

Министерство высшего и среднего специального образования  
Республики Узбекистан  
Каршинский инженерно-экономический институт



Отдел магистратуры

В правах рукописи  
УДК 622.276

Хайдаров Элбек Усмон угли

**«Усовершенствование разработки газоконденсатных  
месторождений с поддержанием пластового давления (на  
примере УДК «Мубарекнефтьгаз»)»**

Специальность: 5A311901-Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

Диссертационная работа на соискание академической степени  
магистра



Карши – 2015 г.

«Утверждаю»  
Зав. Кафедры «РЭНГМ»  
Эрматов Н.Х.  
«15» июль 2015 год

### ПЛАН-ЗАДАНИИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ МАГИСТРОСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

В мае 2015 года предоставить диссертационную работу на тему «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтваз») утвержденный постановлением «15» июль на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Каршинского инженерно – экономического института в оконченном виде под надзором научного руководителя Эшева С.С., Хайдаровым Э.У.

Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата. Целесообразность применения сайклинг-процесса, определяется экономичностью, эффективностью, достигаемой за счет дополнительной добычи конденсата.

В диссертации будут использованы: графики, рисунки и таблицы.

#### **Окончание первой копии магистерской диссертации**

Глава – 1. Современное состояние изученности вопроса по разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления 10.06.13 – 01.07.14 гг.

Глава – 2. Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей и влияние на нее геологических условия 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Глава – 3. Поддержания пластового давления на газовых и газоконденсатных промыслах удп «Мубарекнефтваз» с применением «сайклинг-процесса» 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Задание выданной научным руководителем в мае 2015 года после предзащиты:

- 1 Преработать все 3 главы
- 2 Улучшить работу
- 3 Добавить список литературы

Задание получил

Хайдаров Э.У. «15» июль 2015 г.

## **Аннотация**

### **Магистерской диссертационной работы Хайдарова Элбека Усман угли на тему «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давление» (на примере УДК «Мубарекнефтваз»)**

**Актуальность проблемы:** В настоящее время газоконденсатные месторождения с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м<sup>3</sup>) разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, и ввиду ретроградных явлений в пласте остается от 50 до 80 % потенциальных запасов конденсата, в зависимости от его плотности и начального содержания в газе. Избежать таких потерь можно путем искусственного поддержания пластового давления на уровне выше давления начала конденсации.

Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата. Целесообразность применения сайклинг-процесса, определяется экономичностью, эффективностью, достигаемой за счет дополнительной добычи конденсата.

**Цель работы:** Целью данной работы является совершенствование методов разработки газоконденсатных месторождений при применении газовых методов поддержания пластового давления. Предложение рекомендаций по проектированию поддержания пластового давления нагнетанием в пласт газа.

**Методы решения поставленных задач:** Для решения задач анализировались показатели разработки существующих методик ряда авторов и использовались традиционные методы исследований на месторождениях УДП «Мубарекнефтваз».

**Научная новизна работы:** определяется добыче конденсата по методу сайклинг-процесса с использованием собственных ресурсов газа месторождения Кокдумалак при постоянном объеме нагнетания газа в пласт.

**Практическая ценность:** В результате работы получены следующие практически значимые для обозначенных выше условий результаты:

определен процесс работы сайклинг-процесса;

на основе гидродинамического моделирования даны рекомендации нагнетания газа в зависимости от геологического строения месторождения;

предложены более совершенные практические рекомендации по применению метода «Сайклинг-процесс» в Кокдумалакском месторождения.

**Апробация работы:** Содержание диссертации докладывались:

- На региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014;

-на научно-практической конференции профессоров и преподавателей Кар.ИЭИ. (Карши, КарИЭИ, 4-5 июля 2014 г).

**Публикация:** Основное содержание изложено в 4 публикациях и в тезисах докладов конференций:

1. Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. Линеаризация уравнение неустановившееся фильтрации газа и его решение.-//Инновационные технологии. №3-2014. Карши, 2014г, стр.- 11-14.

2.Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. и др. Гидродинамические методы исследование газовых несовершенных скважин.- Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014. стр.309-312.

3. Хайдаров Э.У., Широков Ю.Н., Аширова Л.В. Лабораторные исследования кинематической структуры потока. Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014. стр.360-363.

4. Эшев С.С., Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. Цель моделирования нефтяных пластов. – Сб. материалов научно-практической конференции профессор-преподавателей Кар.ИЭИ. Карши, 2014г. Стр.178-182.

**Структура диссертационной работы:** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка цитируемых источников, включающего наименования. Диссертация изложена на страницах, включает таблиц и рисунок.

## ANNOTATION

**Master's thesis Elbek Usman Khaydarov coals on "Improving the development of gas condensate fields to maintain reservoir pressure" (for example, "Mubarekneftgaz")**

**The urgency of the problem:** At present gas condensate fields with unique high condensate (500 g / m<sup>3</sup>) are developed in the depletion mode of formation energy, and because of retrograde phenomena in the formation is from 50 to 80% of potential condensate reserves, depending on the density and the initial content in the gas. To avoid such losses can be through artificial reservoir pressure maintenance at a level above the dew.

Method of maintaining reservoir pressure by recycling the gas, called the "cycling process," it was one of the most effective ways of dealing with the formation of condensate losses. The usefulness of cycling process is determined by the economy, efficiency, achieved through an additional condensate production.

**Objective:** The aim of this work is to improve the methods of development of gas condensate fields in the application of methods of gas to maintain reservoir pressure. Offer design guidelines for maintaining reservoir pressure gas injection into the reservoir.

**Methods for solving tasks:** To meet the challenges of development indicators analyzed existing methods of a number of authors and use traditional methods of research in the fields of the "Mubarekneftgaz."

**Scientific novelty:** it is determined by the method of extraction condensing cycling process using its own gas resources Kokdumalak field at constant volume of gas injection into the reservoir.

**Practical value:** As a result of the work, the following practically important for the conditions outlined above results:

- defined workflow cycling process;
- based on the recommendations of the hydrodynamic modeling of gas injection, depending on the geological structure of the deposit;
- offered better practical guidance on the application of "recycling" in Kokdumalak field.

**Testing of work:** The content of the thesis were reported:  
 - On a regional scientific-practical conference of young scientists and students of Kashkadarya and Surkhandarya region. Kar IEI.2014;  
 -on scientific conference of professors and lecturers Kar.IEI. (Karshi KarIEI 4-5 July 2014).

**Publication:** The main content is set out in three publications and conference abstracts:

1. Khaydarov E.U., Mustofoev G.M Linearization equation unsteady gas filtration and his decision .- // Innovative Technologies. №3-2014. Karshi, 2014, pages.- 11-14.

2. Khaydarov E.U., Mustafoyev G.M and others. The hydrodynamic gas imperfect research methods well- Coll. Regional scientific-practical conference of young scientists and students of Kashkadarya and Surkhandarya region. Kar IEI.2014. pages.309-312.

3. Khaydarov E.U., Shirinov Yu.N., Ashirova L.V Laboratory studies of the kinematic structure of the flow. Coll. Regional scientific-practical conference of young scientists and students of Kashkadarya and Surkhandarya region. Kar IEI.2014. pages.360-363.

4. Eshev SS., Khaydarov E.U., Mustafoyev G.M The purpose of the simulation of oil reservoirs. - Collection of materials of scientific and practical conference of professors- teachers Kar.IEI. Karshi, 2014. pages.178-182.

**The structure of the thesis:** The thesis consists of an introduction, three chapters, conclusion and list of sources cited, including names. Dissertation on the pages, including tables and figures.

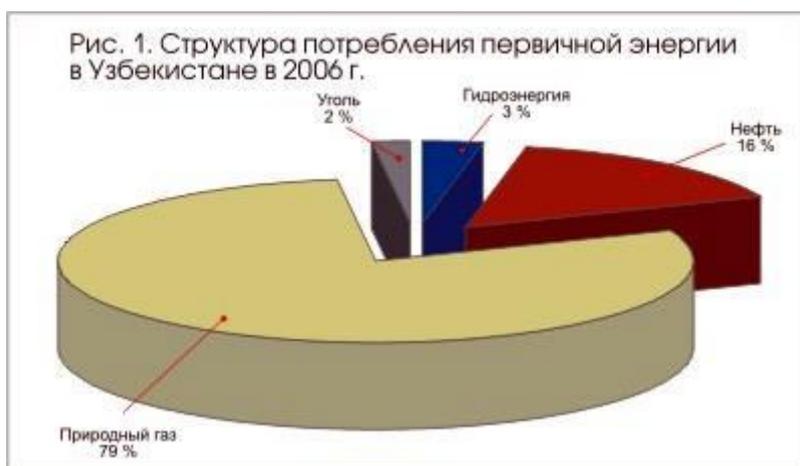
## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	17
<b>Глава I. Современное состояние изученности вопроса по разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.</b> .....	24
1.1. Обзор существующих литератур по проблеме разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. ....	24
1.2. Залежи углеводородов в природном состоянии .....	31
1.2.1. Коллекторы нефти и газа.....	31
Пористость и строение порового пространства.....	32
Проницаемость коллекторов.....	33
1.2.2. Свойства пластовых флюидов. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи.....	35
1.2.3. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты, Пластовые газы... ..	37
1.3. Перспективы и сложности применения сайклинг-процесса на газовых и газоконденсатных месторождениях. ....	42
<b>Выводы по главе I</b> .....	46
<b>Глава II. Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей и влияние на нее геологических условий</b> .....	47
2.1. Некоторые особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей .....	47
2.2. Комплекс работ по извлечению газоконденсатной смеси из пласта-коллектора .....	52
2.3. Геолого-геофизическая характеристика месторождения Кокдумалак .....	58
<b>Выводы по главе II</b> .....	78
<b>Глава III. Поддержания пластового давления на газовых и газоконденсатных промыслах УДП «Мубарекнефтваз» с применением «сайклинг-процесса»</b> .....	79

3.1. Оценка текущего состояния системы поддержание пластового давления .....	79
3.2.Общая характеристика производства .....	81
3.3 Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.....	99
<b>Выводы по главе III</b> .....	110
<b>Заключение</b> .....	111
<b>Литература</b> .....	113

## Введение

Наша страна Узбекистан - самая крупная по населению страна Центральной Азии с динамично развивающейся экономикой (врезка-справка). Энергетический потенциал Узбекистана в основном связан со значительными ресурсами и запасами газа, в меньшей степени нефти, развитием предприятий по переработке нефти и газа, нефтехимии. Страна занимает 34-е место в мире по потреблению первичной энергии и 10-е место потребления газа.



По добыче и запасам газа Узбекистан занимает 3-е место среди стран СНГ. Газовая промышленность сосредоточена главным образом в районах Газли и Карши. Нефть добывается преимущественно в Ферганской долине и Бухарской области.

Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата, но опыт разработки газоконденсатных месторождений и предыдущих научных работ выявил необходимость совершенствования процесса проектирования разработки месторождений.

Впервые применять его начали в конце 30-х годов, в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах как сырье для производства моторных топлив, а потребность в углеводородным газе, напротив несколько уменьшилась. В 1944 г. В США функционировали 37 установок для осуществления сайклинг-процесса при

общем количестве разрабатываемых газоконденсатных месторождений 224. Обратная закачка «отбензиненного» газа применялась в тот период времени не только в США, но и в Канаде и ряде других стран, причем даже на таких газоконденсатных месторождениях, начальная содержания конденсата в газе которых составляло всего 150-180 г/м<sup>3</sup>. По окончании войны, вследствие заметного изменения структура потребления углеводород и соответствующей динамика цен на жидкие и газообразные углеводороды объемы обратно нагнетаемого в пласт газа резко снизилась. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать только на ГКМ с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250-300 г/м<sup>3</sup>. Основной упор делался на реализацию вариантов частичного сайклинг – процесса, когда объем возвращаемого в пласт газа меньше объема газа, отбираемого из пласта. Одновременно значительно возросла доля нагнетаемых в пласт углеводородных газов. В целом, однако, количество объектов, на которых применялся сайклинг – процесс, очень сильно уменьшилось. Тем не менее часть газоконденсатных месторождений США, Канада, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме обратного нагнетания газа. Накопленный опыт применения сайклинг – процесса в различных условиях и на месторождениях с разными геологопромысловыми характеристиками потребовали более глубокого обоснования каждого проекта разработки, предусматривавшего возврат в пласт газа. Стала очевидной необходимость тщательного изучения характера неоднородности пласта - потенциального объекта нагнетания сухого газа. С другой стороны, исследования ВНИИГАЗа доказали, что во-первых, частичный сайклинг- процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступить процессу при высоких, близких к начальному, давлениях, а во-вторых, можно повысить эффективность процесса, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных углеводородов

(этан-пропан-бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепрорывной период. При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата - весьма длительный процесс, и в течение многих лет после прорыва закачанного газа возможно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата. В связи с тем, что в рыночных условиях при колебаниях спроса на газ и жидкие углеводороды повышается вероятность реализации на газоконденсатных месторождениях сайклинг – процесса, мировой опыт применения представляет большой интерес.

В настоящее время около 70 % нефти и конденсата добывается на нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак в Кашкадарьинской области Западного Узбекистана. По данным Национальной холдинговой компании (НХК) "Узбекнефтегаз" извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 54,3 млн т нефти, 67,4 млн т конденсата, 128 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Месторождение открыто в 1986 г. и почти сразу поступило в промышленную разработку. В 1996 г. произошло обвальное снижение пластового давления, что потребовало организации закачки воды в пласт, а с 1997 г. внедрения сайклинг-процесса. Вместе с тем в результате превышения отбора нефти над закачкой воды возник дисбаланс давления между нефтяной и газовой частями месторождения, произошел прорыв газа из газовой шапки в нефтяную залежь, что привело к замедлению и последующему падению добычи нефти.

Добыча нефти и газового конденсата в Узбекистане в 2012 году снизилась на 11,6% по сравнению с 2011 годом - до 3,165 миллиона тонн. Как сообщает 12.UZ со ссылкой на статданные, в частности, производство нефти снизилось на 17,4% - до 1,561 миллиона тонн, добыча газового конденсата - до 1,604 миллиона тонн (минус 5,6%).

Производство бензина составило 1,226 миллиона тонн (минус 6,3%), керосина - 304,5 тысячи тонн (минус 8,1%), дизельного топлива - 1,021

миллиона тонн (минус 2,9%), мазута - 255,2 тысячи тонн (минус 8,2%), нефтебитума - 151,3 тысячи тонн (минус 8,1%).

Добыча природного газа в Узбекистане в 2012 году снизилась на 0,2% - до 62,911 миллиарда кубометров. Производство сжиженных газов составило 273,6 тысячи тонн (+5,9%). Мощности [НХК "Узбекнефтегаз"](#) позволяют обеспечивать добычу природного газа в объеме порядка 70 миллиардов кубометров и жидких углеводородов в объеме 8 миллионов тонн в год

Национальная холдинговая компания (НХК) "Узбекнефтегаз" запустила сайклинг-процесс (закачка добытого газа обратно в пласт) на месторождении "Южный Кемачи" в Кашкадарьинской области на юге Узбекистана.

Как сообщает РИА Новости со ссылкой на представителя холдинга, реализация сайклинг-процесса на месторождении "Южный Кемачи" позволит стабилизировать добычу и в будущем году приступить к утилизации попутных газов на месторождении. В рамках проекта был построен газопровод высокого давления (DN-400) "Кокдумалак-Южный Кемачи" протяженностью 80 километров, а также осуществлена реконструкция установки комплексной подготовки газа (УКПГ) за счет установки четырех турбодетандерных агрегатов (ТДА) мощностью по 3 миллиона кубометров газа в сутки. Инвестиции в данную часть проекта составили около 125 миллионов долларов.

Проект общего обустройства месторождения "Южный Кемачи", осуществляемый с 2009 года, позволит за счет строительства дополнительной инфраструктуры остановить спад добычи на месторождении и стабилизировать его к концу 2020 года на уровне 3,3 миллиарда кубометров природного газа. Финансирование проекта общей стоимостью 579,2 миллиона долларов осуществляется за счет собственных средств НХК "Узбекнефтегаз" - 462 миллиона долларов, кредита Фонда

реконструкции и развития Узбекистана - 88,5 миллиона долларов и займа Государственного банка развития Китая - 28,7 миллиона долларов.

В настоящее время НХК "Узбекнефтегаз" активно реализует программу, направленную на увеличение добычи углеводородов на ряде месторождений. В частности, холдинг планирует до конца 2020 года осуществить ускоренное дообустройство нефтегазовых месторождений общей стоимостью 2,35 миллиарда долларов. Мощности НХК "Узбекнефтегаз" позволяют обеспечивать добычу природного газа в объеме порядка 70 миллиардов кубометров и жидких углеводородов в объеме 8 миллионов тонн в год.

Так, впервые в Узбекистане в 1973 году 13 ноября пущено в эксплуатацию уникальное, высокосернистое месторождение Уртабулак с содержанием сероводорода в газе до 6,0% и CO<sub>2</sub> – 5,4%, опыт эксплуатации которого был применён впоследствии при освоении аналогичных месторождений в Оренбурге и Астрахани.

Впервые в Узбекистане на месторождении «Уртабулак», по предложенному специалистами предприятия методу, был опробован и применён вахтовый режим работы, распространённый в настоящее время по всей территории СНГ.

В 1978 году впервые в Узбекистане освоено и пущено в эксплуатацию уникальное месторождение «Култук» с аномально высоким, до 600 атм., давлением, на опыте которого осваивались впоследствии месторождения: «Памук», «Зеварды», «Алан», «Кокдумалак».

**Актуальность проблемы:** В настоящее время газоконденсатные месторождения с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м<sup>3</sup>) разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, и ввиду ретроградных явлений в пласте остается от 50 до 80 % потенциальных запасов конденсата, в зависимости от его плотности и начального содержания в газе. Избежать таких потерь можно путем искусственного

поддержания пластового давления на уровне выше давления начала конденсации.

Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата. Целесообразность применения сайклинг-процесса, определяется экономичностью, эффективностью, достигаемой за счет дополнительной добычи конденсата.

**Цель работы:** Целью данной работы является совершенствование методов разработки газоконденсатных месторождений при применении газовых методов поддержания пластового давления. Предложение рекомендаций по проектированию поддержания пластового давления нагнетанием в пласт газа.

**Методы решения поставленных задач:** Для решения задач анализировались показатели разработки существующих методик ряда авторов и использовались традиционные методы исследований на месторождениях УДП «Мубарекнефтьгаз».

**Научная новизна:** Научная новизна работы определяется наиболее значимым для условий газоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и низкой проницаемостью коллектора результатами

исследования добычи конденсата по методу сайклинг-процесса при использовании собственных ресурсов газа месторождения и при постоянном объеме нагнетаемого газа;

**Научная новизна работы:** определяется добыче конденсата по методу сайклинг-процесса с использованием собственных ресурсов газа месторождения Кокдумалак при постоянном объеме нагнетания газа в пласт.

**Практическая ценность:** В результате работы получены следующие практически значимые для обозначенных выше условий результаты: определен процесс работы сайклинг-процесса;

на основе гидродинамического моделирования даны рекомендации нагнетания газа в зависимости от геологического строения месторождения; предложены более совершенные практические рекомендации по применению метода «Сайклинг-процесс» в Кокдумалакском месторождения.

