с	Δp , МПа	$\lg t$
1	t_1	Δp_1	$\lg t_1$
2	t_2	Δp_2	$\lg t_2$
3	t_3	Δp_3	$\lg t_3$
i	t_i	Δp_i	$\lg t_i$
20	t_{20}	Δp_{20}	$\lg t_{20}$

6. Кривая восстановления давления после остановки скважины строится в координатах Δp , $\lg t$ (рис.3.1)

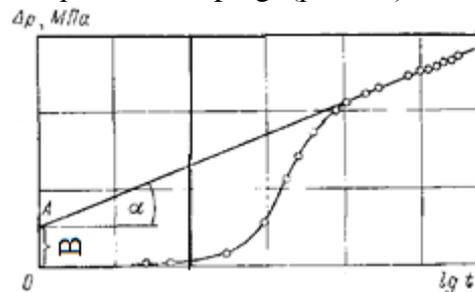


Рисунок 3.1. Кривая восстановления давления на забое скважины в полулогарифмических координатах.

На прямолинейном ее участке выбираются две точки с координатами Δp_1 , $\lg t_1$ и Δp_2 , $\lg t_2$ и определяется угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}$$

Начало и конец выбранного прямолинейного участка на кривой Δp , $\lg t$ должны отвечать неравенствам

$$t_1 > \frac{R_k^2}{\chi} \cdot 10^{-3} ;$$

$$t_2 < \frac{R_k^2}{\chi} (1 - 2) \cdot 10^{-1} ;$$

Где R_k - радиус условного контура питания (в расчетах обычно принимается равным половине расстояния между скважинами).

Указанные пределы при выборе прямолинейного участка способствуют отсечению области существенного влияния на кривую восстановления притока жидкости в скважину после ее остановки (в начале кривой) и взаимодействия скважин (в конце кривой).

При существенной неоднородности пласта в выделенной области (ограниченной пределами) может быть несколько участков, каждый из которых будет характеризовать определенную зону пласта.

Измеряется отрезок В на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД.

7. Проводят обработку данных КВД.

а) определяется угловой коэффициент прямой

$$i = \operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} = \frac{2,3q}{4\pi \varepsilon};$$

- по угловому коэффициент определяют гидропроводность пласта ε :

$$\varepsilon = \mu = \frac{kh}{4\pi i} = \frac{2,3q}{k};$$

- определяют подвижность нефти в пласте μ

$$\mu = \frac{k}{4\pi i h} = \frac{2,3q}{k};$$

- определяют коэффициент проницаемости пласта в области дренирования скважины

$$k = \frac{2,3q\mu}{4\pi i h};$$

б) Измеряется отрезок В на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД, величина которого равна:

$$B = \frac{2,25\chi \cdot t}{r_{c\Box}^2}; \quad = i$$

- определяют $\frac{\chi}{r_{c\Box}^2}$;

$$\frac{\chi}{r_{c\Box}^2} = \frac{e^{\frac{4B\pi kh}{q\mu}}}{2,25} = \frac{e^{\frac{B}{i}}}{2,25};$$

- определяют пьезопроводность пласта χ :

1) Если скважина совершенная и r_c известен по долоту то,

$$\chi = \frac{r_{c\Box}^2 \cdot e^{\frac{4B\pi kh}{q\mu}}}{2,25} = \frac{r_{c\Box}^2 \cdot e^{\frac{B}{i}}}{2,25};$$

2) Если скважина несовершенная, то χ определяют по формуле Щелкачева

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})};$$

где $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{п}}$ – соответственно коэффициент объемный упругости пластовой жидкости и пористой среды;

m – коэффициент пористости.

Параметры, входящие в формулы могут быть определены в лабораторных условиях.

- по величине χ определяют приведенный радиус скважины, учитывающий гидродинамическое несовершенство

$$= \sqrt{\frac{2,25\chi}{e^{\frac{B}{i}}}};$$

- дополнительно определяют коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{m}{\text{сут} \cdot \text{МПа}};$$

где $\beta_{\text{ж}}$ – объемный коэффициент нефти; γ – плотность нефти в поверхностных условиях.

Таким образом, проводя исследования на неустановившихся режимах, определяют параметры пласта в области дренирования .

1. Коэффициент гидропроводности пласта ε
2. Коэффициент подвижности нефти в пласте k/μ
3. Коэффициент проницаемости пласта k
4. Коэффициент пьезопроводности пласта χ .
5. По форме КВД в координатах $\Delta p - \ln t$ можно качественно определить особенности строения неоднородной по проницаемости залежи (ухудшение фильтрационных свойств пласта вдали от забоя скважины приводит к увеличению угла наклона кривой):

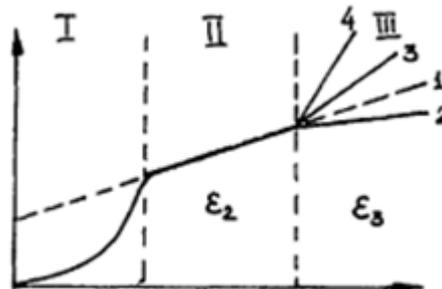


Рисунок 3.2. Фактическая КВД. Зона III

- линия 1- $\varepsilon_2 = \varepsilon_3$
- линия 2- $\varepsilon_2 < \varepsilon_3$
- линия 3- $\varepsilon_2 > \varepsilon_3$
- линия 4- $\varepsilon = 0$

Причины искривления реальной КВД:

В зоне I:

- влияние притока жидкости после остановки скважины;
- нарушение геометрии потока в ПЗП из – за несовершенства; скважины;
- нарушение режима работы скважины перед ее остановкой ;
- неизотермическое восстановление давления ;
- наличие свободного газа в объеме скважины ;

- ухудшенные в результате бурения и эксплуатации коллекторские свойства ПЗП по сравнению с удаленной;

В **III** зоне:

- неоднородность пласта по простиранию (уменьшение угла наклона – улучшение коллекторских свойств наиболее удаленной зоны по сравнению с удаленной – линия 2, увеличение угла наклона – ухудшение коллекторских свойств – линия 3);

- наличие вблизи скважины непроницаемых границ (тектонических экранов, зон выклинивания пласта) – линия 4.

II зоне:

- средний участок – по теории прямолинейный. Длина участка ограничена т.к. R_c стремится к $R_{пл}$ т.е к горизонтальной асимптоте. Область применения этого приема интерпретации по **II** участку КВД ограничена условиями, при которых справедлива формула упругого режима: скважина – источник постоянной интенсивности; пласт – бесконечный и однородный; возможна мгновенная остановка притока флюида в скважину.