**Апробация работы:** Содержание диссертации докладывались:

- На региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014; -на научно-практической конференции профессоров и преподавателей Кар.ИЭИ. (Карши, КарИЭИ, 4-5 июля 2014 г).

**Публикация:** Основное содержание изложено в 3 публикациях и в тезисах докладов конференций:

1. Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. Линеаризация уравнение неустановившееся фильтрации газа и его решение.-//Инновационные технологии. №3-2014. Карши, 2014г, стр.- 11-14.

2. Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. и др. Гидродинамические методы исследование газовых несовершенных скважин.- Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014. стр.309-312.

3. Хайдаров Э.У., Широнов Ю.Н., Аширова Л.В. Лабораторные исследования кинематической структуры потока. Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014. стр.360-363.

4. Эшев С.С., Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. Цель моделирования нефтяных пластов. – Сб. материалов научно-практической конференции профессор-преподавателей Кар.ИЭИ. Карши, 2014г. Стр.178-182.

**Структура диссертационной работы:** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка цитируемых источников, включающего 72 наименования. Диссертация изложена на 105 страницах, включает 10 таблиц, 15 формула и 14 рисунка.

# **Глава I. Современное состояние изученности вопроса по разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.**

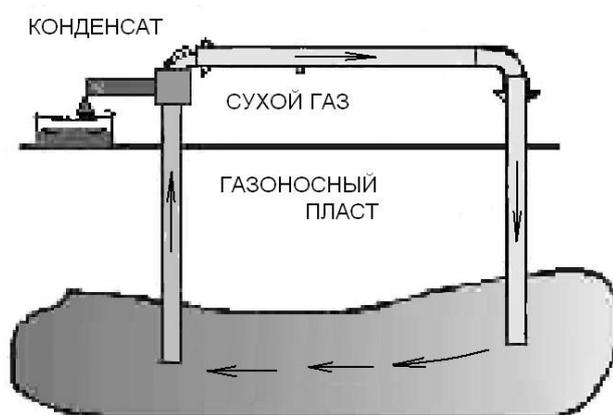
## **1.1. Обзор существующих литератур по проблеме разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.**

Эффективная разработка собственных месторождений углеводородного сырья – стратегически важный элемент обеспечения энергетической безопасности государства, представляющий одно из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса Узбекистана. За последние годы на территориях республики значительно возросла доля разведанных газоконденсатных месторождений, которые характеризуются сравнительно большими запасами конденсата и большой глубиной залегания продуктивных пластов. Такое своеобразие сложных природных условий, а также расположение месторождений в сравнительно густо населенных регионах с высокой техногенной нагрузкой и развитой поверхностной инфраструктурой требуют значительных капиталовложений для максимально полного и эффективного извлечения, переработки и транспортировки ценных углеводородных компонентов и защиты окружающей среды в соответствии с национальным законодательством Узбекистана. Отметим, что первоначальный период освоения характеризовался преимущественной разработкой месторождений на истощение. Это привело к уменьшению дебитов добывающих скважин в связи с падением пластового давления и за счет внутрипластовых потерь конденсата при ретроградной конденсации [2, 10,13,22, 64,72].

По мере накопления научного и практического опыта, а также в результате сопоставления потенциальных запасов конденсата с реальными объемами добычи стала очевидной необходимость увеличения коэффициентов газо- и конденсатоизвлечения (отношение суммарной добычи газа (конденсата) к его начальным балансовым запасам) с

помощью различных технологий регулирования внутрипластового давления в процессе разработки месторождений. Различные способы регулирования давления в зависимости от природных особенностей пластов, фазового состояния и качественного состава углеводородных смесей проанализированы в работах [6,8,12,13,28,41,55,68].

Наиболее распространенным способом повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений является сайклинг-процесс [9,21,23,33,36,51,64,72], сущность которого заключается в закачке в продуктивный пласт через нагнетательные скважины “сухого” отсепарированного газа, с помощью которого повышается давление в пласте. Это приводит к росту дебитов добывающих скважин, снижению ретроградных потерь конденсата, а также способствует переводу в газообразное состояние части выпавшего в пласте жидкого конденсата и перемещению его к добывающим скважинам (рис. 1). Таким образом повышается коэффициент конденсатоотдачи в зонах влияния нагнетательных скважин месторождений.



**Рис. 1.1** Схема сайклинг-процесса

Сайклинг-процесс имеет ряд разновидностей, обусловленных природными условиями пластов, технологическими особенностями разработки и, прежде всего, синхронизацией со временем начала освоения месторождения [7,15,8–13]. Следует отметить, что основными технологическими проблемами, требующими научного обоснования на

основе математического моделирования фильтрационных и физико-химических процессов в продуктивных пластах месторождения, являются выбор мест размещения и режимов закачки в нагнетательные скважины (рис. 2), поскольку эффективность сайклинг-процесса при прорыве сухого газа в эксплуатационную скважину снижается и добычу из такой скважины необходимо прекращать и решать вопрос о ее консервации или переоборудовании в нагнетательную.

Поддержание пластового давления (ППД), посредством заводнения и применением сайклинг-процесса эксплуатационных и водонасыщенных пластов является наиболее сильным и энергоемким методом воздействия на месторождение. Эффективность систем поддержания пластового давления обуславливает извлечение вплоть до 20-35 % извлекаемых запасов, что подтверждается опытом разработки и эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений: при сбалансированной работе системы заводнения значение коэффициента нефтеотдачи стремится к 60-80%.

Данному направлению посвящено множество работ отечественных и зарубежных ученых: Блажевич В.А., Епонский В.А., Мамедов Н.М., Еронин В.А., Меренков А.П., Медведский Р.И., Телков А.П., Хасилев В.Я., Беляев Л.С., Мелентьев Л.А., Пшеничный Б.Н., Сиолер В.Г., Кирсанов А.Н., Крумм Л.А., Деннис Дж. Б., Сумароков С.В., Вильсон Г.Г., Юшбс Д.В, Даффи Ф.Л., Койда Н.У. У этих авторов работ имеются ряд недостатков и неточностей существующих подходов к моделированию и оптимизации гидравлических систем.

В настоящее время при принятии решений о проведении мероприятий по управлению системами все чаще используются математические численные модели данных систем. Такого рода модели называются имитационными и, так или иначе, отражают физическую суть процессов, протекающих в реальной системе. Необходимость в применении моделей заключается упрощении процесса планирования

управленческих решений, разрабатывать которые на модели существенно проще, чем на реальной системе [3,9,4,16,21,33,35,66,69].

В работе [9] получены следующие практически значимые результаты:

определен момент инициализации сайклинг-процесса; предложен метод определения в промысловых условиях момента перехода на нагнетание неуглеводородного газа для достижения степени конденсатоизвлечения, сопоставимой с полным сайклинг-процессом;

-определен удельный объем оторочки воды, нагнетаемой перед рециркуляцией газа и способствующий максимизации охвата пласта вытеснением по разрезу и стабилизации дебетов скважин во времени;

-на основе гидродинамического моделирования даны рекомендации по выбору схемы совместного нагнетания воды и газа в зависимости от геологического строения месторождения;

-выработаны рекомендации по применению совместного и чередующегося водогазового воздействия на газоконденсатных месторождениях;

-разработан графо-аналитический экспресс-метод выбора вариантов разработки для дальнейшей оптимизации с целью повышения их инвестиционной привлекательности.

Одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата является способ рециркуляции газа, получивший название «сайклинг-процесса». Наряду с первоочередной задачей предотвращения ретроградной конденсации, он также позволяет законсервировать запасы газа данного месторождения до момента, пока не образуются благоприятные условия для его реализации.

Промысловые данные демонстрируют повышение степени извлечения конденсата при сайклинг-процессе в самых разных геолого-физических условиях . На основании физического и математического моделирования проведены работы по повышению эффективности

сайклинг-процесса и, в том числе, по повышению его инвестиционной привлекательности. Однако отсутствие действующих проектов реализации сайклинг-процесса в России (за исключением Вуктыльского месторождения) и практических рекомендаций по его проектированию для условий мелких газоконденсатных месторождений со значительным содержанием группы C5+ свидетельствует о необходимости его дальнейшего совершенствования.

К модификациям сайклинг-процесса относится также способ разработки газоконденсатных месторождений путем закачки в пласт сухого газа и воды. Е. М. Минским и соавторами предложен способ нагнетания ограниченных по объему оторочек сухого газа перед фронтом вторгающейся в залежь воды. Этот способ реализован в виде пилотного проекта на Северо-Ставропольском месторождении в начале 50-х годов и в виде проекта на месторождении Sierra de Ciapas в Мексике.

Исследование Jones, Lu, Watson Cullick и Cohen [70] из Технического центра разработки и добычи компании Mobil показало, что попеременное нагнетание воды и газа позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения конденсата и улучшить экономическую привлекательность процесса путем снижения расходов на компримирование по сравнению с сайклинг-процессом.

Визуализация трехфазного потока с помощью прозрачных моделей пористой среды позволила Ю.Г. Буракову, В.Е. Уляшеву и Н.А. Гужову установить, что при чередующемся нагнетании воды и газа создаются благоприятные условия для отрыва неподвижных капель конденсата от поверхности породы и растекания их по поверхности «газ — вода» [8,17,28].

Несмотря на положительные моменты, выявленные предыдущими исследователями, модификации сайклинг-процесса, такие как способ разработки газоконденсатных месторождений путем нагнетания в пласт сухого газа и воды (последовательно, совместно и чередующимися

оторочками), исследованы слабо и не позволяют выработать проектные рекомендации для принятия решений.

При исследованиях, проведенных для совершенствования методов проектирования^ разработки мелких газоконденсатных месторождений автор [9] получены следующие выводы:

В результате работы установлено, что инициализация сайклинг-процесса на ранних этапах разработки (падение пластового давления до величины равной 82 % давления начала конденсации и отбор газ менее 1 % от его балансовых запасов) способствует достижению максимальной технологической эффективности и инвестиционной привлекательности проекта в условиях ограниченности ресурсов газа.

Проведены исследования частичного сайклинг-процесса, нагнетания и перехода на<sup>1</sup> нагнетание углеводородных газов. В результате которых показано, что для газоконденсатных месторождений с высоким конденсатогазовым фактором предпочтительным является рециркуляция газа сепарации с последующим переходом на нагнетание дымового газа.

Обосновано, что оптимальным моментом для перехода на нагнетание дымового газа с точки зрения дополнительной добычи на единицу объема нагнетания газа сепарации является период появления нагнетаемого газа сепарации в продукции эксплуатационных скважин, характеризующийся изменением динамики газового фактора.

В работе [30] рассматривается математическая модель плановой фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами для обоснования оптимизации разработки газоконденсатных месторождений при добыче газового конденсата в режимах истощения и сайклинг-процесса. Зависимость плотностей фаз от давления выражена через уравнение состояния Пенга-Робинсона. Разработаны эффективные численные методы и алгоритмы расчета фазового равновесия и фильтрации компонент смеси. Предложенная методика позволяет оценить возможность управления фильтрационными потоками газа и конденсата в

условиях неоднородного продуктивного пласта и определить расположение и технологические параметры добывающих и нагнетательных скважин.

Диссертационная работа автора [39] посвящена анализу и усовершенствованию методики газогидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных газовых скважин (ГГС) на неустановившихся и квазиустановившихся режимах фильтрации. Практическая ценность диссертационной работы заключается в разработке методов усовершенствования ГДИ ГГС на нестационарных режимах фильтрации, которые позволяют повысить точность определения параметров пласта, методов исследования ГГС на квазистационарных режимах фильтрации для определения параметров пласта с заданной степенью точности. Применение этих методов позволяет сократить время исследования ГГС в низкопроницаемых коллекторах.

Практическая ценность работы автора [29] заключается в успешном внедрении разработанных методов оптимизации систем поддержания пластового давления (ППД) на Северо-Покурском месторождении ОАО «Славнефть-Мегионефтегаз». Применение разработанных методов позволило снизить энергопотребление и предотвратить нарушение технологии заводнения на Северо-Покурском месторождении — несоответствие приемистостей требуемым (по технологии) величинам и спонтанный гидроразрыв пласта, вследствие превышения давления нагнетания над критическим. Разработан программный модуль для автоматизированного поиска оптимальных показателей оборудования наземной части. В результате применения результатов научно-исследовательской работы на Северо-Покурском месторождении по состоянию на 01.05.2007 получена экономия денежных средств затраченных на электроэнергию в течение года.

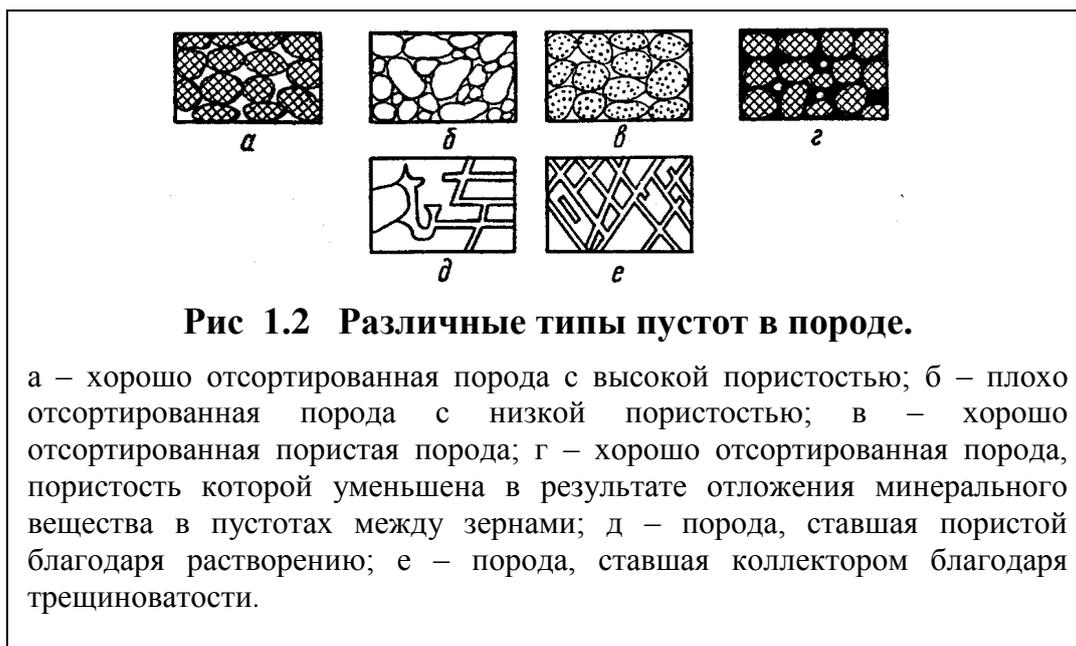
## 1.2. Залежи углеводородов в природном состоянии

### 1.2.1. Коллекторы нефти и газа

Коллекторами нефти и газа являются такие породы, которые способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке [14,24,40] .

Соответственно емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая складывается из объема пор, трещин и каверн.

$$V_{\text{пуст.}} = V_{\text{пор.}} + V_{\text{трещ.}} + V_{\text{каверн.}}$$



**Рис 1.2** Различные типы пустот в породе.

а – хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; б – плохо отсортированная порода с низкой пористостью; в – хорошо отсортированная пористая порода; г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; д – порода, ставшая пористой благодаря растворению; е – порода, ставшая коллектором благодаря трещиноватости.

По времени образования выделяются первичные пустоты и вторичные. Первичные пустоты формируются в процессе седиментогенеза и диагенеза, то есть одновременно с образованием самой осадочной породы, а вторичные образуются в уже сформировавшихся породах.

Первичная пустотность присуща всем без исключения осадочным породам, в которых встречаются скопления нефти и газа – это прежде всего межзерновые поры, пространства между крупными остатками раковин и т.п. К вторичным пустотам относятся поры каверны и трещины, образовавшиеся в процессе доломитизации известняков и выщелачивания породы циркулирующими водами, а также трещины возникшие в результате тектонических движений. Отмечается заметное изменение пористости в зонах водонефтяных контактов.

По величине их диаметра поры подразделяются: на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные.

**Таблица 1.1**

**Пористость и строение порового пространства**

Название	диаметр	движение жидкости
Сверхкапиллярные	>0.5 мм	подчиняется законам гидростатики происходит под воздействие силы тяжести
Капиллярные	0.5-0.0002 мм	не подчиняется законам гидростатики. Для перемещения жидкости требуются усилия, значительно превышающие силу тяжести.
Субкапиллярные	<0,0002 мм	жидкость практически не перемещается

Пористость обычно выражают в долях или процентах от объема породы:

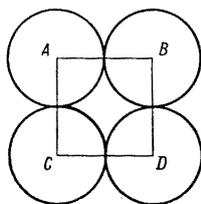
$$m = \frac{V_{пустот}}{V_{породы}} \times 100 \quad (1.1)$$

Выделяют полную, которую часто называют общей или абсолютной, открытую, эффективную и динамическую пористость.

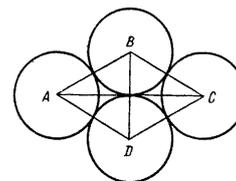
Полная пористость учитывает весь объем пустот в породе, открытая объем пор связанных между собой, эффективная учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью и динамическая учитывает тот объем нефти который будет перемещаться в процессе разработки залежи. Наиболее однозначно и с достаточно высокой точностью определяется объем связанных между собой пор, поэтому в практике обычно используется открытая пористость.

Поскольку коллекторские свойства породы зависят не только от объема пустот, но и от распределения их по величине диаметра, то важной характеристикой является структура порового пространства. Для его определения используются метод ртутной порометрии, метод полупроницаемой мембраны и метод капиллярной пропитки.

В гранулярных коллекторах большое влияние на пористость оказывает взаимное расположение зерен. Несложные расчеты показывают, что в случае наименее плотной кубической укладки зерен показанной на (рис. 1.3) коэффициент пористости будет составлять  $\approx 47.6\%$ . Данное число можно считать теоретически возможным максимумом пористости для терригенных пород. При более плотной укладке идеального грунта (рис.1.4) пористость будет составлять всего 25.9%.



**Рис. 1.3** Свободное расположение шаров в модели фиктивного грунта



**Рис.1.4** Тесное расположение шаров в модели фиктивного грунта

В залежах на значение пористости оказывает влияние глубина залегания. При экстраполяции данных лабораторных исследований необходимо вводить соответствующие поправки.

### ***Проницаемость коллекторов***

Проницаемость пористой среды – это способность пропускать жидкость или газ при перепаде давления.

Проницаемость горных пород в случае линейной фильтрации определяется по закону Дарси. Согласно которому объемный расход жидкости проходящее сквозь породу при ламинарном движении прямо пропорционально коэффициенту проницаемости, площади поперечного сечения этой породы, перепаду давления, и обратно пропорционально вязкости жидкости и длине пройденного пути

$$Q = k_{np} \frac{F(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (1.2)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости в м<sup>3</sup>/с;  $k_{np}$  – коэффициент проницаемости в м<sup>2</sup>;  $F$  – площадь поперечного сечения в м<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость флюида в Па·с;  $L$  – длина пути в см;  $(P_1 - P_2)$  – перепад давления в Па;

В случае фильтрации газа коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле:

$$k_{np} = \frac{2Q_0 P_0 \mu L}{F(P_1^2 - P_2^2)} \quad (1.3)$$

где  $Q_0$  – объемный расход газа приведенный к атмосферному давлению;  $P_0$  – атмосферное давление в Па;  $F$  – площадь поперечного сечения в м<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость флюида в Па·с;  $L$  – длина пути в см;  $P_1$  – начальное давление в Па;  $P_2$  – конечное давление в Па;

Единица коэффициента проницаемости называемая дарси, отвечает проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное 1 см<sup>2</sup>, при перепаде давления в 1 ат на протяжении 1 см в 1 сек проходит 1 см<sup>3</sup> жидкости, вязкость которой 1 сп.