По КВД мы оцениваем kh/μ для удаленных зон пласта, а по индикаторным диаграммам - kh/μ для ПЗП.

Таким образом, интерпретация результатов исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации позволяет количественно оценить значения параметров, характеризующих пласт и скважину (гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность пласта, приведенный радиус, коэффициенты совершенства и продуктивности скважины). Эти данные необходимы для:

1. Использования их в расчетах показателей разработки при составлении проектов разработки месторождений.

2. Сравнения их (характеризуют удаленную зону пласта) с аналогичными данными, полученными по результатам исследований на установившихся режимах эксплуатации (характеризует ПЗП).

3. Определения параметров пласта во времени для оценки технологической эффективности мероприятий, связанных с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов и для контроля за разработкой.

- 3.1. Результаты обработки гидродинамических исследований скважин месторождения Оккул

На месторождения Оккул (Южный Кызылбайрак) первые гидродинамические исследования были проведены в период строительства поисково – разведочных скважин №№ 1, 3 по результатам вскрытия горизонтов XV, XVa. В 1995 – 1996 гг., в период пробной эксплуатации проводились повторные исследования этих скважин, а также дополнительного скважины №8. В дальнейшем исследовались эксплуатационные скважины, пробуренные в рамках технологической схемы разработки.

Всего за период разведки, пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения было проведено 57 исследований в 13 скважинах: №№ 1, 3, 8, 9, 10, 11, 12-бис, 14, 18, 19, 20, 21, 24.

По предоставленной информации гидродинамические исследования скважин проводились как методом установившихся отборов на нескольких штуцерах, так и методом неустановившихся отборов с регистрацией КВД. Основной вид исследований – метод установившихся отборов.

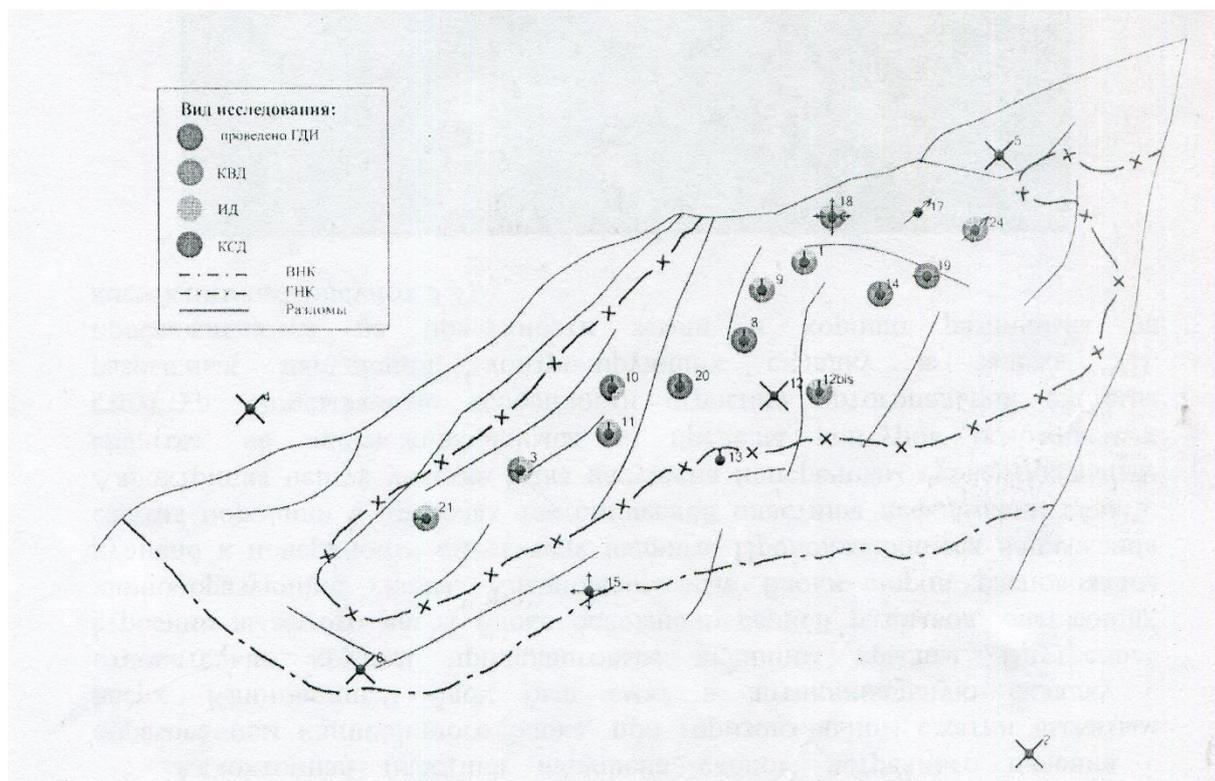


Рис.3.3. Карта изученности методами ГДИС

II.3. Описание методов гидродинамических исследований

В 2009 г. проводились комплексные исследования по скважинам №8 и №10, а в 2010 г. по скважинам №№ 9, 11, 12bis, 18, 20, 21, 24.

По скважине №8 исследования методом установившихся отборов со снятием КПД или КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 3,5; 4,5 и 5,5 мм. Наибольшее время восстановления было при штуцере диаметром 3,5 мм – 12 часов 15 минут. Коэффициент продуктивности по скважине составил $77,06 \text{ м}^3/\text{МПа}$; гидропроводность пласта $95,13 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – 0,23.

По скважине №10 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились также на трех режимах с диаметрами штуцера 5,5; 6 и 7 мм. После выхода на установившийся режим работы на штуцере диаметром 7 мм скважина была закрыта на КВД. Запись кривой производилась в течение 14,4 часа, за это время отмечается рост давления.

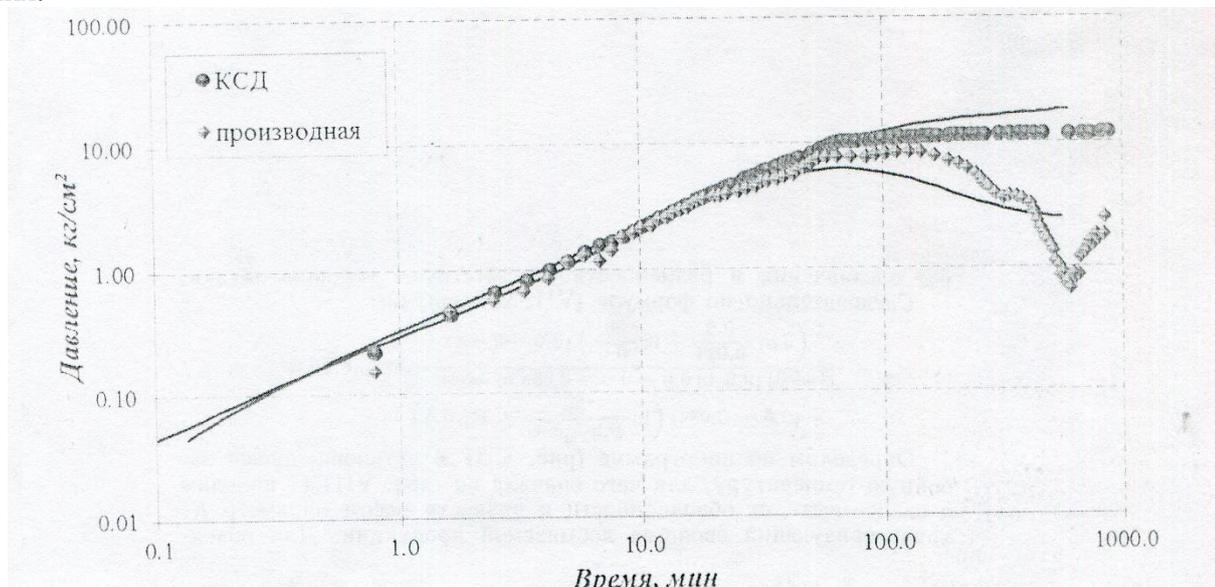
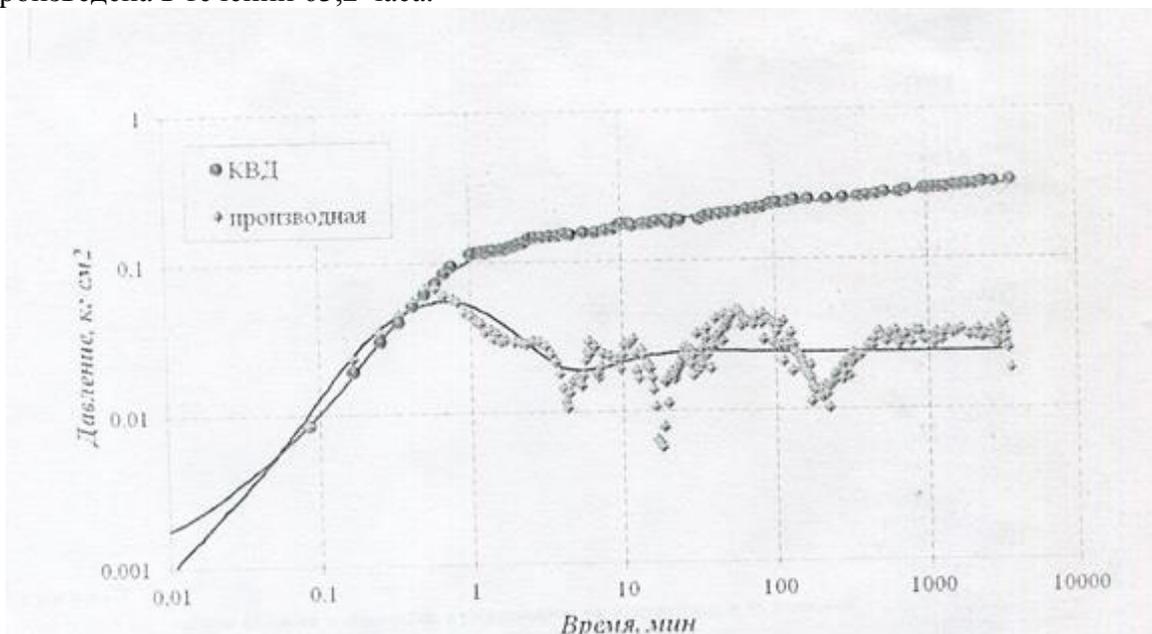


Рис.3.4. Диагностический график КСД по скважине №10

По результатам обработки индикаторной диаграммы: коэффициент продуктивности по жидкости и по нефти составил 43,40 м³/сут/МПа и 42,54 м³/сут/МПа соответственно. По результатам обработки КСД (рис.3.4): коэффициент гидропроводности по жидкости 8,96 мкм²·см/МПа·с; скин – фактор – 2,28.

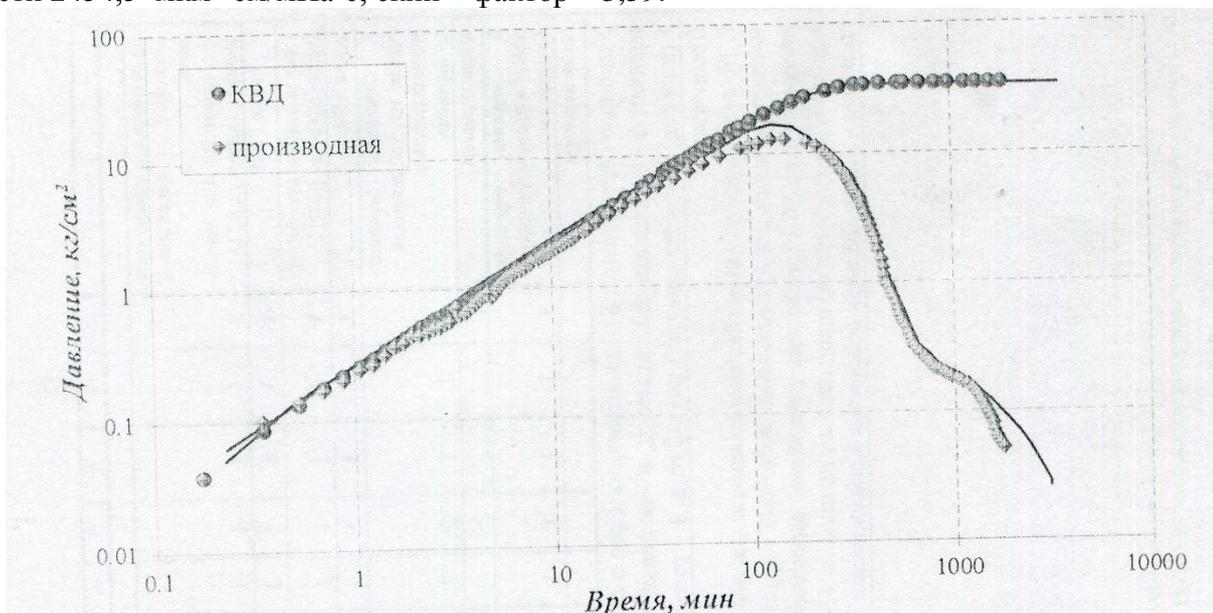
По скважине №9 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 4; 5 и 6 мм. Исследования методом восстановления давления проведены после отработки на штуцере диаметром 5 мм. Запись КВД произведена в течении 63,2 часа.