Проницаемость пород, служащих коллекторами для нефти, обычно выражают в миллидарси или мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup>.

$$1 \text{ Д} \approx 1.02 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \approx 1.02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1000 \text{ мД}.$$

Козени вывел уравнение для идеального грунта которое показывает связь между пористостью и проницаемостью:

$$k = \frac{m^3}{f \cdot T^2 \cdot S^2} \quad (1.4)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости;  $m$  – коэффициент динамической пористости;  $f$  – коэффициент характеризующий форму сечения каналов;  $T$  – гидравлическая извилистость каналов;  $S$  – удельная поверхность фильтрующих каналов.

Различают абсолютную (общую), эффективную (фазовую) и относительную проницаемость горной породы.

Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Эффективная проницаемость характеризует способность среды пропускать через себя жидкость (нефть, воду) или газ в зависимости от их соотношения между собой.

Относительной проницаемостью называется отношение эффективной проницаемости к абсолютной проницаемости.

Наибольшей, приближающейся по значению к абсолютной проницаемости пород бывает в тех случаях, когда по порам движется чистая нефть. В тех случаях, когда по порам движутся и нефть, и газ в отдельности (две фазы), эффективная проницаемость для нефти, или, как ее еще называют, фазовая проницаемость, начинает уменьшаться. Когда же по порам породы движутся три фазы — нефть, газ, вода, — эффективная (фазовая) проницаемость для нефти еще более уменьшается.

### **1.2.2. Свойства пластовых флюидов**

#### **Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи**

Свойства и состояние УВ зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление и температура непрерывно меняются, что сопровождается соответствующими изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки проектировании и эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) ( $C_nH_{2n+2}$ ), нафтенового ( $C_nH_{2n}$ ) и в меньшем

количестве ароматического ( $C_nH_{2n-6}$ ) рядов. По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от  $CH_4$  до  $C_4H_{10}$ —газы; от  $C_5H_{12}$  до  $C_{16}H_{34}$ —жидкости и от  $C_{17}H_{34}$  до  $C_{35}H_{72}$  и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких УВ нефти будет находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма значительной (приближающейся по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти ( $C_5H_{12}+C_6H_{14}$ ) подобно тому, как в бензине или других жидких УВ растворяются нефть и тяжелые битумы. В результате нефть иногда оказывается полностью растворенной в сжатом газе. При извлечении такого газа из залежи на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенные в нем УВ конденсируются и выпадают в виде конденсата.

Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии.

С учетом сказанного в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи УВ подразделяются на:

- 1) чисто газовые;
- 2) газоконденсатные;
- 3) газонефтяные или нефтегазовые (в зависимости от относительных размеров газовой шапки и нефтяной части залежи);
- 4) нефтяные (с различным содержанием растворенного газа).

Газогидратные залежи содержат газ в твердом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа обусловлено его способностью при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи по физическим параметрам резко отличаются от

обычных, поэтому подсчет запасов газа и разработка их во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа. Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетнемерзлых пород.

### **1.2.3. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты** **Пластовые газы**

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида  $C_nH_{2n+2}$ . Основным компонентом является метан  $CH_4$ . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот  $N$ , углекислый газ  $CO_2$ , сероводород  $H_2S$ , гелий  $He$ , аргон  $Ar$ .

Природные газы подразделяют на следующие группы.

Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.

Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из  $C_{5+}$ высш.

Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Газ, в составе которого УВ ( $C_3, C_4$ ) составляют не более  $75 \text{ г/м}^3$  называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше  $150 \text{ г/м}^3$  газ называют жирным).

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху. Молекулярная масса природного газа

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i, \quad (1.5)$$

где  $M_i$  — молекулярная масса  $i$ -го компонента;  $X_i$  — объемное содержание  $i$ -го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно  $M = 16—20$ . Плотность газа  $\rho_r$  рассчитывается по формуле

$$\rho_r = M/V_M = M/24,05, \quad (1.6)$$

где  $V_M$  — объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение  $\rho_r$  находится в пределах  $0,73—1,0$  кг/м<sup>3</sup>. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху  $\rho_{r,v}$  равной отношению плотности газа  $\rho_r$  к плотности воздуха  $\rho_v$  взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r,v} = \rho_r/\rho_v. \quad (1.7)$$

Если  $\rho_r$  и  $\rho_v$  определяются при стандартных условиях, то  $\rho_r = 1,293$  кг/м<sup>3</sup> и  $\rho_v = \rho_r/1,293$  кг/м<sup>3</sup>.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между давлением, объемом и температурой.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона — Менделеева:

$$pV = NRT, \quad (1.8)$$

где  $p$  — давление;  $V$  — объем идеального газа;  $N$  — число киломолей газа;  $R$  — универсальная газовая постоянная;  $T$  — температура.

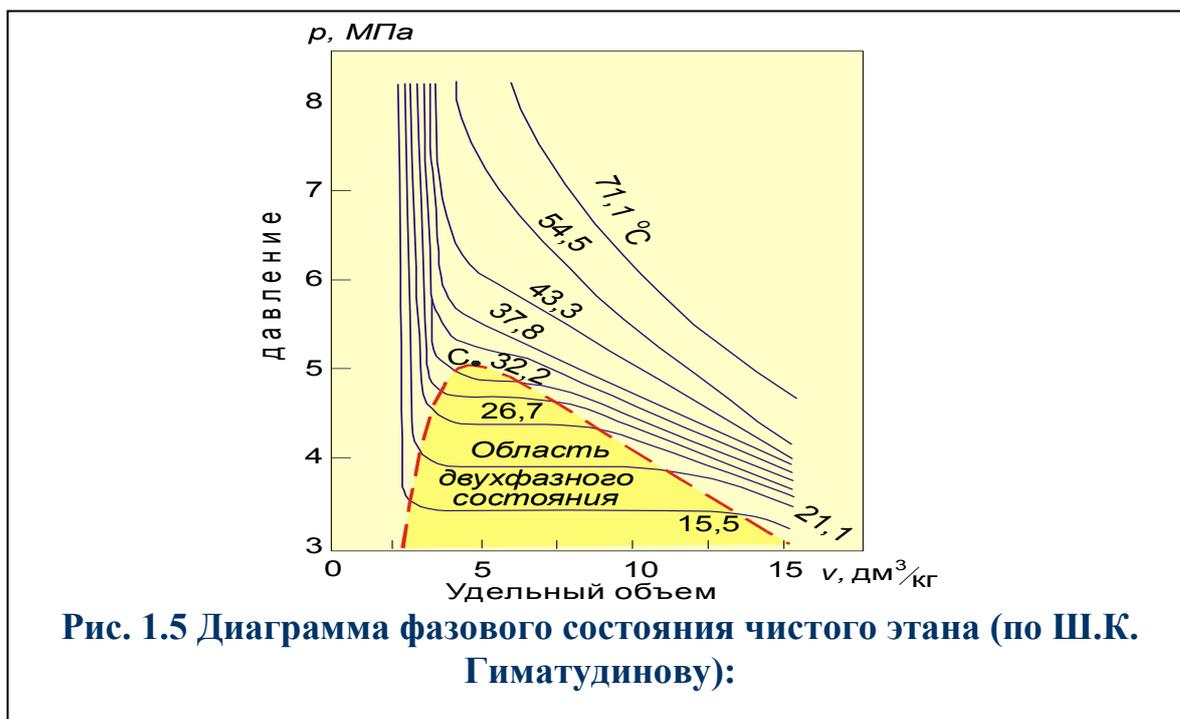
Эти уравнения применимы для идеальных газов. Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона — Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = ZNRT, \quad (1.9)$$

где  $Z$  — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень

отклонения реального газа от закона для идеальных газов. Коэффициент сверх сжимаемости  $Z$  реальных газов — это отношение объемов равного

числа молей реального  $V$  и идеального  $V_{и}$  газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре):



$$Z = V/V_{и} \quad (1.10)$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов.

### Газоконденсат

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ. т.е. из пентанов и высших ( $C_{5+высш}$ ), в которых растворено некоторое

количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также  $\text{H}_2\text{S}$  и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата ( $\text{см}^3$ ) в  $1 \text{ м}^3$  отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором, — это количество газа ( $\text{м}^3$ ), из которого добывается  $1 \text{ м}^3$  конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до  $25\,000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ — пентана и высших ( $\text{C}_{6+\text{высш}}$ ) Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне  $40\text{—}200^\circ\text{C}$ . Молекулярная масса  $90\text{—}160$ . Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от  $0,6$  до  $0,82 \text{ г}/\text{см}^3$  и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до  $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), средним ( $150\text{—}300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), высоким ( $300\text{—}600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) и очень высоким (более  $600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ).

О свойствах газа и газоконденсата в пластовых условиях обычно судят на основании данных об их свойствах в стандартных условиях и расчетов без отбора и анализа глубинных проб газа. Основой таких расчетов являются результаты моделирования фазовых превращений углеводородной смеси в лабораторных установках. Однако следует учитывать, что этот метод недостаточно точен.

### **Газогидраты**

Гидраты газов представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Молекулы воды как бы

раздвигаются молекулами газа — плотность воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26—1,32 см<sup>3</sup>/г (плотность льда 1,09 см<sup>3</sup>/г).

Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от



характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа.

Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешними давлением и температурой и выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах  $p$ — $T$  (рис. 1.6). Для заданной температуры повышение давления выше давления, соответствующего равновесной кривой, сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидратов. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду.

Плотность гидратов природных газов составляет от 0,9 до 1,1 г/см<sup>3</sup>.

Газогидратные залежи — это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования). Для формирования

и сохранения газогидратных залежей не нужны литологические покрышки: они сами являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи нефти и свободного газа. Газогидратная залежь внизу может контактировать с пластовой подошвенной водой, газовой залежью или непроницаемыми пластами.

Присутствие гидратов в разрезе можно обнаружить стандартными методами каротажа. Гидратсодержащие пласты характеризуются:

- незначительной амплитудой ПС;
- отсутствием или малым значением приращения показаний микроградиент-зонда;
- интенсивностью вторичной  $\alpha$  активности, близкой к интенсивности водонасыщенных пластов;
- отсутствием глинистой корки и наличием каверн;
- значительной (в большинстве случаев) величиной  $\rho_k$ ; повышенной скоростью прохождения акустических волн и др.

В основе разработки газогидратных залежей лежит принцип перевода газа в залежи из гидратного состояния в свободное и отбора его традиционными методами с помощью скважин. Перевести газ из гидратного состояния в свободное можно путем закачки в пласт катализаторов для разложения гидрата; повышения температуры залежи выше температуры разложения гидрата; снижения давления ниже давления разложения гидрата; термохимического, электроакустического и других воздействий на газогидратные залежи.

### **1.3. Перспективы и сложности применения сайклинг-процесса на газовых и газоконденсатных месторождениях.**

В решение задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений и водогазовым воздействием, наибольший вклад внесли российские ученые: Абасов З.Я., Абасов М.Т., Алиев З.С., Басниев К.С., Брусиловский А.И., Бузинов С.Н., Булейко В.М., Бураков Ю.Г., Васько Ю.П., Вафин Р.В., Вдовенко В.Л., Виноградов М.К., Владимиров И.В.,

Гамидов Н.Н., Гафаров Ш.А., Грайфер В.И., Гриценко А.И., Гужов Н.А., Гужов Н.А., Дмитриевский А.Н., Долгушин Н.В., Дроздов А.Н., Дурмишьян А.Г., Егоров Ю.А., Желтов Ю.В., Жузе Т.П., Закиров С.Н., Зарипов М.С., Захаров А.А., Зацепин В.В., Ибачуллин Р.Р., Ильин А.Ф., Киреев С.В., Коротаев Ю.П., Котенев Ю.А., Красильников И.А., Крючков В.И., Латыпов А.Р., Лозин Е.В., Лысенко В.Д., Лютомский С.М., Макатров А.К., Макеев Б.В., Максutow Р.А., Мискевич В.Е., Мищенко И.Т. Мосина А.А., Николаев В.А., Николаев В.Н., Панфилов М.Б., Перепеличенко В.Ф., Пияков Г.Н., Подюк В.Г., Пономарев А.И., Рассохин С.Г., Резуненко В.И., Сайфеев Т.А., Сахабутдинов Р.З., Семенякин В.С., Сиговатов Л.А., Спиридович Е.А., Степанова Г.С., Сургучев М.Л., Телин А.Г., Телков В.П., Тер-Саркисов Р.М., Фадеев М.И., Хисамутдинов Н.И., Цыбульский П.Г., Шандрыгин А.Н., Шувалов А.В.; и их зарубежные коллеги: A.R. Awan, A.S. Cullick, Alain C. Gringarten, Ali Danesh, Cal Cooper, Charles E. Fox, Cruz Lopez, Curtis H. Whitson, F. V. Thomas, Gholam Reza

Разработка газоконденсатных месторождений на режиме истощения может вести к огромным потерям ценного сырья в пласте, так как в большинстве случаев ретроградный конденсат является неизвлекаемым без применения третичных методов воздействия. Во-первых, потому, что образовавшийся в пласте ретроградный конденсат неподвижен, так как его насыщенность ниже критической (исключением являются месторождения с уникально высоким содержанием конденсата, в которых часть ретроградного конденсата подвижна). Во-вторых, скорость самопроизвольного испарения ретроградного конденсата очень низка, особенно в пласте.

Помимо потери, ретроградный конденсат, накапливаясь в пласте, снижает относительную фазовую проницаемость породы по газу и блокирует частично или полностью приток газа к скважине.

Одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата является способ рециркуляции газа, получивший

название «сайклинг-процесса». Наряду с первоочередной задачей предотвращения ретроградной конденсации, он также позволяет законсервировать запасы газа данного месторождения до момента, пока не образуются благоприятные условия для его реализации.

Промысловые данные демонстрируют повышение степени извлечения конденсата при сайклинг-процессе в самых разных геолого-физических условиях. На основании физического и математического моделирования проведены работы по повышению эффективности сайклинг-процесса и, в том числе, по повышению его инвестиционной привлекательности. Однако отсутствие действующих проектов реализации сайклинг-процесса в России (за исключением Вуктыльского месторождения) и практических рекомендаций по его проектированию для условий мелких газоконденсатных месторождений со значительным содержанием группы C5+ свидетельствует о необходимости его дальнейшего совершенствования.

К модификациям сайклинг-процесса относится также способ разработки газоконденсатных месторождений путем закачки в пласт сухого газа и воды. Е. М. Минским и соавторами предложен способ нагнетания ограниченных по объему оторочек сухого газа перед фронтом вторгающейся в залежь воды. Этот способ реализован в виде пилотного проекта на Северо-Ставропольском месторождении в начале 50-х годов и в виде проекта на месторождении Sierra de Ciapas в Мексике.

Исследование Jones, Lu, Watson Cullick и Cohen из Технического центра разработки и добычи компании Mobil показало, что попеременное нагнетание воды и газа позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения конденсата и улучшить экономическую привлекательность процесса путем снижения расходов на компремирование по сравнению с сайклинг-процессом.

Визуализация трехфазного потока с помощью прозрачных моделей пористой среды позволила Ю.Г. Буракову, В.Е. Уляшеву и Н.А. Гужову

установить, что при чередующемся нагнетании воды и газа создаются благоприятные условия для отрыва неподвижных капель конденсата от поверхности породы и растекания их по поверхности «газ — вода».

Несмотря на положительные моменты, выявленные предыдущими исследователями, модификации сайклинг-процесса, такие как способ разработки газоконденсатных месторождений путем нагнетания в пласт сухого газа и воды (последовательно, совместно и чередующимися оторочками), исследованы слабо и не позволяют выработать проектные рекомендации для принятия решений.

## **Выводы по главе I**

1. Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата, но опыт разработки газоконденсатных месторождений и предыдущих научных работ выявил необходимость совершенствования процесса проектирования разработки для условий мелких (с начальными запасами газа менее 5 млрд. м<sup>3</sup>) удаленных месторождений ввиду:

низкой технологической (удельный объем нагнетаемого газа приходящийся на единицу объема дополнительно добытого конденсата) и экономической (снижение затрат, приходящихся на единицу объема дополнительно добытого конденсата) эффективности;

высокой скорости прорыва нагнетаемого газа в добывающие скважины и низкого коэффициента охвата воздействием в условиях высокой неоднородности пласта и отсутствия возможности гравитационной стабилизации фронта вытеснения.

2. Модификации сайклинг-процесса, такие как способ разработки газоконденсатных месторождений путем нагнетания в пласт сухого газа исследованы слабо и не позволяют выработать рекомендации для принятия практических решений.

3. Геологические факторы оказывают большое влияние на выбор системы и условия разработки газовых и газоконденсатных месторождений, но на их основе даются лишь предварительные рекомендации о возможных технологических решениях.

4. Различают пассивные и активные способы Р. г. м. Пассивные способы, приводящие к истощению пластовой энергии и основанные на регулировании технол. режимов работы только эксплуат. скважин, позволяют увеличить конечную конденсатоотдачу пласта не более чем на 5%. Активные способы, основанные на регулировании энергии пласта, предотвращающем или значительно снижающем выделение в нём конденсата, позволяют увеличить конденсатоотдачу на 15-20%.

## **Глава II. Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей и влияние на нее геологических условий**

### **2.1. Некоторые особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей**

Системы и процессы разработки газовых и газоконденсатных залежей имеют ряд особенностей. В отличие от нефтяных газовые залежи разрабатываются без воздействия на пласты с использованием природной энергии. В связи с этим отбор газа из залежей на протяжении всего периода разработки обычно сопровождается снижением среднего пластового давления — более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными при упруговодонапорном [11,15,19,24,27,37].

Снижение пластового давления в разрабатываемых газовых залежах в процессе их разработки приводит к важным последствиям.

Одно из важных последствий падения пластового давления— постепенное снижение дебита скважин в процессе разработки. В отличие от нефтяных скважин снижение дебита газовых скважин при падении давления происходит даже при сохранении постоянной депрессии на забое скважины. Это обусловлено нарушением линейного закона фильтрации вследствие весьма высоких скоростей движения газа в прискважинной зоне.

При снижении пластового и забойного давлений возрастает величина превышения над ними геостатического давления, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в призабойных зонах скважин. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород и происходит некоторое снижение дебита скважин.

При сниженном пластовом давлении во избежание поглощений промывочной жидкости и других осложнений часто бывает необходимо изменить технологию вскрытия продуктивных пластов в бурящихся скважинах.

Одна из важных особенностей газовых залежей обусловлена тем, что вследствие высокой подвижности газа даже при больших размерах залежей каждая из них представляет собою единую газодинамическую систему, все части которой в процессе разработки взаимодействуют. Это создает предпосылки для управления процессом разработки путем изменения отборов газа из различных частей залежи с целью перераспределения пластового давления в ее пределах и возможно большего замедления темпов его снижения в зонах наибольшего отбора.

Другая особенность разработки газовых залежей, также обусловленная высокой подвижностью пластового газа,— высокие дебиты скважин, примерно на два порядка превышающие дебиты нефтяных скважин при одинаковых коллекторских свойствах пластов. Это позволяет обеспечивать достаточно высокие темпы разработки относительно небольшим количеством скважин, т. е. при намного меньшей плотности сеток скважин, чем для нефтяных залежей.

Как отмечалось, по мере снижения пластового и забойного давлений дебит газовых скважин уменьшается. Для большей продолжительности периода сохранения достигнутого максимального уровня добычи газа по мере снижения дебита скважин бурят и вводят в эксплуатацию дополнительные скважины. В результате фонд действующих скважин постепенно возрастает. Но и при этом средняя плотность сетки скважин остается намного меньшей, чем при разработке нефтяных залежей. После отбора 60—70 % извлекаемых запасов газа бурение скважин обычно прекращают.

Свои особенности имеет разработка газоконденсатных залежей. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации. В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно начинаются фазовые переходы — часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в

пустотах породы и остается в недрах, что обуславливает его потери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Конденсат—ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата, весьма актуальна проблема применения систем разработки, обеспечивающих поддержание пластового давления выше давления начала конденсации. В настоящее время считают возможным применение для этой цели методов нагнетания в пласт сухого газа или воды.

Более приемлем первый метод, при котором в пласт нагнетается освобожденный от конденсата газ, добываемый из той же залежи, в полном его объеме или частично в зависимости от того, сколько нужно газа для поддержания пластового давления на заданном уровне. Такой технологический прием называют сайклинг-процессом. Закачку сухого газа в пласт необходимо проводить до тех пор, пока содержание конденсата в добываемом газе не снизится до минимально допустимого с экономической точки зрения. После этого нагнетание газа должно быть прекращено, нагнетательные скважины переведены в фонд добывающих и залежь должна разрабатываться как обычная газовая. Внедрение этого процесса сдерживается тем, что значительная часть сухого газа продолжительное время не будет использоваться в народном хозяйстве, а также техническими сложностями реализации процесса.

Важная особенность проектирования разработки газовых и газоконденсатных залежей с малым содержанием конденсата при природных режимах заключается в том, что общее проектное количество добывающих скважин определяется исходя из необходимости обеспечения возможно более продолжительного периода эксплуатации с максимальным уровнем добычи газа. Проблема достижения проектного коэффициента извлечения газа решается параллельно этим же количеством скважин. С

началом падения добычи газа из залежи бурение скважин обычно прекращают.

Строение газовых залежей по сравнению с нефтяными в конечном счете освещается значительно меньшим количеством скважин. В связи с этим при изучении геологического строения залежей и запасов газа особенно важно использовать все возможные косвенные методы — гидродинамические, материального баланса и др.

На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки большое влияние оказывает их геолого-промысловая характеристика.

Так, характер природного режима во многом влияет на темпы падения пластового давления при разработке и, следовательно, на характер снижения дебита скважин. В свою очередь, это определяет масштабы и сроки бурения дополнительных скважин, необходимых для возможно более продолжительного сохранения максимального уровня добычи газа, технологию эксплуатации скважин и сроки обустройства месторождения. При прочих равных условиях в случае водонапорного режима пластовое давление снижается медленнее, чем в случае газового режима, с повышением активности краевой области падение давления замедляется. Вместе с тем действие водонапорного режима приводит и к неблагоприятным последствиям. При неоднородности коллекторских свойств газоносных пород по площади и разрезу, а также неравномерности дренирования залежи в разных частях ее объема происходит ускоренное продвижение воды по высокопроницаемым прослоям разреза. Это может стать причиной преждевременного обводнения скважин, расположенных в пределах текущего внешнего контура газоносности.

В связи с разной степенью неоднородности продуктивных горизонтов величина коэффициента извлечения газа при водонапорном режиме колеблется в довольно широком диапазоне. На залежах с умеренной неоднородностью коллекторских свойств может достигаться наиболее

высокая величина коэффициента извлечения газа, близкая к таковой при газовом режиме. При высокой геологической неоднородности конечный коэффициент извлечения газа остается намного меньшим.

Геологическое строение залежей оказывает влияние на решение вопроса о выделении эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельными сериями скважин. Залежи массивного строения, представляющие собой четко выраженные единые гидродинамические системы, даже в случае большой мощности продуктивных отложений, достигающей нескольких сот метров, при газовом режиме можно разрабатывать одной серией скважин, т. е. как единый эксплуатационный объект.

Значительное влияние на системы разработки и обустройства газовых месторождений оказывает глубина залежей. При инфильтрационной природе пластового давления (а именно в этих условиях наиболее вероятно проявление активного водонапорного режима) глубина залегания продуктивного пласта определяет величину начального давления. Последнее же влияет на начальные дебиты скважин и на динамику добычи газа из залежи.

При закачке в пласт сухого газа при обосновании системы размещения нагнетательных и добывающих скважин следует учитывать, наличие или отсутствие связи залежи с законтурной областью, размеры залежи, углы падения пород. При небольших размерах залежи, значительных углах падения пород и отсутствии взаимодействия залежи с законтурной областью (залежь литологического типа с наличием вторичного «запечатывающего» слоя у ее основания) предпочтение может быть отдано варианту с размещением нагнетательных скважин во внутренней части залежи, а добывающих—во внешней. Этот вариант имеет следующие преимущества: направленность вытеснения более плотного пластового газа менее плотным сухим сверху вниз, что обеспечивает высокую эффективность процесса: отсутствие геологических

предпосылок для оттеснения части пластового газа за пределы залежи: возможность перевода нагнетательных скважин в фонд добывающих после завершения сайклинг-процесса.

Геологические факторы [16,28,53,38] оказывают большое влияние на выбор системы и условия разработки газовых и газоконденсатных месторождений, но на их основе даются лишь предварительные рекомендации о возможных технологических решениях. Это обусловлено тем, что на выбор систем разработки газовых залежей в большей степени по сравнению с нефтяными оказывают влияние такие факторы, как заданный темп разработки месторождения, соответствующая ему скорость снижения пластового давления, требующийся комплекс промысловых сооружений и необходимые сроки их строительства при разных вариантах размещения скважин, технические возможности по закачке в пласты газа или воды и др.

## **2.2.Комплекс работ по извлечению газоконденсатной смеси из пласта-коллектора**

Осуществляется на газоконденсатном месторождении посредством реализации определённой системы разработки - размещением на площади газоносности и структуре необходимого числа эксплуатационного, нагнетательного, наблюдательного и пьезометрического скважин, соблюдением порядка ввода их в эксплуатацию и поддержанием необходимых технологических режимов эксплуатации скважин [19,27,33,38,41,49]. Добываемая газоконденсатная смесь на поверхности подвергается промысловой обработке. Для этого применяется соответствующая система обустройства газоконденсатного промысла, включающая поверхностное оборудование для сбора газоконденсатной смеси, разделения её на газ и конденсат, отделения сопутствующих ценных компонентов, очистки, осушки, компримирования газа и подачи его потребителю или в магистральный газопровод, а также первичной

переработки конденсата (разделение на фракции) и транспортирования его на конденсатный завод.

Под рациональной системой Р. г. м. и обустройства промысла понимается система, при которой обеспечивается заданная добыча газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами газо- и конденсатоотдачи при соблюдении условий охраны недр и окружающей среды. Р.г.м. характеризуется следующими основными и технологическими и технико-экономическими показателями:

Зависимостями изменения во времени среднего пластового давления, забойных и устьевых давлений по скважинам, необходимого числа скважин и мощности компрессорных станций, объёмов поступающей в залежь пластовой воды, технол. параметрами системы обустройства промысла, а также необходимыми уровнями капитальных вложений и эксплуатационных расходов, себестоимостью добычи газа и конденсата.

Изменение этих показателей в значительном мере зависит от режима газоконденсатной залежи [12,21,31,37,46,51,63].

Р.г.м. сопровождается фазовыми превращениями пластовой газоконденсатной смеси с массообменом компонентов между газовой и жидкой фазами в процессе изменения термобарических условий залежи. Р. г. м. с истощением пластовой энергии может вестись как при газовом, так и при водонапорном режимах. Снижение пластового давления при практически неизменной пластовой температуре в процессе Р.г.м. приводит к повсеместному выпадению конденсата в пласте и изменению его содержания, а также содержания отдельных компонентов газоконденсатной смеси в продукции эксплуатационных скважин. Выпавший в пласте конденсат практически на поверхность не выносится. Это обуславливает его иногда большие пластовые потери, достигающие 70% от потенциального содержания конденсата в газоконденсатной смеси (Р. г. м. с истощением пластовой энергии на газовом режиме). Выпавший в

пласте конденсат практически не влияет на величину коэффициента газонасыщенности продуктивного пласта- коллектора и поэтому существенно не изменяет его ёмкостные и фильтрационные параметры.

В призабойной зоне пласта имеет место двухфазная фильтрация газа и конденсата. При водонапорном режиме внедряющаяся в залежь вода частично поддерживает пластовое давление в газоносных зонах пласта и вытесняет выпавший в пласте конденсат. Однако неоднородность коллекторских свойств продуктивного пласта приводит к избирательному и нерегулируемому продвижению воды и значит. снижению газо- и конденсатоотдачи пласта. Изменение содержания компонентов добываемой из пласта газоконденсатной смеси при снижении пластового давления меняет конденсатоотдачу даже при постоянных объёмах добычи газа [15,22,37,43,56,71].

Работа газоконденсатных скважин регламентируется технологическими режимами эксплуатации, которые осуществляются путём поддержания и регулирования на забоях (устьях) скважин или наземных сооружениях заданных условий изменения дебита и давления, обеспечивающих соблюдение правил охраны окружающей среды и безаварийной эксплуатации скважин.

Различают следующие технологические режимы эксплуатации скважин: максимально допустимая депрессия на пласт, допустимый градиент давления; постоянный дебит газа; изменяющийся во времени дебит газа, распределённый между скважинами с условием минимальных потерь давления или максимизации суммарного или допрорывного коэффициента конденсатоотдачи пласта; градиент давления, обеспечивающий безводную эксплуатацию скважин при проявлении водонапорного режима пласта или наличии подошвенной воды. На выбор технологического режима эксплуатации скважин при прочих равных условиях влияют тип залежи, начальные термобарические условия, прочность газового пласта, состав пластового газа, технологические

особенности эксплуатации скважин (дросселирования газа в призабойной зоне, гидратообразование в стволе скважины, удаление жидкости из ствола скважины).

Различают пассивные и активные способы Р. г. м. [6,19,26,35,42,61] Пассивные способы, приводящие к истощению пластовой энергии и основанные на регулировании технологических режимов работы только эксплуатационных скважин, позволяют увеличить конечную конденсатоотдачу пласта не более чем на 5%. Активные способы, основанные на регулировании энергии пласта, предотвращающем или значительно снижающем выделение в нём конденсата, позволяют увеличить конденсатоотдачу на 15-20%. Выделяют методы глобального и локального воздействия на пласт. Глобальные методы предусматривают воздействие на весь пласт или часть его через систему нагнетательных и эксплуатационных скважин и обеспечивают поддержание пластового давления или способствуют вытеснению уже выпавшего конденсата в пласте. Для поддержания пластового давления в пласт закачивают рабочий агент: углеводородные, неуглеводородные газы или их смеси, воду. В качестве углеводородных газов используют сухой газ, добываемый из газоконденсатной смеси, прошедшей промышленную обработку с целью удаления высококипящих углеводородов C<sub>5</sub>+высшие, а в качестве неуглеводородных газов - двуокись углерода, азот, дымовые газы. Пластовое давление поддерживают на уровне (или выше) давления начала конденсации и ниже давления начала конденсации пластовой газоконденсатной смеси. В первом случае во всём пласте за исключением призабойных зон эксплуатац. скважин создаются условия, предотвращающие выделение конденсата. Во втором случае месторождение разрабатывают вначале в течение некоторого времени на режиме истощения и лишь затем начинают закачку в пласт газа. Для обоснования экономических целесообразности обратной закачки определяют содержание конденсата в газе, оценивают схему обработки

добываемого газа и расходы на нагнетание рабочего агента. Количество закачиваемого газа может быть выше (используют газ с соседних месторождений), равным или меньшим количества отбираемого из пласта газа. В последнем случае часть отбираемого из пласта газа подаётся потребителю. Поддержание пластового давления осуществляется также путём закачки в пласт воды. Возможное преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности коллекторских свойств пласта по площади и толщине, а также неравномерное дренирование отд. пачек и пропластков, осложняемое неравномерной закачкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетат. скважинах, резко ограничивают перспективы закачки воды на газоконденсатных месторождениях. Этот метод поддержания пластового давления используют на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями, разработка которых связана с проявлением повышенной деформации продуктивного коллектора. Закачку рабочего агента осуществляют через нагнетательной скважины, при высоком сопротивлении которых проводят очистку призабойной зоны и забоя продувкой газом, кислотной обработкой, торпедированием, дополнительной перфорацией, гидроразрывом пласта.

Вытеснение из пласта выпавшего газового конденсата производят после Р.г. м. на режиме истощения. В качестве рабочего агента используют воду или разл. углеводородные (этан-пропановая смесь, широкая фракция лёгких углеводородов) или неуглеводородные (двуокись углерода, мицеллярные растворы) растворители

Методы локального воздействия позволяют предотвратить или снизить потери конденсата в призабойной зоне эксплуатац. скважин. Это достигается прогревом призабойной зоны в первом случае до температуры, превышающей критическую температуру пластовой смеси, и во втором случае выше пластовой температуры, но ниже при конденсермы.

Извлечение на поверхность выпавшего в призабойной зоне конденсата осуществляется также в результате периодической закачки в

эксплуатационной скважины и отбора из них растворителей. При выборе способа воздействия на пласт учитывают особенности изменения свойств пластовой газоконденсатной смеси и количества добываемого конденсата при изменении пластового давления, геологического строения залежи и степень изменения коллекторских свойств продуктивного пласта, технического и экономического ограничения.

Р.г.м. можно вести в 2 стадии: циркуляция газа с полным или частичным восстановлением пластового давления и истощение продуктивного пласта. Выбор последовательности определяется экономическими факторами. При высоком пластовом давлении Р.г.м. начинают в режиме истощения. Когда пластовое давление приблизится к давлению начала обратной конденсации смеси, осуществляют процесс циркуляции; после прорыва сухого газа к эксплуатационным скважинам разработку завершают в режиме истощения.

Основанием для проектирования Р.г.м. служат данные геолого-разведочных работ. Исходя из запасов месторождения и состояния углеводородов в пласте, определяют добычу, схему разработки и направление использования продукции. Установив технико-экономическую целесообразность осуществления процесса циркуляции и назначив оптимальные давления нагнетания, определяют число эксплуатационных и нагнетательных скважин с учётом возможности использования разведочных, оконтуривающих, непродуктивных.

При Р. г. м. на режиме истощения возможны следующие системы размещения скважин по площади газоносности: равномерное - по квадратной, треугольной сетке или в виде кольцевых батарей, цепочек скважин; неравномерное - в центральной (сводовой) части залежи.

При проявлении водонапорного режима выбор системы размещения скважин проводят с учётом возможного неравномерного дренирования продуктивных отложений по толщине пласта. При активных методах Р. г. м. нагнетательной и эксплуатационной скважины располагают в виде

цепочек или батарей. Выбор системы размещения скважин обосновывается технико-экономическими расчётами, при этом учитывают размещение пробуренных разведочных скважин, поверхностные условия и геол. особенности залежей. На выбор схемы размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин и расстояния между ними влияет возможность достижения наибольшего коэффициента охвата по объёму пласта нагнетаемым рабочим агентом при наименьших пластовых потерях конденсата в призабойной зоне эксплуатационных скважин и в зонах пласта, не охваченных процессом вытеснения.

### **2.3. Геолого-геофизическая характеристика месторождения Кокдумалак**

#### **Общие сведения о месторождении**

Унитарное дочернее предприятие «Мубарекнефтегаз» является дочерним предприятием Акционерной компании «Узнефтегаздобыча» (г.Ташкент). Основная производственная деятельность предприятия осуществляется в Кашкадарьинской и Бухарской и Наваийской областях.

Унитарное дочернее предприятие «Мубарекнефтегаз» является одним из крупных добывающих предприятий системы Национальной Холдинговой компании «Узбекнефтегаз».

Продукция предприятия нефть, конденсат и природный газ добываемый с месторождений является ценным сырьем для Мубарекского газоперерабатывающего завода, Ферганского и Бухарского нефтеперерабатывающих заводов и Навоийской ТЭС.

В 1997 году впервые, на месторождении «Кокдумалак», пущена в эксплуатацию компрессорная станция «Келлог» с закачкой газа в пласт с давлением более 500 атм. (сайклинг процесс).

В 2004 году, впервые в Узбекистане, на месторождении Южный Кемачи, внедрена технология разработки в режиме трёхфазного потока (одновременно – совместная эксплуатация газа и нефти), впоследствии применённая при обустройстве месторождения «Умид».

В 2004 году, впервые в Узбекистане, совместно с китайской компанией, внедрена технология бурения горизонтальных скважин. В 2005 году, впервые в Узбекистане, на месторождении «Кокдумалак», пущена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция по утилизации попутно-добываемых газов низкого давления.

Впервые в Узбекистане, на месторождении Кокдумалак, внедрена технология применения турбодетандерных установок, работающих на сернистом газе, при подготовке его на УКПГ - установке комплексной подготовки газа, получившая распространение на других месторождениях. Впервые в Узбекистане, на месторождении Денгизкуль внедрена и успешно эксплуатируется дожимная компрессорная станция, работающая на высокосернистом газе.

В непосредственной близости от месторождения кокдумалак расположен ряд разрабатываемых газоконденсатных и нефтеконденсатных месторождений (Култал, Памук, Заварды, Алан, Уртабулак).

В орографическом отношении площадь работ представляет собой слабо вскормленную пустыню, покрытую песками. Встречаются участки развития барханных песков и бессточных впадин, заполненных солончаками. Район относится к категории безводных. Единственной водной артерией является вышеуказанный водосборный канал.

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и относительно холодной малоснежной зимой. Для района характерны частые сильные ветры и пыльные бури.

Растительный животный мир беден и представлен формами, характерными для пустынных и полупустынных районов.

В настоящее время ведется активная разработка месторождения. На 2012 год накопленные значения по основным технологическим показателям разработки в целом по месторождению составляют:

- добыча нефти – 631492 тн;
- добыча попутного газа – 187211 тыс.м<sup>3</sup>;

- добыча свободного газа –  $4,9 \cdot 10^8$  м<sup>3</sup>;
- добыча конденсата – 66418 тн;
- добыча воды – 1783747;
- закачка сухого газа – 6431455,8 тыс.м<sup>3</sup>;
- закачка воды – 18465128 м<sup>3</sup>;

Среднесуточные показатели добычи по данным разработки декабрь месяц 2010 год составляют:

- нефти – 50531 тн;
- конденсата (утилизированного) -4424 тн;
- из газодобывающих скважин – 231 т/д;
- из нефтедобывающих (СП «Кокдумалакгаз»)-313 т/д;
- газа попутного – 14651 м<sup>3</sup>;
- воды – 154079 м<sup>3</sup>.