За это время отмечается постоянный рост давления.

Рис.3.5. Диагностический график КВД по скважине №9

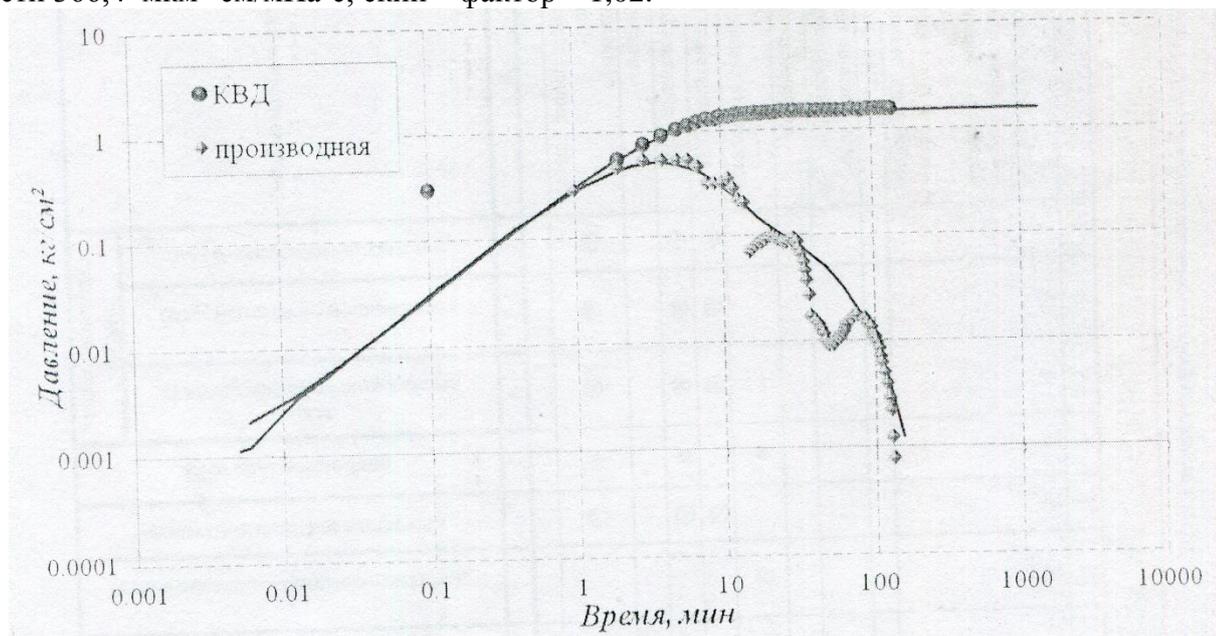
По результатам обработки КВД (рис.3.5): коэффициент гидропроводности по жидкости 2454,5 мкм²·см/МПа·с; скин – фактор – 3,59.



По скважине №11 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 4; 5 и 6 мм. Исследования методом восстановления давления проведены после отработки на штуцере диаметром 5 мм. Запись КВД произведена в течении 24,8 часа.

Рис.3.6. Диагностический график КВД по скважине №11

По результатам обработки КВД (рис.3.6): коэффициент гидропроводности по жидкости $366,4 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – $1,02$.



По скважине №11 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 4; 5 и 6 мм. Исследования методом восстановления давления проведены после отработки на штуцере диаметром 5 мм. Запись КВД произведена в течении 22 часов.

Рис.3.7. Диагностический график КВД по скважине №12bis

По результатам обработки КВД (рис.3.7): коэффициент гидропроводности по жидкости $623,3 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – $1,46$.

Скважина №18 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 5; 6 и 8 мм. Скважина была закрыта для записи КВД после работы на штуцере диаметром 8 мм. Время восстановления давления составило 18,6 часа.

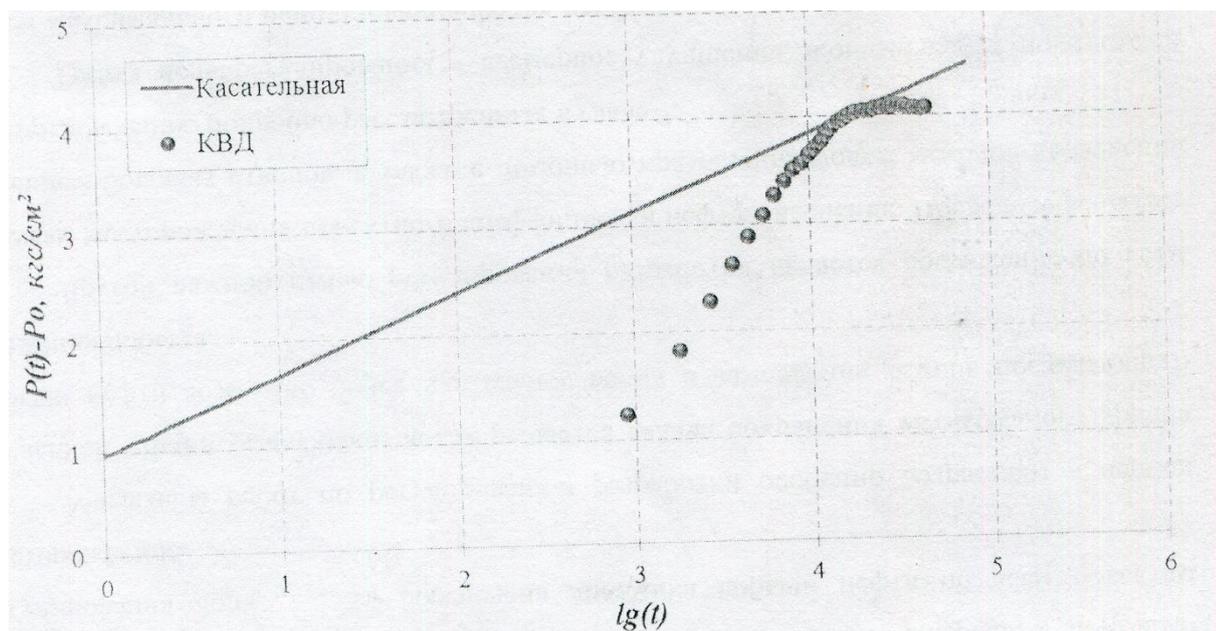
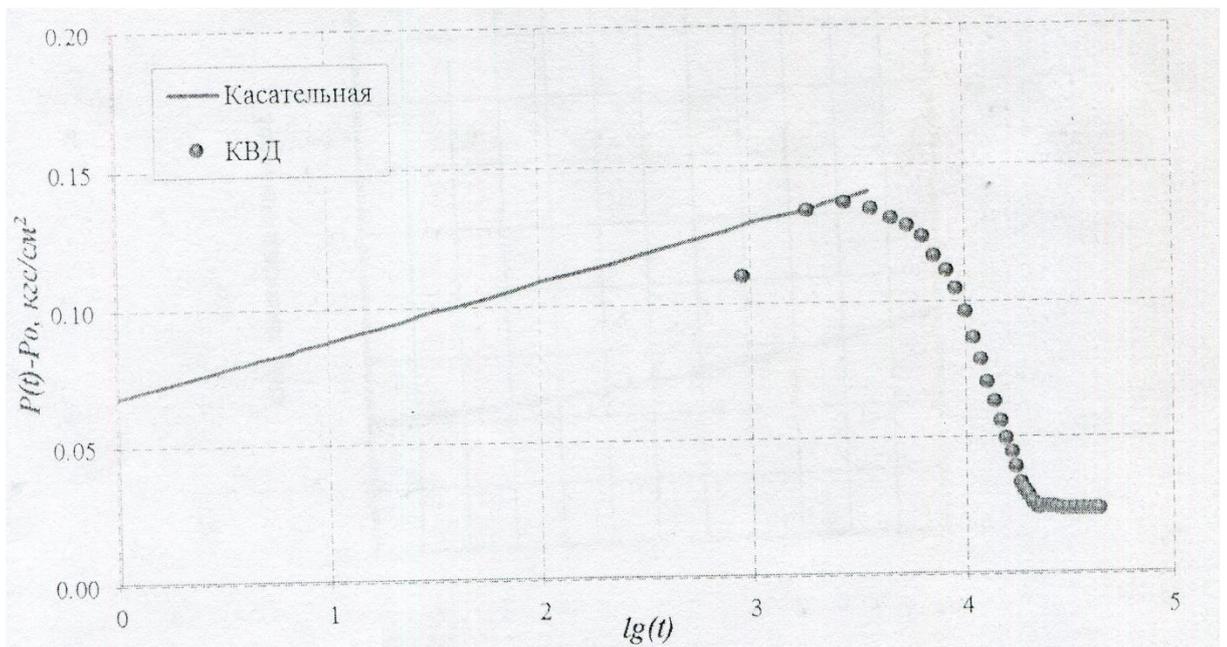