Среднесуточные показатели по закачке составляют;

- газа – 435,088 тыс.м<sup>3</sup> (включая газ, закачиваемый в газлифтные скважины);

Воды – 1550 тыс.м<sup>3</sup>.

Изменение пластового давления в газовой и конденсатной части

**Таблица 2.1**

**Нагнетание газа в пласт**

Год	Р <sub>пл</sub> Газовой части  кгс/см <sup>2</sup>	Падение давления на каждый год, кгс/см <sup>2</sup>		Падение давления, %		Дебит газа млн. м <sup>3</sup> /кгс/см <sup>2</sup>
		Сначала	В текуще м году	Сначала	В текуще м году	
1989	568,0	-	-	-	-	
1990	568,0	-	-	-	-	
1991	565,0	3	3	0,531	0,528	
1992	564,0	4	1	0,709	0,176	

1993	557,0	11	7	1,974	1,256	
1994	545,0	23	12	4,220	2,112	
1995	520,0	48	25	9,231	4,401	60,40
1996	459,0	109	61	19,190	13,28	41,08
1997	417,1	151,1	40,3	26,29	9,63	86,76
1998	387,0	181	30,0	31,9	7,80	186,43
1999	353,0	215	34,0	37,85	9,63	193,14
2000	325,0	243	28,0	42,78	8,61	248,59
2001	295,0	273	30,0	48,06	10,16	260,75
2002	259,0	309	36,0	54,40	13,89	238,07
2003	216,0	352	43,0	61,97	19,91	206,90
2004	183,0	385	33,0	67,78	18,03	254,99
2005	152,2	415,8	30,8	73,20	20,24	225,25
2006	130,0	438,0	22,2	77,11	17,08	325,81
2007	119,0	449	11,0	79,0	9,20	723,6
2008	111,0	457	8,0	80,5	7,20	1099,4
2009	105	463	6,0	82	8,5	1244,5
2010	99,7	468,3	5,3	82,5	5,05	1562,4
2011	79	489	20,7	86.1	7.9	364.8
2012	73,3	493	4	86.8	9.4	1608.6
2013	64,1	503,9	9,2	88,71	1,62	601,8

Сайклинг-процесс начался в июне 1997 года с пуском компрессорной станции и 10 газонагнетательных скважин. В начальный период этого процесса потенциальное содержание конденсата в пласте уменьшалось от 607 г/м<sup>3</sup> до 450 г/м<sup>3</sup>. Пластовое давления при этом составило 435 кгс/см<sup>2</sup>. С начала водонагнетательных работ в пластах до сайклинг-процесса в газоконденсатной части пластовое давления в каждом месяце понизилась на 2,5 кгс/см<sup>2</sup>.

#### **Показатели сайклинг-процесса**

1. Капитальные вложения – 210 млн.дол.
2. Период работы компрессорной станции – 18,5 год.

3. Добыча дополнительного конденсата в период работы сайклинг-процесса – 8,4 млн.тн.

4. Срок окупаемости вложенного капитала – 7,85 год.

Сведения о нагнетенного количества сухого газа в газовой пласт в  
2013 году

**Таблица 2.2**

**Сведения о извлеченного газа, обратно нагнетенного газа в пласт и газов транспортированного на газоперерабатывающей завод**

Месяцы	Число скважин	Нагнетенный газ, тыс. м <sup>3</sup>				
		На месяц	С начала года	С начала сезона	Среднее кол-во	
					За сутки	В одной скважине
Январ	5	143358	277841	86636432	4624	924,9
Феврал	8	170742	314100	86807174	6097,9	762,2
Март	13	253766	567866	87060940	8186	1064,2
Апрел	13	344546	912412	87405486	11484,8	382,8
Май	13	194526	1106938	87600012	6275	482,7
Июн	13	200068	1307006	87800080	6668,9	513
Июл	12	187485	1494491	87987565	6047,9	195,1
Август	12	236924	1731415	88224489	7642,7	636,9
Сентябр	10	111277	1842692	88335766	3709,2	370,9
Октябр	11	120851	1963543	88456617	4834	354,4

Таблица 2.3

Стратиграфия месторождения. (млн.м<sup>3</sup>)

Годы	Извлеченный газ		Газ нагнетенный в пласт		Газ транспортированный на МГПЗ	
	В году	Общая	В году	Общая	В году	Общая
2003	8896,592	52 069,436	6 127,728	35 191,219	3 649,419	24 752,135
2004	8414,785	60 484,221	6 212,552	41 403,771	3 171,584	27 923,719
2005	6937,644	67 421,865	5 733,063	47 136,834	2 267,942	30 191,661
2006	7355,766	74 654,921	5 749,910	52 886,744	3 669,99	33 861,651
2007	7959,757	880162,488	6 217,265	59 104,009	1 640,012	35 501,663
2008	8795,524	91 532,912	7 261,985	66 365,994	2 021,82	37 523,483
2009	8027,371	99 560,283	5 187,912	71 553.906	1 742,815	39 266,298
2010	7347,523	107507,656	5 507,841	77 061.747	495,93	39 762,236
2011	7552,214	115059,961	5 485,001	82 546,748	563,622	40 325,858
2012	6434,618	121 494,80	3 996,326	86 493,074	657,219	40 983,077
2013	5536,843	127031,42	1 963,543	88 456,617	830,216	41 813,293

В геологическом строении месторождения Кокдумалак принимают участие палеозойские, горские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения [15].

Палеозойские отложения на месторождения Кокдумалак не вскрыты.

Юрские отложения разделены на три резко отличающиеся друг от друга по составу и условиям образования толщи: терригенная, карбонатная и соляно-ангидритовая.

Терригенные отложения представлены переслоеванием глин и алевроитов с прослоями песчаников. Вскрыты в восточной части месторождения на глубине 3333 м (скважина №15). Вскрытая мощность составляет 298 м.

Карбонатные отложения (средний келловей-нижний Кембридж), согласно залегают на терригенных отложениях байсунской свиты и представлены разнообразным комплексом фациально – взаимосвязанных карбонатных пород, которых изменяется в широких пределах. Полная мощность отложений вскрыта лишь в зарифовых скважинах № 1 и 15, составляя соответственно 228 м 217 м, и в скважине № 1-0 хир. Расположенной вблизи контура рифа, где она составляет 364 м.

По характеру размещения коллектора в разрезе, а также по ряду генетических признаков, карбонатная формация делятся на две части: нижнего и относительно выдержанную по толщине (200-250 м), включающую отложения фаций открытого шельфа (в том числе мелководные и относительно глубоководные); верхнюю, представленную рифогенным комплексом толщиной до 300 м, а за пределами контура рифового массива – депрессионными фациями толщиной 11-18 м.

Карбонатная толща подразделена на 6 горизонтов. XVI горизонт. Полностью вскрыт скважинами № 1,15, 1-0хир. где его мощность составляет 51-76 м. Представлен темно-серыми глинистыми афалиетовыми известняками. Породы коллекторы с межзерновой пористостью в составе горизонта практически отсутствуют.

XV-а горизонт. Вскрыт скважинами №1, 15, 17 м 1-0 хир. В разрезе горизонта в небольшом количестве развиты породы коллекторы порового типа. Толщина горизонта 32-51 м.

XV – ПР горизонт. Породы коллекторы встречаются в виде единичных линз и пропластков небольшой толщины выклинивающихся на незначительном расстоянии и не коррелирующийся между скважинами. Их доля в разрезе обычно не превышает 3-5 %, иногда достигая 10-15%. Общая толщина горизонта по скважинам № 1, 15, 17, 1-0 хир. где он вскрыт полностью, изменяется от 94 до 129 м.

Рифогенный комплекс. На платных известняках XV – ПР горизонт замечает мощная толща пород, слагающая рифовый массив, который

возвышается над окружающими одновозрастными отложениями депрессионных фаций более чем на 200м (рисунок-1.1. и рисунок-1.2).

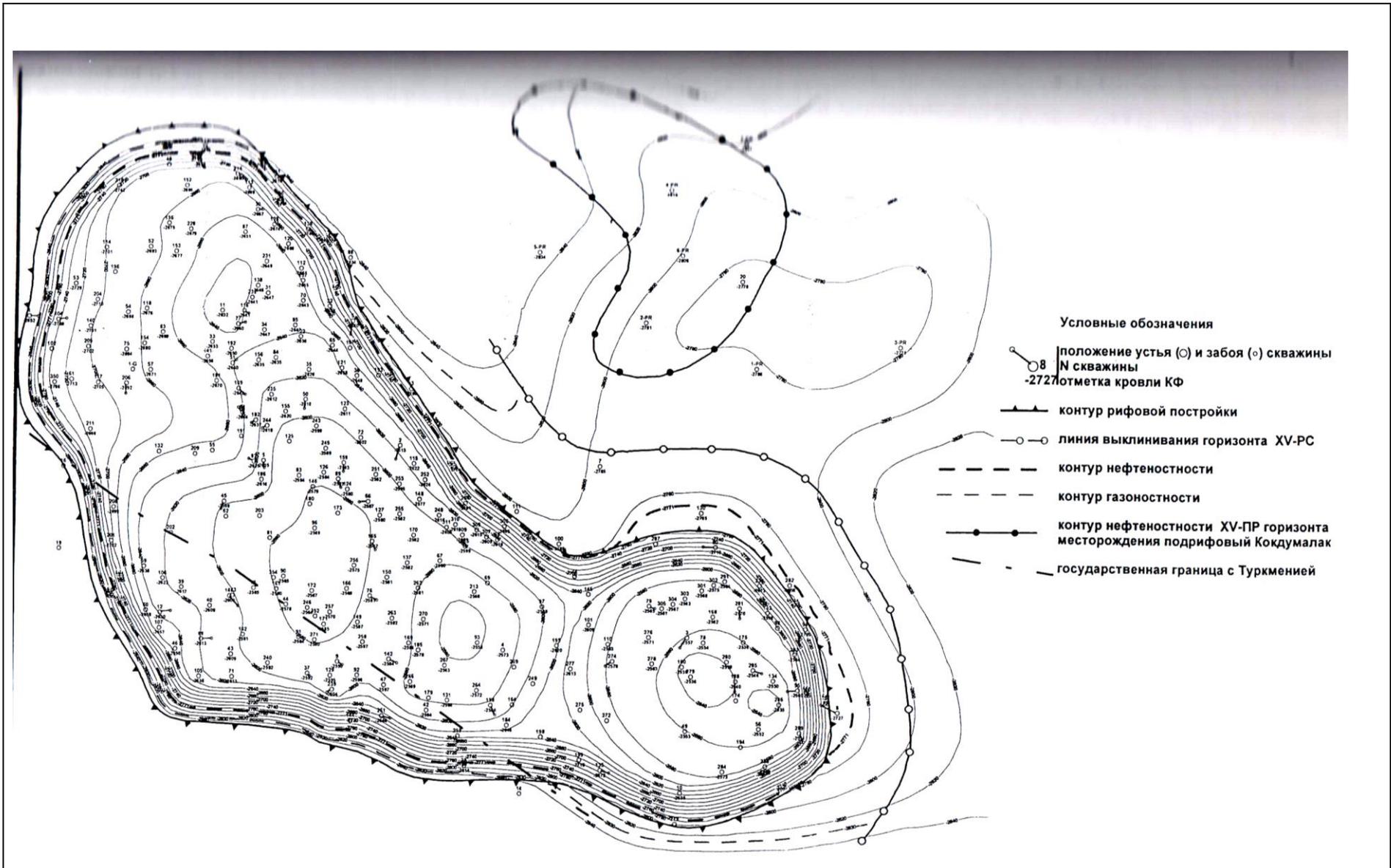
XV – НР горизонт. Основной особенностью в распространении отложений XV – НР горизонт является увеличение общей толщины из от кольцевого гребня в направлении центральной части рифовой постройки. Эта особенность в характере распространения XV – НР горизонта является общей для всех рифовых массивов региона (15).

XV–Р горизонт. Представляет собой массивную, наиболее высокеемкую часть рифового резервуара. Морфологической особенностью является чашеобразное углубления в центральной части массива, обращенное по всему периметру рифовой постройки узким гребнем с крутыми внешними склонами.

XV–РС горизонт выделен в основании рифогенного комплекса. Представлен горизонт качкой пород слоистого строения толщиной 30-60м, характеризующийся несколько ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами относительно XV – НР горизонт. Толщина качки возрастает от центральной зоны рифового массива к краевым, достигая максимального значения под гребнем и внешним склоном рифа.

По характеру внутреннего строения, писанного выше, рифовый комплекс Кондумалак относится к типу атоллоподобных (15,16).

Соляно-ангидритовая толща (кимеридж-титон), венчает юрские отложения на месторождения и является покрывкой продуктивного резервуара. В пределах 18-32 м, на склонах массива по всему периметру рифовой постройки руко увеличивается до 100 м, достигая 147 м, в обращаемой рифовый массив зоне, по лучившей название ангидритового века.



**Рисинок 2.1 Структурная карта кровли верхнеюрской карбонойтной формации месторождения Кокдумалак**



**Рисунок 2.2. Продольный геологический разрез продуктивной толщи месторождения Кокдумалак**

Общая толщина кимеридж–титонских отложений колеблется в пределах 525-878 м, при этом зона минимальных толщин располагается над рифовым массивом. Этот признак широко используется при картировании рифовых объектов сейсморазведочными работами.

Меловая система. Граница между юрской и меловой системами условно принята по кровле «верхних» ангидритов. В состав меловой системы входят отложения неокома, апта, альба (нижний мел), а также отложения сеноманского и туронского ярусов (верхний мел). Указанные отложения представлены терригенными осадками с редкими прослоями известняков. Общая мощность меловых отложений хорошо выдержала по площади и составляет 1917-1956 м. Палеогеновая, неогеновая и четвертичные системы-представлены из вестниками, глинами, песчаниками и суглинками четвертичного возраста. Общая мощность отложений по площади составляет 270-408 м.

#### **Тектоника месторождения.**

Тектоническом отношении месторождения Кокдумалак располагается в пределах Чарджоуской ступени, осложняющей северо-восточную часть Амударьинской впадины. Чарджоуская ступень отделяется от сопряженных с ней Бухарский и Багаджанской ступеней региональными разломами. Месторождения Кокдумалак располагается в юго-восточной части Денгизкульского поднятия. В строении платформенного чехла района, включающего юрско-кайнозойский комплекс осадков, выделяются два этажа, разделенных между собой кимеридж-титонской соленосной тольщей. Восточная часть верхнего над солевого этажа представляет собой фрагмент крупной брахиформной антиклинальной структуры. Западное погружение Кокдумалакской структуры постепенно переходит в бортовую зону довольно широкого прогиба. В строении нижнего подсолевого комплекса значительное отличие обусловлено наличием в верхней части карбонатной формации морфологически контрастно выраженного рифового массива,

расположенного на западном погружении Кокдумалакской складки и ориентированного ортогонально и простиранию.

На основании бурения эксплуатационных скважин № 38, 88, 119, 151 отличается несколько крутое падение бортовых складок по сравнению с первоначальными по строениями. Более подробно тектоническое строение месторождения Кокдумалак описано в работах (15, 16).

Продуктивный резервуар оцениваемого включает XV–НР, XV–Р и XV – РС горизонты. Несмотря на слоистое строение (переслаивание коллекторов с плотными породами) XV – НР и XV – РС горизонты сообщаются с массивной частью резервуара (XV – Р) и образуют единый гидродинамический резервуар массивного типа (15).

Эта принципиальная особенность резервуара, вытекающая из седиментационной модели, подтверждается данными эксплуатации месторождения [17]. При уточнении границ рифового массива с учетом данных, полученных по эксплуатационным скважинам, использованы следующие признаки:

- резкое сокращения толщины XV – НР горизонта или отсутствие его на, указывающие на близкое положение рифового гребня;

- вскрытие рифового гребня скважиной и характерная для пригребневой части рифа и его внешнего склона толщина нижних ангидритов кемиридж-титана, указывающая на положение вскрывший их скважины относительно вершинной им склоновой части рифовой постройки;

- резкое понижение отметки кровли известняков, указывающее на положение вскрывшей ими вне рифовой постройки.

Комплексное использование указанных признаков позволило уточнить границы рифовой постройки. В результате уточнения сократилась ширина постройки, особенно в створе скважин 7-14, где она согласно материалам первого подсчета запасов составляла 3 км, а в уточненном варианте – 1,93 км (с учетом данных по бурению отметки

вскрытия кровли известняков скважиной 100). Существенно увеличилась ширина окаймляющей рифовую постройку зоны распространения отложений XV – PC горизонта (16) которая в уточненном варианте составляет 0,7 км против 0,2 км, принятой в первой подсчете запасов (15). Расширение рифовой постройки в данной зоне является условным, и не отражает полной картины строения залежи в этой области, так как построения не подтверждены бурением скважин. Протяженность рифовой постройки практически не изменилась и составляет 8,5 км (Таблица 1.1).

**Таблица 2.4**

**Характеристика параметров залежи**

Параметры	Нефтяная часть залежи	Газоконденсатная часть залежи
Продуктивные горизонты	XV – P, PC	XV –P, NP, PC
Длина, км	9	8,25
Ширина, км	2,8-3,7	1,8-3,2
Высота, км	59	230
Площадь, км <sup>2</sup>	28,21	20,987
Эффективный продуктивный объем км <sup>2</sup> (F·h·k <sub>n</sub> )	218,1·10 <sup>2</sup>	368,4·10 <sup>6</sup>
Пределы изменения эффективных толщин, м	0-60	0,227
Средне взвешенная по площади эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м	44,7	111

Значительно изменилась морфология поверхности известняков в вершинной части рифового массива на фоне общего наклона массива к западу северо-западу выделяется несколько локальных куполов, которые при первом подсчете запасов не отличались. При этом седловина,

отделяющая восточный купол от западной части массива, вероятнее всего, имеет эрозионную природу и представляет собой пролив в сформированное рифовом массиве.

### **Нефтигазоносность.**

Флюидовмещающими породами в юрском резервуаре служат коллекторы порово–кавернозного типа, основной объем которых сосредоточим в верхней части карбонатной формации. Этаж нефтегазоности охватывает XV–РС, XV–Р и XV–НР горизонты, представляющие собой единую гидродинамическую систему с едиными водонефтяным и газонефтяным контактами.

В нижней части карбонатной формации (XV–ПР и XVI горизонты) породы-коллекторы с кондиционными коллекторскими свойствами отсутствуют.

подавляющей объем порово-кавернозных коллекторов (80%) сосредоточен в XV–Р горизонте, с которым связаны основные запасы углеводородов месторождения.

Промышленная нефтегазоносность месторождения Кокдумалак при первом подсчета запасов [15] установлена прямым опробованием 12 раз водочных скважин.

Всего было опробовано 84 интервала в 16 скважинах. В газ насыщенной части разреза промышленные притоки были получены из 27 интервалов в скважинах № 2, 5, 6, 8, 11, 12. В скважинах № 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 и 18 получены притоки нефти, а в скважинах 6 и 11 кроме этого были получены притоки нефти с водой (2 интервала) [15].

За 20 лет эксплуатации на месторождении было пробурено более 220 эксплуатационных скважин, все они попали в пределы рифовой постройки и подтвердили нефтегазоносность месторождения.

## **Остаточная водонасыщенность. Коэффициента газа и нефтенасыщенности.**

Определения остаточной водонасыщенности для оценки коэффициентов газа- нефтинасыщенности выполнялись по данным ГИС с использованием традиционных петрофизических связей и для установления степени достоверности полученных результатов были использованы данные по капиллярным исследованиям на керме [15]. Полученные результаты были реализованы на графике зависимости остаточной водонасыщенности от пористости [15, 17].

Коэффициент нефтенасыщенности к пересчету запасов [17] принят зависимости остаточной водонасыщенности от пористости. Значения этого параметра по отдельным скважинам, подсчетным полям и нефтенасыщенной части залежи в целом приведены в работе [17]. Средневзвешенная величина коэффициента нефтинасыщенности по месторождению составляет 0,92 против 0,87 по первому подсчету запасов [15], то есть данный параметр увеличился на 5,7 %.

В предыдущих отчетах по подсчету запасов коэффициент газонасыщенности определялся по данным ГИС суммарно для газа и остаточной нефти; затем из средних значений вычитала содержания остаточной нефти, принятое равным 3 % относительных. По первому подсчету средневзвешенное значения коэффициента газонасыщенности по залежи в целом составило 0,915, а по второму -0,92. Коэффициент газонасыщенности определялся по зависимости остаточной водонасыщенности, определенной прямым методом, от пористости [17]. Средневзвешенное значение его по залежи в целом составило 0,974, то есть несколько увеличилось (на 3,5%) по сравнению с ранее принятым.

Вместе с тем, в последнем пересчете запасов ОАО «Узбекгеофизика» принципиально пересмотрено содержания остаточной нефти в газоконденсатной части залежи [17], так как ранее выпасенные оценки и оказались недостоверными и явно заниженными [15, 16]. Доля

остаточной нефти в насыщенной газом и нефтью части порового пространства, определенная по разработанной методике ОАО «Узбекгеофизика» [17], составила 0,29 на среднем газоконденсатной части залежи по объему (-2713 м) (рисунок 1,3). Коэффициент остаточной нефтенасыщенности на  $k_{нт}$  равен 0,275. Отсюда  $k_r=0,947-0,275=0,672$  (17)

### **Физико – химическая характеристика газов, нефти и конденсата.**

Состав пластовых углеводородов. Методика, объемы и результаты исследований по данному разделу весьма обстоятельно изложены и представлены в полном объеме в материалах первого подсчета запасов УВ по рассматриваемому месторождению, произведенного в 1989 г [17]. Дополнительные данные, полученные в процесса эксплуатации месторождения, не учитывались, так как они характеризуют изменения начальных значений различных параметров по мере снижения пластового давления в залежи, и не имеют прямого отношения к пересчету начальных запасов.

Состав пластового газа. Компонентный состав пластового газа газоконденсатной части залежи и потенциальное содержание в нем стабильного конденсата, были определены в соответствии с действующей инструкций по данным лабораторных исследований проб отсепарированного газа и нестабильного конденсата, отобранных в процесса проведения промысловых исследований [17].

Газоконденсатные исследования проведены в большом объеме (в 23-х интервалах в скважинах № 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12) и охватывают разные части залежи по высоте и площади. По ими определен средний состав пластового газа (таблица 1.2.); в таблице также приведен расчет молекулярной массы по среднему составу газа.

Начальное потенциальное содержания конденсата составляет:  
в мольных процентах – 9,48;  
в единицах массы -678 г/м<sup>3</sup> (на сухой газ);  
в единицах массы -607 г/м<sup>3</sup> (на пластовый газ);  
средняя плотность конденсата -0,802 г/м<sup>3</sup>.

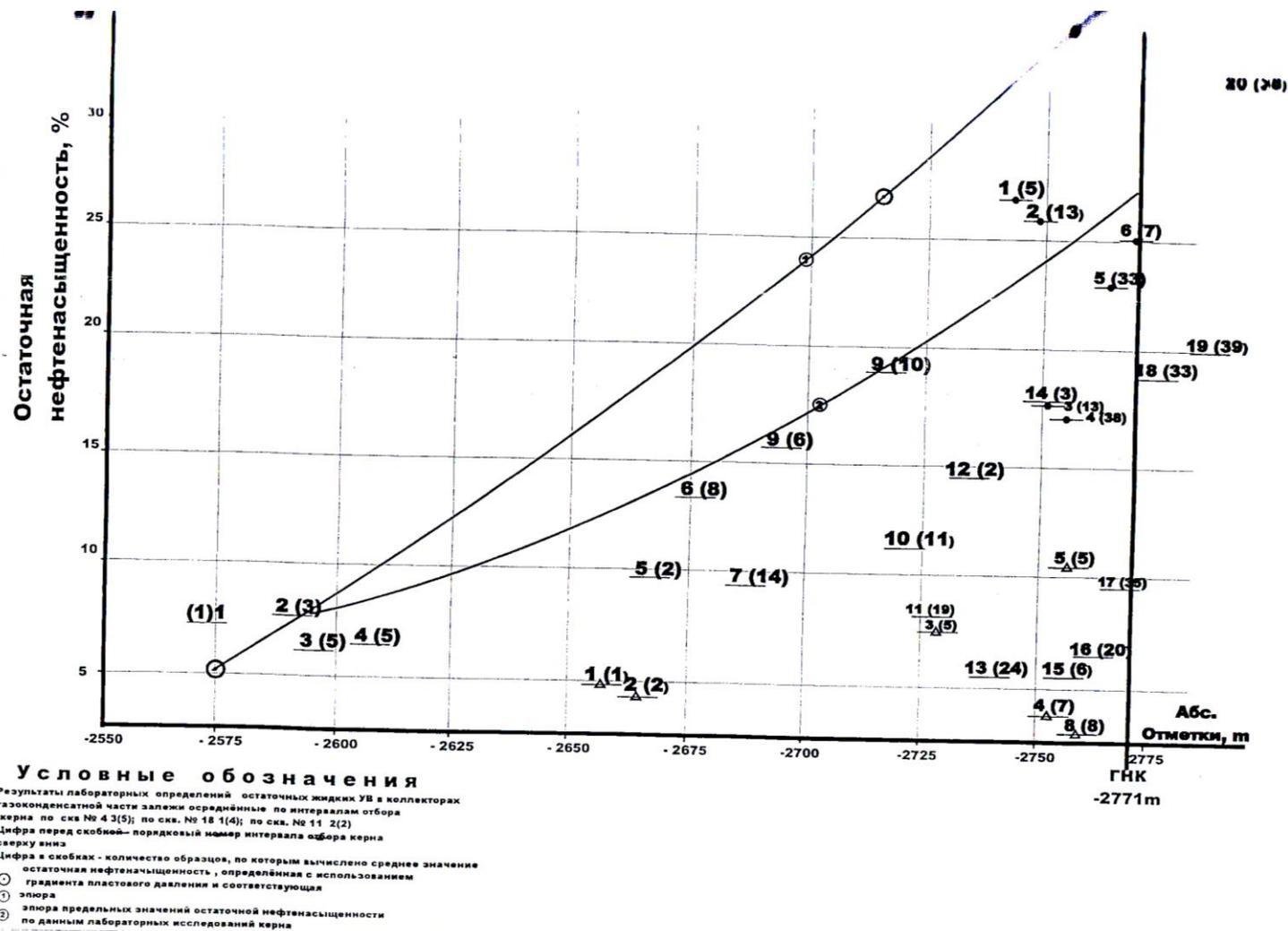


Рисунок 2.3. Изменение остаточной нефтенасыщенности по высоте газоконденсатной части залежи месторождения Кокдумалак

По расчетам средняя величина коэффициента извлечения конденсата при разработке газа, без поддержания пластового давления составляет 0,274 при остаточном давлении в залежи равном 0,1 МПа. Для подсчета запасов бутанов, пропана и этана, содержащихся в свободном газе, рассчитана концентрация их в единицах массы:

- этана 71,38 г/м<sup>3</sup>;
- пропана 41,2 г/м<sup>3</sup>;
- изобутана 7,7 г/м<sup>3</sup>;
- нормального бутана 20,29 г/м<sup>3</sup>.

По лабораторному определению коэффициента сверхсжимаемости для пластовых условий было принято среднее значение 1,2126.

Средняя вязкость плотности пластового газа равна 0,430 г/м<sup>3</sup>.

**Таблица 2.5**

**Средний состав пластового газа.**

Мольное содержание компонентов, %									
СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	нфи С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12+в</sub> ыс	Н <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>	Н <sub>2</sub> С	Не
78,31	5,00	1,97	0,28	0,73	9,48	0,37	0,77	0,08	0,0 1
Молекулярная масса компонентов									
16,042	30,06	44,09	58,12	58,12	158	28,01	44,011	34,08	4,0
	8	4				6		2	0
Произведение мольных процентов на молекулярную массу компонентов									
1256,2	150,3	86,86	16,27	42,42	1498	1936	165,92	2,727	0,0
49	4	5	4	8		6	1		4
Молекулярная масса газа =3229/100=32,29									

Характеристика пластовой нефти. Параметры пластовой нефти изучались по глубинным и некомбинированным пробам нефти. Всего изучено 10 проб из скважин № 5, 6, 8, 10, 11, 12 и 13 (13).

Среднее газосодержание пластовой нефти составляет 273 м<sup>3</sup>/м, объемный коэффициент -1,63 плотность дегазированной нефти -873 кг/м<sup>3</sup> [15].

Из среднего состава нефтерастворенного газа (Таблица 2.6) следует, что последний относится к легким газам, по концентрации углеводородных компонентов – к низкосероводородному, пониженноазотному, с повышенным содержанием углекислого газа.

**Таблица 2.6**

**Средний состав нефтерастворенного газа.**

Мольное содержание компонентов, %													
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	и- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	и- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	н- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +выс	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Плотн по воздуху
85,27	4,79	1,78	0,27	0,71	0,27	0,27	0,31	0,16	1,02	1,75	0,11	4,22	0,678

Для подсчета запасов метана в составе нефтерастворенного газа рассчитаны концентрации в единицах массы:

- этана-4,79 г/м<sup>3</sup>;
- пропана-1,78 г/м<sup>3</sup>;
- бутана-0,98 г/м<sup>3</sup>.

Сероводородсодержащие газы и нефти. Средняя объемная доля сероводорода в пластовом газе составляет 0,08 % (массовая доля – 1,14 г/м<sup>3</sup>), что соответствует 1,077 элементарной серы в 1 м<sup>3</sup> газа при стандартных условиях [15]. Содержание сероводорода в нефтерастворенном газе составляет в среднем 0,12 % (массовая доля 1,72 г/м<sup>3</sup>), что соответствует 1,615 г элементарной серы 1 м<sup>3</sup> нефтерастворенного газа при стандартных условиях [15]. Изучения характера распределения концентрации H<sub>2</sub>S по высоте залежи показало

увеличения и при переходе от газоконденсатной залежи к нефтяной, что является вполне закономерным и согласуется с данным по другим режанам. По содержанию  $H_2S$  как пластовой, так и нефтестрастворенный газы относятся к низкосероводородосодержащим. Среднее массовое содержание серы в конденсате составляет 1,06 %, в нефти -41%. Эти инструкции являются промышленными.

### **Геотермическая характеристика.**

Пластовая температура в средней (по высоте) части залежи составляет 110 °С, на уровне ГНК 111,8 °С, на уровне ВНК 113,7 °С (15).

Геотермический градиент в интервале замечания карбонатных отложений составляет по большей части разреза 1,78 °С/100 м, геотермическая ступен-56,5 м/°С. Вблизи ВНК происходит резкое увеличение геотермического градиента до 5,33 °С/100м и уменьшение геотермической ступени до 18,7 м/°С. В соляно ангидритовой толще эти значения составляют 1,92 °С/100 м и 52 м/°С, а в вышелегающей толще мела – полеогена – неогена 3,33 °С/100м и 30 м/°С (15).

## **Выводы по главе II**

1. Одно из важных последствий падения пластового давления — постепенное снижение дебита скважин в процессе разработки. Это обусловлено нарушением линейного закона фильтрации вследствие весьма высоких скоростей движения газа в прискважинной зоне.

2. При снижении пластового и забойного давлений возрастает величина превышения над ними геостатического давления, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в призабойных зонах скважин. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород и происходит некоторое снижение дебита скважин.

3. На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки большое влияние оказывает их геолого-промысловая характеристика.

4. При выборе способа воздействия на пласт учитывают особенности изменения свойств пластовой газоконденсатной смеси и кол-ва добываемого конденсата при изменении пластового давления, геол. строение залежи и степень изменения коллекторских свойств продуктивного пласта, технического и экономического ограничения.

5. По расчетам средняя величина коэффициента извлечения конденсата при разработке газа, без поддержания пластового давления составляет 0,274 при остаточном давлении в залежи равном 0,1 МПа.

### **Глава III. Поддержания пластового давления на газовых и газоконденсатных промыслах УДП «Мубарекнефтваз» с применением «сайклинг-процесса»**

3.1. Оценка текущего состояния системы поддержание пластового давления

3.2. Общая характеристика производства.

3.3. Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин

#### **3.1. Оценка текущего состояния системы поддержание пластового давления**

На установках закачки попутного газа в пласт для поддержания пластового давления (сайклинг-установки) природный газ, находящийся под высоким давлением, отбензинивают путем низкотемпературной конденсации или масляной абсорбции. Сухой или тощий газ, остающийся после выделения высокомолекулярных компонентов, снова закачивают в нефтеносный пласт для поддержания пластового давления [22].

Характер месторождения предопределяет технику добычи газа. Поскольку газовый конденсат весьма ценен и из него могут быть получены бензин, дизельное топливо и другие продукты, то при разработке газоконденсатных месторождений применяют особые способы — за счет снижения давления добытого газа выделяют конденсат. В некоторых случаях сухой газ компромируют и закачивают в пласт. Извлечение конденсата и закачку сухого газа в пласт продолжают до тех пор, пока большая часть конденсата не будет извлечена. Для этих же целей разрабатывается способ поддержания пластового давления путем закачки воды в газоносные пласты. В этом случае возможно извлекать и использовать газ после сепарации — отбора конденсата.[57]

При разработке месторождений с поддержанием пластового давления (сайклинг-процесс) с целью сохранения высокого давления газа

целесообразно использовать масляную абсорбцию под высоким давлением. Во избежание ретроградного испарения абсорбционного масла давление в абсорбере допускается не выше 14—16 МПа.

На практике преобладание того или иного пути на данный момент определяется конкретными техничко-экономическими и экологическими условиями. Если до последнего времени интенсивное развитие означало, например, поддержание пластового давления закачкой воды, то в настоящее время — это в основном новые методы воздействия на пласт.

Абсорбционная схема применяется также на установках для поддержания пластового давления.

Переход к разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, когда газовый конденсат становится целевым продуктом разработки месторождения, требует применения новых процессов извлечения газоконденсата из природного газа и принципиального нового подхода к использованию его сырьевых ресурсов.

Количество постороннего газа для компенсации изменения объема добываемого газа за счет выделения из него конденсата и изменения его коэффициента сжимаемости.

Часто сайклинг- процесс применяют после ряда лет эксплуатации месторождения на истощение, т. е. без поддержания пластового давления. В этих случаях обратная закачка газа в пласт позволяет получать высокие отборы конденсата не только из-за предотвращения дальнейшей его конденсации в пласте, но и за счет растворения в нагнетаемом газе ранее выпавшего в пласте конденсата.

Для интенсификации притока жидкости и газа необходимо обеспечить сохранение пластового давления. От этого процесса и произошло название метода поддержания пластового давления (ППД), широко применяющегося в нефтегазодобывающей промышленности.

### **3.2.Общая характеристика производства**

ГНКС Кокдумалак предназначена для обеспечения технологического процесса, обратного нагнетания природного сероводородсодержащего газа в пласт (сайклинг-процесс), в целях более полного извлечения из недр газового конденсата и увеличения объемов его добычи.

ГНКС Кокдумалак является взрывоопасным объектом. Суммарная установленная мощность ГНКС Кокдумалак 72 MW , что позволяет закачивать в пласт месторождения сухой природный газ в обьими  $185,4 \cdot 10^3 - 310,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3 / \text{ч}$  при давлении магнитания 22,0-25,7 МПа.

В состав ГНКС Кондумалах входит:

- входной коллектор;
- четыре компрессорные линии;
- система цеолита;
- компрессора буферного газа;
- система сжатого воздуха;
- насосных оборотные водяного снабжения;
- блок входного распределительного манифольда нагмитательных скважин.

Каждая компрессорная линия длизакачки газа в пласт оснащена центробежными компрессорами низкого, среднего давлений и силовой турбиной ДР-61 фирмы «Дрессер-Ренд» (США) с газотурбинным приводом LM-2500 производства «Дженерал – электрик» (США).

В состав основного оборудования компрессорной линии в ходят:

- газомнератор LM-2500 (авиационный газотурбинный двигатель);
- сновая турбина;
- мультипликатор;
- центробежный компрессор низкого давления 101 У;

-двухфазный сепаратор на линии всасывания компрессора низкого давления 101 F;

-аппарат воздушного охлаждения газа рециркуляции 104 С, 104С,А;

-центробежный компрессор среднего давления 102 У;

- двухфазный сепаратор на линии всасывания компрессора среднего давления 102 F;

-аппарат воздушного охлаждения газа 1 ступени 106С, 106 С,А.

Центробежный компрессор низкого давления 101 У повышает давление перекачиваемого газа С 4,80-5,45 МПа до 13,13-15,98 МПа, центробежный компрессор среднего давления среднего давления 102 У с 13,13-15,98 до 220-25,7 МПа.

Каждая компрессорная линия для закачки газа в пласт оснащена следующими вспомогательными системами:

-пульт Управления Установки;

-система подготовки (фильтров) топливного газа для газовой турбина;

-система смазки гозогенератора LM-2500;

-система смазки мультипликатора, силовой турбины и компрессоров;

-система масляного уплотнения компрессоров низкого и среднего давлений;

-система подачи буферного газа, выполненная с применением 3-х поршневых компрессоров фирмы «Дрессер-Ренд» (США), общей производительностью 23538,3 м<sup>3</sup>/ч, с давлением нагнетания 11,0-13,5 МПа.

В качестве топливного газа для газовой турбины используется осушенный малосернистый газ, отбираемый индивидуально с входа каждой линии и редуцерусмый до давления 3,0-3,2 МПа.

При контакте турбинного масла с сероводородсодержащим газом происходит его значительное оседание, и масло становится непригодным. Для изолирования сероводородсодержащего газа внутри компрессора во избежание его контактирования с турбинным маслом в компрессор в

качестве буферного газа подается на установке безсернистый газ. Буферный газ с общей системы буферного газа подается на четыре компрессорные линии.

Система буферного газа состоит из газ цеолитовой установки для удаления из природного газа сероводорода ( $H_2S$ ) из трех компрессоров.