Рис.3.8. Обработка кривой восстановления давления по методу касательной по скважине №18

По результатам обработки КВД (рис.3.8): коэффициент гидропроводности $385,36 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – $1,44$.



По скважине №20 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 4; 5 и 6 мм. Скважина была закрыта для записи КВД после работы на штуцере диаметром 4 мм, запись кривой восстановления давления производилась в течении 12 часов.

Рис.3.9. Обработка кривой восстановления давления по методу касательной по скважине №20

По результатам обработки КВД (рис.3.9): гидропроводность $7523,8 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – 1,98.

По скважине №21 исследования методом установившихся отборов со снятием КВД проводились на трех режимах с диаметрами штуцера 4; 5 и 6 мм. Для записи КВД скважина была закрыта после работы на штуцере 6 мм. Время восстановления 9,5 часов.

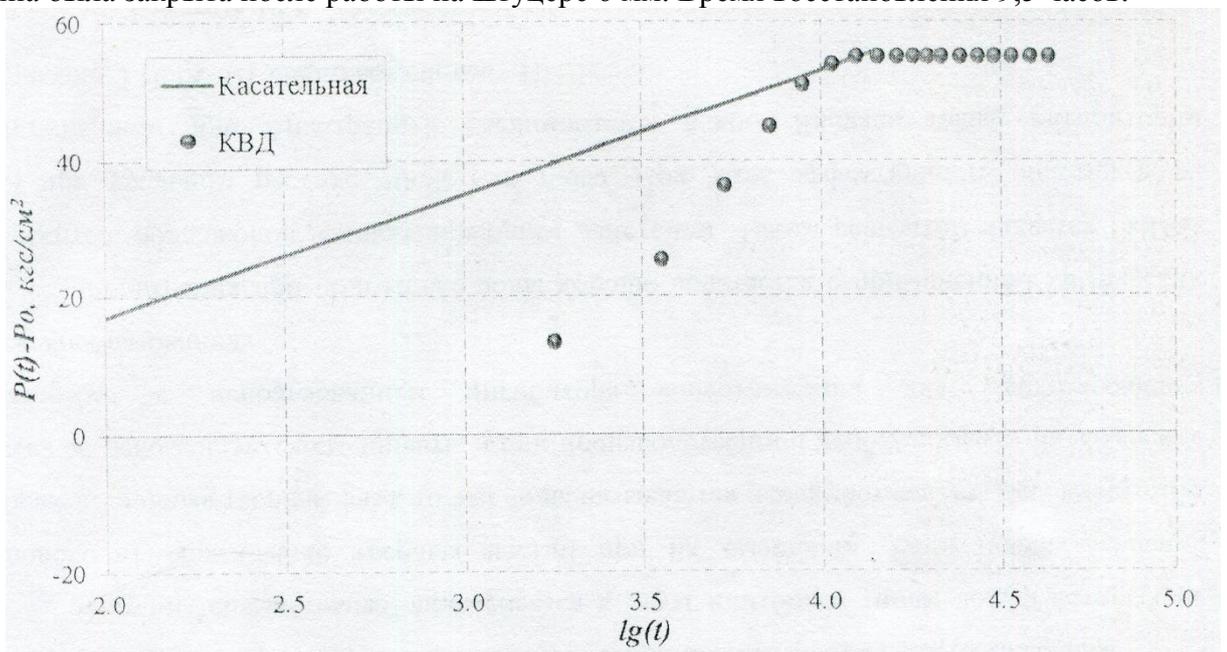


Рис.3.10. Обработка кривой восстановления давления по методу касательной по скважине №21

По результатам обработки КВД (рис.3.10): гидропроводность $8,53 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$; скин – фактор – 2,04.

Диапазон изменение и средние величины основных параметров продуктивного пласта и скважин по результатам исследований до ввода залежи в пробную эксплуатацию

приведены в таблице 3.1. Дебиты нефти изменялись от 0,79 т/сут до 105,3 т/сут. Депрессии, создаваемые при работе скважин, изменялись от 0,51 до 15,9 МПа. Исследованные интервалы характеризуются средними фильтрационными и коллекторскими свойствами в зоне влияния скважин. Значения коэффициентов продуктивности и проницаемости изменяются соответственно от 1,2 до 690,77 м³/(МПа·сут) и от 0,016 до 0,130 мкм². Удельная продуктивность изменяется от 0,09 до 66,75 м³/(МПа·м·сут) и в среднем составляет 8,93 м³/(МПа·м·сут).