Цеолитовая установка для удаления сероводорода ( $H_2S$ ) состоит из следующего оборудования:

- панель местного управления;
- коалесцер (сепаратор) на входе подаваемого газа 101 LF2;
- четыре адсорбера 101 LF2-A/B/C/D;
- регенерационные охладители 101 LC1A/B;
- сепаратор на выходе регенерационного газа 101 LF1;
- фильтры на выходе регенерационного газа 101 LLA/B;
- фильтры на основе древесного угля на входе регенерационного газа 101 LL2A/B;
- фильтры на выходе буферного газа 101 LL3A/B;
- нагреватели регенерационного газа 101 LC2AA/2AB/2BA/2BB.

Цеолитовая установка снабжена также программируемым логическим устройством управления (PLC), которое автоматически после 8 часов работы переводит адсорбер из режима адсорбции в режим регенерации и охлаждения.

Компрессоры буферного газа обеспечивают подачу бессернистого отфильтрованного газа для использования его в качестве регенерационного газа в цеолитовую установку и в качестве буферного газа в компрессорной линии закачки газа в пласт.

На каждом из трех модулей компрессоров буферного газа смонтировано следующее оборудование:

- панель местного управления;
- электродвигатель мощностью 373 кВт 105 JM;
- двухцилиндровый компрессор 105 У;

- теплообменник с воздушным охлаждением 105 JS;
- опорожняемый коалесцер 105 JL/

Подача газа в пласт осуществляется через блок входного распределительного манифольда, подключенного к 17 нагнетательный скважинам и дополнительно к 2 коллекторам с выхода линии «Д» Блок входной распределительный манифольд предназначен для оперативного измерения, распределения и регулирования всего потока газа.

Пульт управления станций управляет общей работой всей системы. Каждая компрессорная линия управляется Пультом управления установки. Пульт управления станций взаимодействует с каждым пультом управления установки. Пульт управления установки с целью централизованного управления работы станции. Для оптимальной работы станции имеется схема распределения нагрузки.

#### **Характеристика газа перекачиваемого ГНКС.**

Газ для закачки в пласт месторождения Кокдумалак подвергается очистке от капельной жидкости и механических примесей, осушке его до требуемой температуры точки росы методами низкотемпературной сепарации и использованиям дроссель – эффекта на УКПГ Кокдумалак.

Перекачиваемый газ представляет собой много компонентную смесь углеводородов и незначительное количество не углеводородных компонентов.

Качество, горючего, природного, подаваемого на ГНКС, должно соответствовать требованиям Kst 057 86726-04:2003 (таблица 3.1).

#### **Реагенты**

На установке цеолитовой очистки газа ГНКС «Келлог» для очистки газа от сероводород и осушки причиняют синтетические цеолиты типа 4 А ни 5А (по классификации США) импортного производства которые соответствуют маркам NaA и CaA отечественных цеолитов.



Таблица 3.1

**Физико - химические показатели газа горючего природного, подаваемого на ГНКС с УКПГ Кокдумалак**

<b>Наименование показателей</b>	<b>Норма по КSt 05786726-04:2003</b>	<b>Метод испытаний</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1. Температура точки росы газа, по влаге, °С, не выше		
С 01.04. по 31.10	0	По ГОСТ 20060-83
С 01.11. по 31.03	Минус 5	По ГОСТ 20060-83
2. Температура точки росы газа, по углеводородам, °С, не выше		
С 01.04. по 31.10	0	По ГОСТ 20061-84
С 01.11. по 31.03	0	По ГОСТ 20061-84
3. Объемная доля сероводорода, % об., не более	0,12	По ГОСТ 22387.2-83
4. Масса меркаптановой серы, g/m <sup>3</sup> , не более	0,036	По ГОСТ 22387.2-83
5. Объемная доля кислорода, % об, не более	1,0	По ГОСТ 22387.2-83
6. Масса мех. примесей, g/m <sup>3</sup> , не более	0,003	По ГОСТ 22387.4-77

Синтетические цеолиты представляют собой алюмосиликаты кристаллической структуры. В общей виде состав цеолитов может быть представлен химической формулой



где Me + n-катион щелочного или щелочно – земельного металла.

Форма частиц синтетического цеолита может быть цилиндрической, шаровой.

Цеолиты, имея микропористую однородную структуру пор, в адсорбционном процессе проявляют молекулярно-ситовые свойства, что весьма важно для избирательного разделения компонентами с близкими свойствами.

Цвет синтетического цеолита белый с сероватым оттенком. Техническая характеристика цеолитов типа 4 А и 5А, применяемых на УЦОГ ГНКС «Келлог», приведена в таблице 3.2.

**Таблица 3.2**

**Техническая характеристика цеолитов, применяемых на УЦОГ ГНКС, «Келлог».**

Наименование показателей	Единица измерения	Норма импорта		Показатели обязательные для проверки
		4А	5А	
1	2	3	4	5
1. Средний диаметр пор	-9 10м	4	5	Перед загрузкой проверить внешний вид гранул и их целостность
2. Насыпная плотность:	кг/м <sup>3</sup>	30	30	
-для порошка	кг/м <sup>3</sup>	45	43	
-прочих частиц				
3. Адсорбционная вместимость сухого поглотителя:	г/г	0,285	0,280	
-для порошка	г/г	0,220	0,215	
-прочих частиц				
4. Адсорбируемые молекулы		<4	<5	
5. Неадсорбируемые молекулы				

## **Описание технологического процесса и технологической ГНКС Кокдумалак.**

Нагнетание газа обратно в пласт месторождения Кокдумалак позволяет поддерживать пластовое давление, которое падает вследствие ускоренной разработки залежи, и предотвращает регрардную конденсацию, что дает возможность извлекать из месторождения максимальное количество конденсата.

## **Описание технологической схемы НГКС и системы автоматического контроля, регулирования и управление технологическим процессом.**

Комплекс управления и контроля ГНКС имеет три направления:

- систему общего управления и контроля всей ГНКС;
- устройства управления и контроля цепочек компрессоров и панелей местного управления;
- контроля цеолитовой установки и компрессов буферного газа.

Система общего управления и контроля всей ГНКС, а также индивидуальные устройства управления и контроля компрессорных линий располагаются в помещении центральной диспетчерской, которые обеспечивают контроль над функционированием ГНКС.

Приборы управления и контроля участковой установки и компрессоров буферного газа находятся на панелях местного управления и контроля. Каждая из панелей местного управления и контроля передает общий сигнал тревоги и аварийного отключения на центральный пульт управления и контроля, располагаемый в помещении центральной диспетчерской.

Компрессорная линия управления Пультом управления установки (ИСП). Величина скорости вращения турбина компрессорной линии устанавливается объемах газа, поступающего с УКПГ и параметрами газа для нагнетания в пласт. При нормальной работе сигнал от контролера станции (РКС) у главного входного коллектора отрегулирует скорость

вращения турбины через контролер распределения нагрузки (ИИС) согласно наличию газа.

Устройство управлением распределения нагрузки контролирует скорость вращения газовой турбины каждой компрессорной линии, что позволяет компрессорным линиям равномерно распределять нагрузку между собой при подаче требуемого потока газа для закачки но в скважины.

В случае высокого давления в нагнетательном коллекторе (отключения одной или нескольких нагнетательных скважин) сигнал от датчика давления через контроллер давления у главного нагнетательного коллектора отменит сигнал от контроллера распределения нагрузки и понизит установочную точку контроллера скорости вращения турбины. По сигналу управления давлением избыточный газ из всасывания компрессоров низкого давления будет сбрасываться на факт.

Каждая ступень компрессора оборудована антипомпажным устройством, которое исключительно и полностью предназначено для данной ступени. (Помпаж – вредное явление при работе компрессоров – возникновение пульсации подачи и давления в трубопроводной системе). Сигналы от датчиков потока и давления на входе, на выходе каждой ступени используются антипомпажным контроллером данной ступени для управления открытием и закрытием соответствующих антипомпажных перепускных клапанов.

Сброс давления во всей линии в мучая остановки производится через клапаны сброса давления, установленные на выхода каждой ступени компрессорной линии. Автоматическая изоляция линии достигается закрытием входного и выходного запорных клапанов.

Кнопки аварийного отключения компрессорной линии расположены на локальной панели управления компрессором (ИСП) HS-810 и на панели управления линий в здание операторной HS-811. Каждая такая кнопка отключает и изолирует компрессорную линию путем закрытия

регулирующих клапанов всасывания, нагнетания и сброса газа с компрессоров через продувочные клапаны. Эти кнопки должны использоваться только в случае аварийной ситуации, например, в случае пожара, когда нужно изолировать и сбросить газ боли чем с одной компрессорной линия, оператор должен выждать 5 минут перед теш, как нажать кнопку каждой последующей линии.

Это условие налагается в связи с ограничением пропускной способности системы сброса на факел.

### **Система компримирования газа.**

#### **Компрессор низкого давления 101 У-А.**

Осушенный сероводородсодержащий природный газ из входного коллектора ГНКС с давления 4,80-5,45 МПа и температурой 27-45 °С поступает в двухфазный сепаратор 101 Р-А.

На всасывающем трубопровода компрессорной линии А установлен комплект из двух предохранительных клапанов PRV-1002 А и мести запорных клапанов, срабатывающих при превышении давления на линии выли допустимого (6,15 МПа) для сброса газа в факельного систему компрессорной линии.

В двухфазная сепараторе 101 F-А отбивается жидкость от газа (если жидкость присутствует, поскольку при нормальной работе УКПГ Кокдумалак её наличии не предполагается).

Верхний уровень жидкости в двухфазном сепараторе 101 F-А измеряется дистанционно прибором LT-810 Ф с передачей сигнала на вторичный прибор на пульте управления компрессорной линии. Предусмотрела сигнализация максимального уравия жидкости.

Нижний уровень жидкости в двухфазном сепараторе 101 F-А

#### **Система буферного газа**

Система буферного газа состоит из цеолитовой установки для удаления сероводорода из природного газа трех компрессоров.

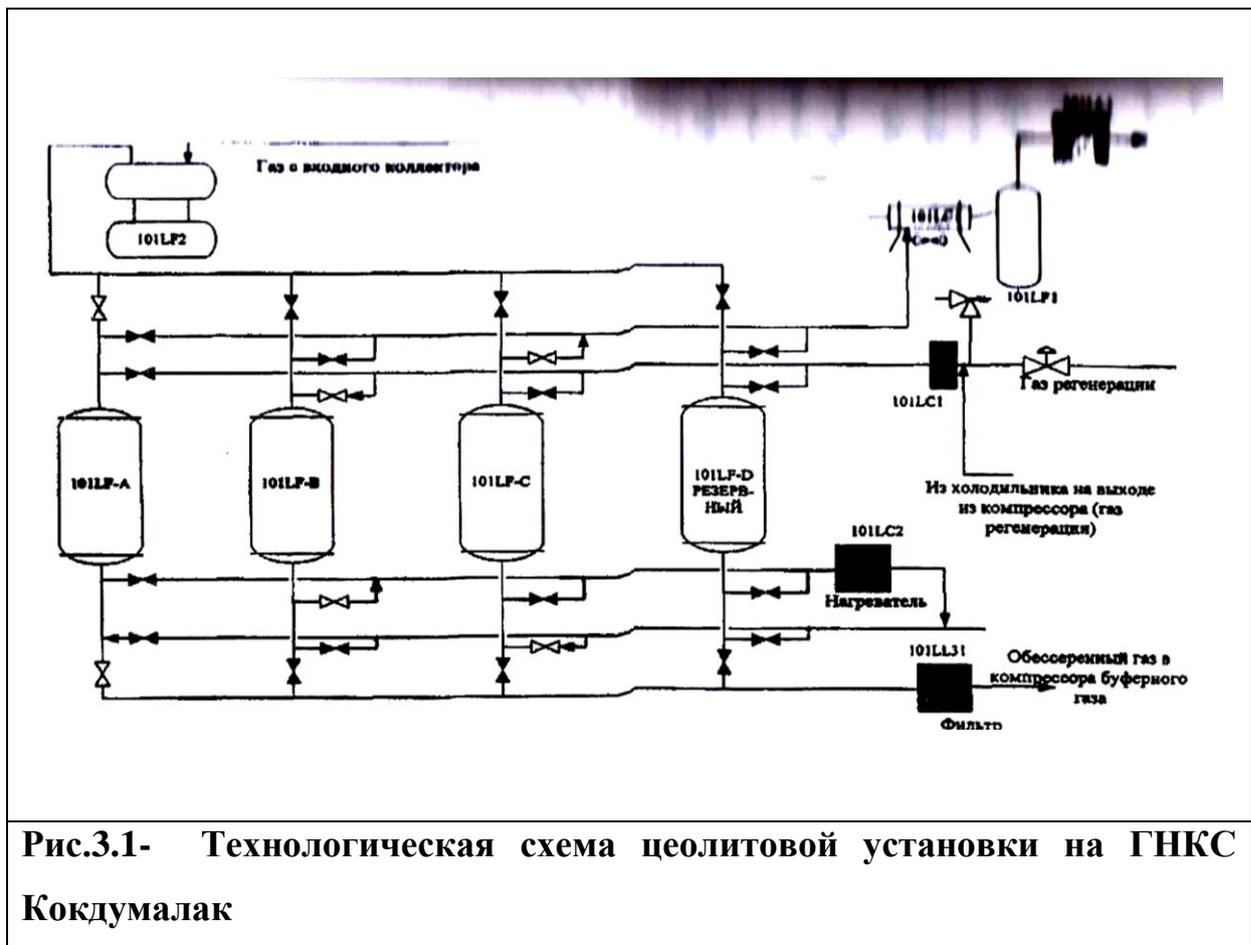
В цеолитовую установку природный газ поступает из входного коллектора с давлением 4,80-5,45 МПа и температурой 27-45 °С. На рисунке 2.2. представлена принципиальная технологическая схема цеолитовой установки. Цеолитовая установка снабжена программируемым логическим устройством управления (PLC), которое автоматически после 8 часов работы переводит адсорбер из режима адсорбции в режим регенерации и охлаждения.

При нормальной функционировании PLC автоматически переводит адсорберы через следующие стадии:

- адсорбция;
- десорбция;
- охлаждения;
- стадия готовности.

Из входного коллектора природный газ поступает в коалесцер (сепаратор) 101 LF-A, где предварительно из него удаляются увлекаемые механические примеси. Затем газ поступает в адсорбер 101 LF-A, где он проходит через молекулярное сито типа РК-38 и из него удаляются влага и сероводород H<sub>2</sub>S (до 0,004 % об). Далее обессеренный газ проходит фильтры на входе в компрессор буферного газа 101 LL-3A/3B, где из потока газа удаляются увлекаемые газом механические примеси.

Затем, большая часть обессеренного отфильтрованного ( $14652 \cdot 10^3 - 13,646 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) поступает на всас одного из компрессоров буферного газа 105 У - А/В/С меньшая часть ( $0,140 \cdot 10^3 - 0,172 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) – в один из нагревателей фильтрационного газа 101 CL-2A/2B в качестве топливного газа.



Компрессоры буферного газа 105 У - А/В/С обеспечивают подачу бессернистого газа, уже отфильтрованного, в качестве буферного газа в компрессорные линии закачки газа в пласт и в качестве газа регенерации в цеолитовой установке.

Обессеренный газ, поступающей из цеолитовой установки при давлении 4,80-5,445 МПа, в одну ступень сжимается до давления 11,0-13,5 МПа, с помощью двухцилиндрового компрессора 105 У – А. До буферный газ охлаждается в воздушном теплообменнике 105 УС – А до температуры 27-45 °С и поступает в коалесцирующий фильтр 105 УЛ-А, который отфильтровывается из газа все жидкости и твердые частицы.

Часть этого потока ( $7,141 \cdot 10^3 - 10,135 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) поступает в буферную систему компрессорной линии, часть ( $2,800 \cdot 10^3 - 3,200 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) – дросселируется до давления 4,80-5,45 МПа и направляется обратно в цеолитовую установку очистки.

Расход буферного газа, поступающего в компрессорную линию закачки газа в пласт, измеряется датчиком расхода FT-891A.

Автоматическое измерение и регулирование расхода газа регенерации поступающего в цеолитовую установку осуществляется дистанционно комплектом приборов FIS – 890A, регулирующий клапан, исполнения, P3; расположен на трубопровода выхода но из системы буферного газа.

Охлажденный буферный газ, поступающий из компрессор буферного газа в цеолитовую установку, проходит через фильтры на основе древесного угля на входе регенерационного газа 101 LL -2A/2B и направляется в адсорбер 101 LF-B, который находится в стадии охлаждения.

Регенерируют адсорбент продувкой адсорбера газом при повышенной температуре. Газ регенерации из адсорбера 101 LF-B, поступает в нагреватели регенерационного газа 101 LC-2A/2B, где нагревается до температуры 300 °С. Далее газ регенерации, направляется в низ адсорбера 101 LF-C, которые находится в стадии регенерации, проходит в вентиль, насыщается влагой и H<sub>2</sub>S.

Из адсорбера 101 LF-C, насыщенный влагой и H<sub>2</sub>S газ регенерации поступает в регенерационные охладители 101 LC-1A/1B, охлаждается и направляется в сепаратор регенерационного газа 101 LF, где из него потока удаляется сконденсированная жидкость дренажную емкость. Из сепаратора регенерационного газа 101 /F1 газ регенерации поступает в фильтры на выхода регенерационного газа 101 LL-1A/1B, где из него потока удаляются увлекаемые газом примеси.

Далее газ регенерации направляется на вход компрессорной линии закачки газа в пласт, месту ответвления потока газа регенерации в цеолитовую установку.

## **Фильтры топливного газа.**

В качестве топливного газа для газогенератора с выхода двухфазного сепаратора 101 F каждой компрессорной линии и регенерируемый до давления 3,0-3,2 МПа.

Автоматическое измерение и регулирования давления подачи топливного газа осуществляется дистанционно датчиком давления РТ-880 и комплектом РИС-880А, регенераций клапан РV-880 А исполнения “НО”, расположен на трубопроводе топливного газа из аппаратов 101 F-А,

Также в систему топливного газа компрессора поступает газ, уловленный в ловушках уплотняющего масла. Общий контроль давления в системе топливного газа осуществляется комплектом приборов РV-884 А.

На трубопроводе топливного газа установлен комплект из двух предохранительных клапанов РRV-1005А, РRV-1006А и мести запорных клапанов для аварийного сброса газа в факельную систему компрессорной линии А. Газ с обок источников фильтруется в фильтрах 102 L2-А и 102 L3-А для удаления всех частиц, размер которых превышает 0,01 микрон и подается в газогенератор LM-2500.

Приход давления газа до и после фильтра 102 L2-А измеряется дистанционного датчиком уровня LT-881А с передачей сигнала на пульт управления компрессорной линии. Приход давления газа до и после фильтра 102 L3-А измеряется дистанционного комплектом приборов РDT-882А, РDI-882А. предусмотрена сигнализация при перепаде давления газа вниз допустимого.

Уровень отбитой жидкости в фильтре 102 L3-А измеряется дистанционного датчиком уровня LT-881А с передачей сигнала на пульт управления компрессорной линии. Дренаж скопившейся жидкости в фильтрах производится в коллектор факельной системы линии А.

Топливный газ из фильтров 102 L2-А и 102 L3-А, объединившись в один поток направляется в газовую турбину.

Давление и температура в трубопроводе топливного газа измеряется по месту техническим манометром PI-883A и ртутным термометром TI-880A.