В таблице 3.1 отдельно представлены результаты исследования скважин за период пробной эксплуатации и дальнейшей разработки. Фильтрационные свойства пород и продуктивность скважин изменяются по площади залежи достаточно широко.

В целом за весь период разработки коэффициенты продуктивности составляют 3,79 – 90,42 м³/сут/МПа. Удельная продуктивность изменяется от 0,003 до 5,32 м³/сут/(м·МПа), среднее значение – 0,31 (м³/сут)/(м·МПа). Максимальной удельной продуктивностью характеризуются коллектора в зоне дренирования скважины №10 – 5,32 м³/сут/(м·МПа) и скважины №8 – 1,14 м³/сут/(м·МПа), расположенных в производовых частях залежи.

Таблица 3.1

Наименование	Количество		Интервал изменения	Принятое среднее
	скв	измерений		
<i>До начала пробной эксплуатации (1988 г.)</i>				
<i>для нефтяной части залежи</i>				
Начальное пластовое давление, МПа	2	10	25,70-26,40	25,95
Пластовая температура, °С	2	9	76,20-86,00	81,63
Геотермический градиент, °С/100м	2	2	1,30-3,10	2,80
Дебит нефти, т/сут	2	16	0,79-105,30	36,64
Удельная продуктивность, м ³ /(м·сут·МПа)	2	45	0,09-66,75	8,93
Гидропроводность, мкм ² ·см/(мПа·с)	2	4	7,23-109,51	51,30
Проницаемость, мкм ²	2	4	0,016–0,13	0,0618
<i>для газовой части залежи</i>				
Проницаемость, мкм ²	2	6	0,0086–0,1076	0,0466
<i>За период эксплуатации (1991-2013 гг.)</i>				
Текущее пластовое давление (2013 г.), МПа	13	47	20,73-25,00	23,33
Пластовая температура, °С	13	39	79,20-92,00	87,21
Дебит нефти, т/сут	12	81	0,53-102,30	26,72
Обводненность объемная, %	13	89	0-95,00	23,48
Газовый фактор, м ³ /т	12	73	31,90-369,70	151,64
Удельная продуктивность, м ³ /(м·сут·МПа)	13	83	0,2-414,20	19,8
Гидропроводность, мкм ² ·см/(мПа·с)	12	20	1,67-7523,80	796,76
Скин-фактор	12	20	(-4,3)-6,09	-0,59
Проницаемость, мкм ²	12	19	0,001-3,00	0,72

Результаты опробования и исследования скважин месторождения Оккул

3.4. Выводы по третьей главе

1. Целью гидродинамических исследований скважин является получение информации о строении и свойств пластов, необходимой для контроля за процессом разработки месторождений и обоснования геолого – технических мероприятий по повышению эффективности процесса извлечения нефти.

2. С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как: пластовые давления; забойные давления; температуры; дебиты жидкости, нефти и воды и т.д.

3. Исследования при неустановившихся режимах работы скважин дает больше информации о призабойной зоне пласта, так как позволяет установить значение гидропроводности, проницаемость продуктивного пласта в отдаленной от забоя зоне и призабойной зоне, определить пьезопроводность пласта, рассчитать приведенный радиус скважины и показателя "скин - фактора".

4. На месторождении Оккул в процессе разведки и разработки было проведено 57 гидродинамических исследований в 13 скважинах, в том числе методом неустановившихся отборов 19 исследований в 12 скважинах.

5. В результате обработки материалов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления установлено:

- значительный диапазон изменения продуктивности скважин от 0,2 до 414,2, при средней значении $19,8 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- значительный диапазон изменения гидропроводности пласта от 1,67 до 7523,8, при средней значении $796,76 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$;

- значительный диапазон изменения проницаемости пласта от 0,001 до 3,0, при средней величине $0,72 \text{ мкм}^2$;

- большой диапазон изменения показателя "скин - фактора" от – 4,3 до +6,09, при средней величине - 0,59.

6. На основе анализа полученных результатов гидродинамических исследований скважин сделан вывод о значительной неоднородности продуктивного продуктивного горизонта как по толщине, так и по площади нефтеносности. Полученные результаты рекомендуется использовать при разработке геолого - технических мероприятий по повышению эффективности извлечения нефти и установлении технологического режима работы скважин.

III. Охрана окружающей среды.

1. Технологический процесс промышленной подготовки нефти и газа полностью герметизирован. Нет свободного выброса углеводородов в окружающую среду; источники сброса нефти, пластовой воды, технологические отходы отсутствуют.

2. Технологические сооружения размещаются на открытых проветриваемых площадках с соблюдением нормативных противопожарных разрывов. Вокруг технологических площадок устроены автодороги для проезда противопожарной техники, подъезда ее к объектам.

3. Ряд технологических сооружений скомпонован на одной основной площадке технологических аппаратов.

4. Запроектирована герметичная система продувки промышленных аппаратов, трубопроводов с организованным и локальным выходом газа через факел. Опорожнение технологических аппаратов со сбросом газа на факел проводится планомерно; периодически -- перед остановкой аппаратов для очистки, диагностики, ремонта -- раз в два года.

5. Проектом предусматривается автоматизация технологических процессов с использованием современных средств автоматического контроля рабочих параметров, сигнализации их отклонений и блокирования аварийных ситуаций, которые в случае возникновения могут приводить к взрыву или пожару. Уровень оснащения средствами контроля и автоматизации исключает необходимость постоянного присутствия людей в зонах размещения технологического оборудования. Регулирование технологического процесса выполняется автоматически с дистанционным контролем из операторной.

6. Быстрое перекрытие (до 12 с) входного потока при поступлении продукции скважин на площадку УПН в аварийной ситуации существенно снижает интенсивность вероятного возгорания газонефтяной смеси.

7. На входах трубопроводов в емкостное оборудование установлены обратные клапаны, исключающие возможность обратного движения жидкости при аварийной разгерметизации системы.

В целях своевременного сообщения о предаварийных ситуациях, обусловленных возникновением на технологических площадках опасной загазованности, на технологических площадках предусмотрен постоянный контроль концентраций взрывоопасных газов и паров стационарными автоматическими газоанализаторами. Сигнализаторы дозрывоопасных концентраций (ДВК) предусматриваются в соответствии с требованиями РД БТ 39-0147171-003-88 "Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Установка датчиков предусмотрена в целях предупреждения:

- возможности выхода из строя оборудования в результате распространения возникшего повреждения или дефекта;

- загрязнения окружающей среды из-за утечек нефти, сточных вод и химреагентов;

- пожаров и взрывов.

В соответствии с проектом стационарные газоанализаторы устанавливаются на следующих технологических площадках:

- установки нагрева нефти;

- дренажных емкостей;

- сброса воды;

- резервуаров хранения нефти;

Стационарные газоанализаторы выдают в операторную световые и звуковые сигналы при создании в воздухе взрывоопасной концентрации газа:

- предупредительная сигнализация - при концентрации углеводных газов 20% от нижнего концентрационного предела взрываемости;

- аварийная сигнализация - при концентрации углеводных газов 50% от нижнего концентрационного предела взрываемости.

Предусмотрена пожарная сигнализация, сигналы от которой поступают в пожарное депо. В операторной предусмотрено дублирование пожарной сигнализации для принятия оператором необходимых срочных мер, не допускающих распространения очагов пожара и других аварийных ситуаций.

Для подогрева нефти предполагается установка электроприводных задвижек для блокирования поступления продукции в случае пожара.

Предусмотрены системы автоматического и дистанционного управления электроприводной запорной арматурой. Автоматическое закрытие арматуры (блокирование) осуществляется:

- при достижении аварийной взрывоопасной концентрации углеводных газов на площадке

- при пожаре на подогревателях - по сигналу от пожарного извещателя.

IV. Охрана труда и техника безопасности.

Решения по технике безопасности на объектах месторождения Оккул разработаны в соответствии с действующими нормативными документами:

- ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. N 56);
- ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
- ПБ 03-591-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем;
- ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;
- ПУЭ. Минэнерго. Правила устройства электроустановок. 6-е издание. 1998 г.;
- СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве.

На основе данных нормативных документов ОАО «ЛУКОЙЛ» был разработан корпоративный стандарт, регламентирующий деятельность недропользователя в области охраны труда и промышленной безопасности, СТО ЛУКОЙЛ 1.6.7.4-2010 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок регистрации, учета и расследования аварий и инцидентов», 2010 г. Кроме того выпущен приказ ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд. «Об утверждении инструкции о порядке оповещения и предоставления информации об авариях и инцидентах, несчастных случаях и чрезвычайных ситуациях, угрозах и проявлениях террористических актов в компании» №23 от 25.03.2011 года.

Принципами функционирования системы управления являются:

- адаптация системы к изменениям нормативных требований республики Узбекистан в области ПБ и ОТ, а также организационной структуры компании и организаций Группы «ЛУКОЙЛ» без существенного пересмотра и переработки корпоративной нормативной базы и документации, необходимых для функционирования всех элементов системы;
- участие в обеспечении ПБ и ОТ всех структурных подразделений и работников компании и организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на основе рационального распределения соответствующих задач и функций, своевременного и достаточного их информирования о состоянии ПБ и ОТ.

Основными элементами системы управления промышленной безопасностью и охраной труда является наличие процедур формирования, корректировки и реализации:

- политики;
- планирования деятельности по обеспечению ПБ и ОТ;
- внедрения и функционирования деятельности по обеспечению ПБ и ОТ;
- осуществления проверок функционирования системы;
- анализ эффективности функционирования системы со стороны руководства компании.

Политика недропользователя включает обязательства по:

- снижению и предотвращению рисков для производственных объектов и здоровья работников;
- постоянному улучшению системы управления ПБ и ОТ;
- соответствию деятельности компании законодательным и другим требованиям республики Узбекистан в области ПБ и ОТ;
- периодическому пересмотру политики.

В целях обеспечения соответствия заключаемых контрактов требованиям корпоративного стандарта ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» приказом №79 от 5.04.2011 г. утверждена типовая форма требований в области ПБ, ОТ к договорам, заключаемым с подрядными организациями, а также определены размеры штрафных санкций за грубое нарушение норм и правил ПБ, ОТ..

Обеспечение производственной безопасности

Технологические решения. На основании упомянутых выше нормативных документов предусмотрены решения по предотвращению возникновения аварийных ситуаций и обеспечению личной безопасности обслуживающего персонала.

На всех аппаратах и трубопроводах УПН, где может возникнуть давление, превышающее расчетное, предусмотрена установка предохранительных клапанов. На технологических аппаратах, трубопроводах с постоянным рабочим процессом устанавливаются по два спаренных предохранительных клапана - рабочий + резервный. Существуют решения по замене одного из клапанов (для освидетельствования, ремонта, др.) без остановки технологического процесса при безусловном выполнении требований безопасности. Для этого перед клапанами предусмотрены переключающие устройства. Используются предохранительные клапаны с рычагами для принудительной продувки.

Предусмотрено использование запорной арматуры (задвижек, клапанов, вентилей), отвечающей рабочей среде.

Электротехнические решения. Безопасная эксплуатация электроустановок УПН обеспечивается:

- правильным выбором электрооборудования и кабельной продукции в соответствии с условиями эксплуатации, категорией и классом взрывоопасных зон;
- правильным выбором установок электрозщитных аппаратов;
- правильным подбором кабельной продукции по условиям нагрева;
- системой искусственного освещения: рабочего, аварийного, эвакуационного, ремонтного на пониженном напряжении -36 В и 12 В;
- наружным прожекторным освещением площадок, проходов и подъездов;
- системой заземления, зануления, молниезащиты и защитой от ее вторичных проявлений;
- системой грозозащиты технических средств;
- защитой от статического электричества;
- системой электрических и механических блокировок для безопасной эксплуатации высоковольтного оборудования трансформаторной подстанции и распределительного устройства 6 кВ.

Пожарная безопасность обеспечивается применением негорючих конструкций опор, автоматическим отключением токов короткого замыкания заземлением всех опор.

IV.1. Характеристика производственных объектов по степени взрыво-, пожаро- и взрывопожарной опасности. Основные технологические решения по предупреждению взрывов и пожаров

В состав сооружений нефтяного месторождения Оккул входят: объекты и сооружения основного производственного назначения (установки на открытых площадках); производственные объекты инженерного обеспечения на открытых площадках, а также надземные емкости.

С точки зрения опасных и вредных производственных факторов нефтепромысловые объекты месторождения Оккул характеризуются:

- 1) ведением технологических процессов на взрыво- и пожароопасных установках;
- 2) необходимостью обслуживания запорной и регулирующей арматуры, сепараторов, насосного и другого оборудования, находящегося под давлением;
- 3) возможностью (только в аварийных ситуациях) попадания в атмосферный воздух рабочих зон взрывопожароопасных газов и паров, которые присутствуют как в продукции скважин, так и вспомогательных материалах;
- 4) использованием в технологических процессах вредных химических веществ (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, биоцидов), которые могут влиять на персонал (только в аварийных ситуациях);
- 5) выполнением работ по обслуживанию отдельных видов технологического оборудования на высоте, превышающей 2 м;

Опасные и аварийные производственные ситуации при промышленной подготовке, предварительном обезвоживании и транспортировании нефти, пластовой воды могут возникать, главным образом, вследствие нарушений технологического регламента эксплуатации оборудования, выполнения ремонтных и огневых работ без соблюдения инструкций по технике безопасности. При выполнении сварочных работ возможно попадание в воздух рабочей зоны оксидов марганца, двуокиси кремния, оксида железа.

На основании нормативных документов и с учетом существующих промышленных сооружений, в том числе объектов противопожарного обеспечения, функционального назначения и параметров объектов предусмотрены следующие мероприятия по предупреждению взрывов и пожаров:

5. Заключение

Месторождение Оккул в административном отношении расположено на территории Дехканабадского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан. Ближайшими газоконденсатными месторождениями являются Джаркудук и Гумбулак (в 9 км северо - западнее) и Адамташ (в 9 км северо - восточнее).

Месторождение Оккул представляет собой один из самых сложных объектов разработки Республики Узбекистан. Открыто в 1988 г. Начало освоения приходится на период с 1988 - 1993 гг.

По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении Оккул выявленная одна нефтегазоконденсатная залежь (нефтяная оторочка и газовая шапка) массивно - пластовая тектонически экранированная с верхней границей по кровле продуктивных карбонатов и нижней – по подошве выделенных эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам на уровне ВНК.

Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах верхнеюрских отложений XV, XVa, XVI. Между собой пласты XV, XVa, XVI горизонтов подобны и не содержат перекрывающих покрышек, поэтому продуктивное тело представляет собой единый монолитный карбонатный массив в ловушке массивного типа. Отсюда, углеводороды, заключенные в пластах XV, XVa, XVI образуют единую флюидодинамическую систему.

В динамике добычи нефти месторождения Оккул выделяется три характерные стадии: 1 стадия – рост добычи нефти; 2 стадия – поддержание максимальных объемов добычи; 3 стадия – интенсивное снижение добычи нефти.

В первой стадии разработки (1991 - 2010 гг.) из месторождения извлечено 11,8% геологических запасов нефти при фонде нефтедобывающих скважин 9 ед., во второй и третьей стадиях соответственно 3,2% и 9 ед., 3,0% и 9 ед.

Отбор от начальных извлекаемых запасов к концу каждого периода составляет соответственно 38,3%, 47,4% и 58,3%, а средняя обводненность продукции скважин 44,7%, 54,85 и 79,8%.

В настоящее время фонд насчитывает 22 единиц, из них 11 – действующие добывающие, две – наблюдательные, шесть - ликвидированы по различным причинам, одна - в консервации. Из II действующих скважин 9 (81,8%) эксплуатируется фонтанным способом, а 2 (18,2%) скважины с применением УЭЦН.

На месторождении Оккул в процессе разведки и разработки было проведено 57 гидродинамических исследований в 13 скважинах, в том числе методом неустановившихся отборов 19 исследований в 12 скважинах.

В результате обработки материалов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления установлено:

- значительный диапазон изменения продуктивности скважин от 0,2 до 414,2, при средней значении $19,8 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- значительный диапазон изменения гидропроводности пласта от 1,67 до 7523,8, при средней значении $796,76 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$;

- значительный диапазон изменения проницаемости пласта от 0,001 до 3,0, при средней величине $0,72 \text{ мкм}^2$;

- большой диапазон изменения показателя "скин - фактора" от – 4,3 до +6,09, при средней величине - 0,59.

На основе анализа полученных результатов гидродинамических исследований скважин сделан вывод о значительной неоднородности продуктивного продуктивного горизонта как по толщине, так и по площади нефтеносности. Полученные результаты рекомендуется использовать при разработке геолого - технических мероприятий по повышению эффективности извлечения нефти и установлении технологического режима работы скважин.

Использованная литература.

1. Чернов - Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Москва. "Недра", 1986 г.
2. А.И.Гриценко, З.С.Алиев - Руководство по исследованию скважин. Москва " Наука " 1995.
3. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти. Москва "Недра" 1979.
4. Муравьеве - разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва "Недра", 1970
5. Б.Ш. Акрамов, Ш.Х. Умедов “Нефт қазиб олиш бўйича маълумотнома” Тошкент – “Фан ва технология” – 2010.
6. Щуров В.И. “Технология и техника добычи нефти”, Москва. Недра, 1983 г.
7. Мирзажанзаде А.Х. и др. “ Технология и техника добычи нефти.”, Москва. Недра, 1986 г.
8. А.И. Шерковский “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.”, Москва. Недра, 1987 г.
9. А.И. Акульшин и др. “Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.”, Москва. Недра, 1989 г.
10. Ш.К. Гиматудинов и др. “Разработки и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.”, Москва. Недра, 1989 г.
11. Зайцев Ю.В. и др. “Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин.”, Москва. Недра, 1986 г.
12. Б.Ш. Акрамов., Т.Ю. Андрейчикова Методическое указание к выполнению контрольных работ по курсам “Технология и техника добычи нефти” и “Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений”, Ташкент. ТашПИ. 1988 г.
13. В.С.Бойко, “Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений”, М., Недра, 1990 г.
14. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева, 1980.
15. Отчет «Проект ГРП юго-западного Гиссара», ИГИРНИГМ, 2007 г.
16. Технологическая схема разработки месторождения Южный Кызылбайрак. Договор КН 17.01/97.97 / «УзбекНИПИнефтегаз»; Отв. исп. А.Х. Агзамов. Ташкент, 1997 г.
17. Подсчет запасов газа, нефти и конденсата месторождения Южный Кызылбайрак в республике Узбекистан за период 1987-1991 гг. Авторы: Жуковский Б.Л., Соколов В.И., Бурлицкая И.П. и др. Ташкент, 1993 г.
18. Оперативные комплексные лабораторные исследования керна материала скважины № 15 пл. Южный Кызылбайрак. Авторы: Мухутдинов Н.У., Хайитова Н.Ш. и др. Ташкент, 2008 г.
19. www.uzneftegas.uz
20. www.ziyonet.uz

21. www.neftemash.ru
22. www.izhneftemash.ru
23. www.lukoil.ru
24. www.oilfield.slb.com
25. www.elkamneftemash.ru
26. www.promneft.ru
27. www.kubanneftemash.ru