Автоматическое измерение расхода топливного газа осуществляется дистанционного диафрагменным расходомером FT-880 А с задачей показаний FI-880 А на пульт управления компрессорной линией.

### **Входной коллектор**

Очищенный и осушенный природный газ и с УКПГ Кокдумалак поступает на входной коллектор ГНКС при давлении 4,80-5,45 МПа температуре 27-45 °С.

Давления и температура газа на входном коллекторе ГНКС измеряются по месту техническим манометром PI -800 и ртутным термометром TI-800.

Автоматическое измерения и регулирование давления газа на линии сброса в факельную систему осуществляется дистанционно датчиком давления PIC-803, регулирующей клапан PV-803 исполнения «НЗ», расположен на том же трубопроводе.

Часть газа ( $185,419 \cdot 10^3 - 310 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/ч) из входного коллектора подается в компрессорную линию, часть ( $12,625 \cdot 10^3 - 13,646 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/ч) – в цеометовую установку. Из изоляционной установки газ регенерации возвращается обратно во входной коллектор.

Автоматическое измерения и регулирования давления газа после подключения газа регулирование осуществляется дистанционного датчиком давления PT-801 с передачей сигнала в контроллер станции PIC-801 передается в контроллер распределения нагрузки UIC-811A. Предулиотрена сигнализ контроллер станции PIC-801. Для балансирования нагрузки между компрессорами сигналы из контроллера станции PIC-801 передается в контроллер распределения нагрузки UIC-811A. Предусмотрена сигнализация минимального и максимального давления газа. На входном коллекторе ГНКС измерения и текущей

контроль над влажностью осуществляется дистанционным приборами АЕ-800, АТ-800 с передачей показаний на прибор АІ – 800, на пульте управления компрессорной линии. Предусмотрена сигнализация максимального влажностного содержания газа.

Газ компримируется на четырех идентичных линиях. Каждая линия состоит из двух последовательно работающих компрессоров, сидящих на одном валу с приводом от газовой турбины. При соблюдении проектной производительности ГНКС в работе находятся три компрессорные линии, четвертая – в резерве. Фактически в работе находятся четыре компрессорные линии.

Компрессорные линии ГНКС с точки зрения компоновки оборудования идентичны. На всасывающем трубопроводе компрессорной линии А расположен – отсекающий XV – 806 А исполнения. «НО», срабатывающей при прекращении подачи газа, управление которым производится комплектом приборов ZSCO-806 А.

Перепад давления газа до и после клапана – отсекающего XV-806А измеряется дистанционным датчиком перепада давления PDT-802А. Предусмотрена сигнализация при перепада давления газа выше допустимого (3,5 кПа).

#### **Факельная система**

В факельный сепаратор 104 F сброс газа производится с компрессорных линий при продувке, при сбросе с предохранительных клапанов, а также и при освобождении аппаратов ГНКС.

В факельном сепараторе 104 F осуществляется сепарация газа от капельных углеводородов. Давления и температура газа на входе в факельный сепаратор 104 F измеряется по месту техническим манометром PI-885 и ртутным термометром TI-885А. Уровень жидкости в сепараторе 104 F измеряется по месту визуально LG-886А с передачей показаний LI-886А в центральную диспетчерского. Предусмотрена сигнализация максимального и минимального уровней жидкости.

Из сепаратора 104 F конденсат направляется в дренажную емкость, газ на факел. На линии «Д» предусмотрен факельный сепаратор 104 F.

### **Определение объема нагнетаемого газа на газлифтные скважины.**

Для ведения правильного учета баланса отбора и закачки газа по месторождению актуальной задачей является определения текущего расхода закачиваемого газлифтного газа.

При решении данной задачи мы исходили из медулощех положений:

1. Имеется общей объеме закачиваемого газа через ГНКС «Келлог» (на 01.12.2010 г. –  $55,1 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/год).

2. Расход газа на газонагнетательные скважины определяем на основе методика расчета притока газа к добывающей (нагнетательной) скважине, которая базируется на данных гидродинамических исследований скважин.

Формула притока (оттока) газа к газодобывающей (нагнетательной) скважине имеет следующей вид:

$$P_{зab}^2 - P_{пл}^2 = AQ + BQ^2 \quad (3.1)$$

где  $P_{зab}$  - забойное давление, мс/см<sup>2</sup>;

$P_{пл}$  - пластовое давление, мс/см<sup>2</sup>;

A, B- коэффициенты фильтрационного сопротивления.

$$\left[ \frac{(м / с / см^2)^2}{м^3 / г}, \left( \frac{с кг / см^2}{м^3 / г} \right)^2 \right] \quad 3.1.1$$

На основе вышеприведенного уравнения можно определить дебет закачиваемого газа в нагнетательную скважину, который имеет следующей вид:

$$Q = \frac{A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{зab}^2 - P_{пл}^2)}}{2B} \quad (3.2)$$

В связи с отсутствием по нескольким скважинам новых данных о коэффициентах фильтрационных сопротивлений, находящая в

эксплуатации газонагнетательных скважин в расчетах много были использованы данные исследований, приведенных в работе [19]. Новые результаты были получены по скважинам №№89,109,113. Данные по давлениям на устье (трубное давление), затрубному давлению, глубине скважины (интервалы перфорации), диаметр эксплуатационной режима работы, НКТ были взяты из технологического режима работы этих скважин. При этом определения забойного давления осуществлялось по расчетной методим, по формуле:

$$P_{заб} = P_y e^S \quad (3.3)$$

$$S = 0,03415 \frac{\bar{S}L}{Z_{cp} T_{cp}} \quad (3.4)$$

где  $P_y$  - давления на устье , кг с/см<sup>2</sup>;

$L$  -глубина скважины, м;

$S$  - относительная плотность газа;

$Z_{cp}$  - коэффициент сверхсжимаемости газа.

На основании приведенной методики и исходных данных по технологическому режиму эксплуатации скважин на IV – й квартал 2010г были рассчитаны объемы закачивавшего газа в газонагнетательные скважина.

3. После определения общего расхода газа на газомангнитательные скважины ( $Q_{гн}$ ), имея расход закачиваемого газа через ГНКС «Келлог» ( $Q_{келлог}$ ), по следующему выражению определим оставшийся объем газа, который поступает в газлифтные скважины  $Q_{гн}$ :

$$Q_{гн} = Q_{келлог} - Q_{гн} \quad (3.5)$$

По результатам расчетов объемы газа, закачиваемые в газомогнетатильные скважине ( $Q_{гн}$ ), составляют скола  $14,54 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/д. При

этом, исходя из формулы (2.5), зная расходы по  $Q_{\text{келлог}}$ , находим расход газлифтного газа:

$$Q_{\text{гн}} = Q_{\text{келлог}} - Q_{\text{гн}} = 22,30 - 14,54 = 7,76$$

Итак, общей фильтровочный объем газа, закачиваемый в газлифтные скважины, составляет около  $7,8 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/д. Учитывая недостаточность исходных данных, а также то, что некоторые из них приняты на основе выполненных ранее исследований скважин, результаты расчетов можно использовать только для примерной оценки объемов газлифтного газа.

Для получения более точных результатов по данной методике следует (так как отсутствуют стационарные расходомерами) провести гидродинамические исследования с использованием глубинных манометров и определением коэффициентов А и В.

Однако, более достоверным методом определения данного параметра являются регулярные прямые замеры портативными расходомерами либо установка стационарных расходомеров.

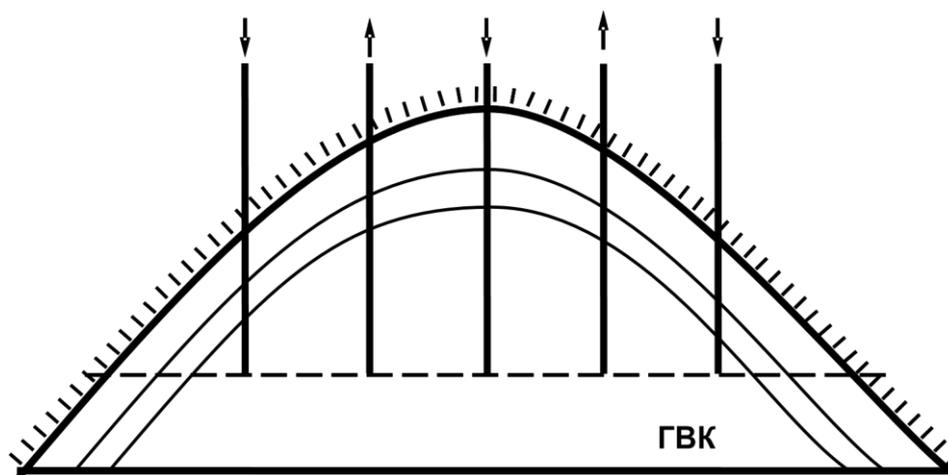
### **3.3 Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин**

Известно, что на отечественных месторождениях разработка газоконденсатных залежей осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. Такой режим ведет к потере определенных, нередко значительных, объемов углеводородного конденсата, поскольку растворенный в пластовом газе газоконденсатных залежей углеводородный конденсат при снижении пластового давления выпадает из газовой фазы. Осаждаясь в пласте, он становится полностью или частично неподвижным. Так, например, на Вуктыльском газоконденсатном месторождении потери конденсата в пласте из-за снижения пластового давления составляют около 120 млн т. Подобное происходит потому, что во времена СССР не оказалось возможным организовать сайклинг-процесс по разным причинам.

На современном уровне развития нефтегазовой отрасли при разработке газоконденсатных залежей со значительным содержанием конденсата в пластовом газе целесообразно и возможно, с целью повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК), осуществлять поддержание пластового давления.

Для нефтяных месторождений основным способом поддержания пластового давления является закачка воды. Опыт же разработки при естественном водонапорном режиме газовых месторождений с неоднородными по коллекторским свойствам пластами показывает, что имеют место невысокие коэффициенты газоотдачи (до 50% и менее). Поэтому при заводнении газоконденсатной залежи возможны значительные потери газа в пласте. Кроме этого, при заводнении теряется не просто газ, а газ вместе с конденсатом. Это означает, что каждый пузырек теряемого газа содержит в себе и растворенный конденсат. Поэтому недропользователь может не увеличить, а снизить не только коэффициент газоотдачи, но и коэффициент конденсатоотдачи.

Альтернативой заводнению является сайклинг-процесс, предполагающий обратную закачку в пласт сухого газа после отделения жидких углеводородов. Закачка осуществляется для поддержания пластового давления [1–3]. На рис. 1 схематично показана традиционная технология сайклинг-процесса применительно к водоплавающей газоконденсатной залежи. Условимся называть данную технологию латеральным сайклинг-процессом по причинам, понятным из дальнейшего изложения. Пунктирной линией на рисунке условно отмечен уровень забоев добывающих и нагнетательных вертикальных скважин. При приближении данного уровня к отметке газоводяного контакта (ГВК) увеличивается коэффициент охвата в процессе вытеснения жирного газа сухим. Зато возрастает вероятность ускоренного обводнения добываемой продукции за счет конусообразования.



**Рис. 3.2. Схема технологии латерального сайклинг-процесса.**

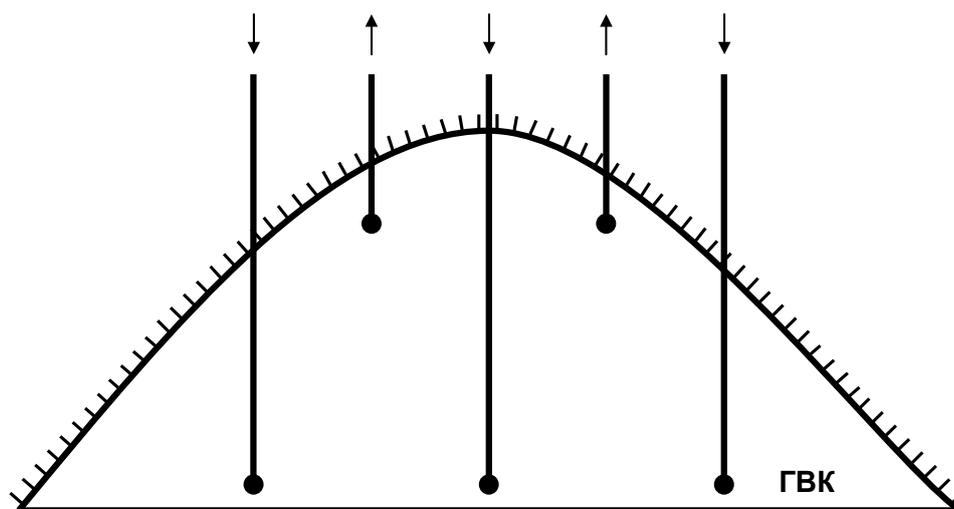
Пояснения в тексте

Нередко расстояние от уровня, отмеченного пунктирной линией, до ГВК составляет порядка 25–50 м. Тогда объем продуктивного пласта ниже уровня забоев (пунктирной линии на рисунке) не будет охвачен процессом вытеснения жирного газа сухим. То есть коэффициент охвата в формуле для КИК оказывается заведомо невысоким.

Кроме этого, имеются еще два негативных фактора. Во-первых, в случае слоистонеоднородного по коллекторским свойствам пласта закачиваемый сухой газ довольно быстро прорывается к забоям добывающих скважин, например по выделенному на рис.3.2. прослою. В результате снижается содержание конденсата в добываемой продукции (конденсатогазовый фактор – КГФ), а значит, уменьшается эффективность сайклинг-процесса. Во-вторых, при наличии подошвенной воды добывающие скважины рано или поздно начинают обводняться. Например, по тому же выделенному прослою. Это также приводит к снижению эффективности сайклинг-процесса. Другими словами, при наличии активной подошвенной воды сайклинг-процесс может являться рискованным способом разработки.

На рис. 3.3 схематично представлена предлагаемая новая технология. Жирными точками обозначены “следы” горизонтальных стволов, направленных перпендикулярно к плоскости рисунка. Показано, что

горизонтальные добывающие стволы сооружаются вблизи кровли пласта.



А горизонтальные нагнетательные стволы – несколько выше отметки ГВК.

**Рис.3.3 Схема технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса.**

Из рисунка видно, что при таком механизме вытеснения жирного газа сухим заметно возрастает коэффициент охвата. При этом активизируются запасы жирного газа вблизи ГВК, которые отличаются наибольшими значениями КГФ.

Такую технологию сайклинг-процесса, в отличие от традиционной, будем называть вертикально-латеральным сайклинг-процессом. Это название проистекло от обоснованной ранее технологии вертикально-латерального заводнения нефтяных месторождений [4]. Технология явилась следствием развития концепции эффективного порового пространства. Она родилась, в частности, в результате отказа от рукотворно вводимых при 3D геологическом и гидродинамическом моделировании “неколлекторов” [4].

Прообразом данной технологии можно считать рекомендации по разработке месторождения Карачаганак, сформулированные в 80-х годах прошлого века при участии одного из авторов статьи [3, 5]. В то время еще не было возможности применять горизонтальные скважины. Поэтому для

Карачаганак рекомендуется использование вертикальных нагнетательных и добывающих скважин, с разнесенными по вертикали забоями. К тому же приводимый в работе [5] пример не касался случая наличия подошвенной воды.

Размещение нагнетательных скважин в районе ГВК создает барьер повышенного давления. Очевидно, что он будет препятствовать поступлению воды к забоям добывающих скважин в период сайклинг-процесса, а также в течение некоторого времени после прекращения закачки газа и перевода нагнетательных скважин в фонд добывающих. Но нагнетательные стволы после перевода их в фонд добывающих, рано или поздно, начнут обводняться. Как показывает опыт разработки Оренбургского месторождения, поступающую в эти скважины пластовую воду целесообразно, с точки зрения будущей газо- и конденсатоотдачи, отбирать как можно в больших объемах с начала разработки и “на подходе” к газоконденсатной залежи [3].

После достижения нерентабельности такой эксплуатации обводняющихся скважин их горизонтальные стволы отсекаются. И скважины переводятся в разряд вертикальных добывающих, с интервалами вскрытия в верхней части пласта. Или из них забуриваются боковые горизонтальные стволы. Что касается добывающих скважин, то они изначально сориентированы на безводную добычу.

Итак, после завершения сайклинг-процесса целесообразен перевод нагнетательных скважин на добычу газа с отбором попутной воды, а после их обводнения – перенос интервалов вскрытия в верхнюю часть пласта по аналогии с добывающими скважинами.

В качестве положительных последствий перехода на применение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, в отличие от предложенной для месторождения Карачаганак технологии [5], отметим следующие. Во-первых, достигается наибольшее разнесение по вертикали интервалов отбора и закачки, что способствует увеличению коэффициента

охвата. Во-вторых, применение горизонтальных стволов позволяет осуществить это разнесение без потери и, возможно, с увеличением длин интервалов вскрытия пласта, а следовательно, продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. То есть удастся избежать необходимости повышения депрессий и репрессий, а также минимизировать объемы бурения. В-третьих, снижается роль и значение высокопроницаемых прослоев в преждевременных прорывах сухого газа к забоям добывающих скважин.

В условиях трещинно-поровых коллекторов, например в карбонатных массивах, имеет место дополнительное преимущество горизонтального бурения. Согласно мировому опыту, в этом случае горизонтальные скважины отличаются повышенной продуктивностью еще и вследствие большей вероятности приобщения к дренированию локальных участков трещиноватости.

Для демонстрации преимуществ предлагаемой технологии вертикальнолатерального сайклинг-процесса авторы выполнили принципиальные расчеты на секторных моделях.

Сопоставление вариантов разработки осуществляется на основе газогидродинамического моделирования с использованием секторной 3D-модели площадного элемента разработки. Рассматривается участок массивной водоплавающей залежи. Размеры элемента разработки в плоскости XY – 1240×1240 м. Общая толщина модели – 300 м, из них верхние 220 м – газонасыщенные, а нижние 80 м используются для моделирования водонапорного бассейна. Расчетная сетка равномерная, содержит 31×31×15 ячеек.

Обширный водоносный бассейн моделируется умножением порового объема трех нижних слоев ячеек на 300. Такой подход позволяет учитывать переменность направлений движения воды из водоносной в газонасыщенную часть пласта и обратно, при локальных изменениях поля давления. При реализации сайклинг-процесса, особенно при близком

расположении нагнетательных скважин к ГВК в некоторых вариантах, такие локальные изменения будут иметь место из-за превышения значений давления на ГВК относительно начального. То есть могут отмечаться оттоки газа за отметку ГВК.

В расчетах принята флюидальная модель с характеристиками: потенциальное содержание конденсата в пластовом газе –  $225 \text{ см}^3/\text{м}^3$  ( $184 \text{ г}/\text{м}^3$ ); начальное пластовое давление – 250 ат, давление начала конденсации – 220 ат.

Неоднородность пласта по разрезу схематично смоделирована следующим образом. Разрез модели пласта представлен однородной по фильтрационно-емкостным параметрам низкопроницаемой пористой матрицей, но характеризуется наличием в пятом сеточном слое высокопроницаемого пропластка. Коэффициент эффективной пористости (с учетом остаточной водонасыщенности) составляет 0,132 для матрицы и 0,198 для высокопроницаемого пропластка, коэффициент эффективной проницаемости (по газу при остаточной водонасыщенности) – 2,5 мДарси для матрицы и 50 мДарси – для пропластка.

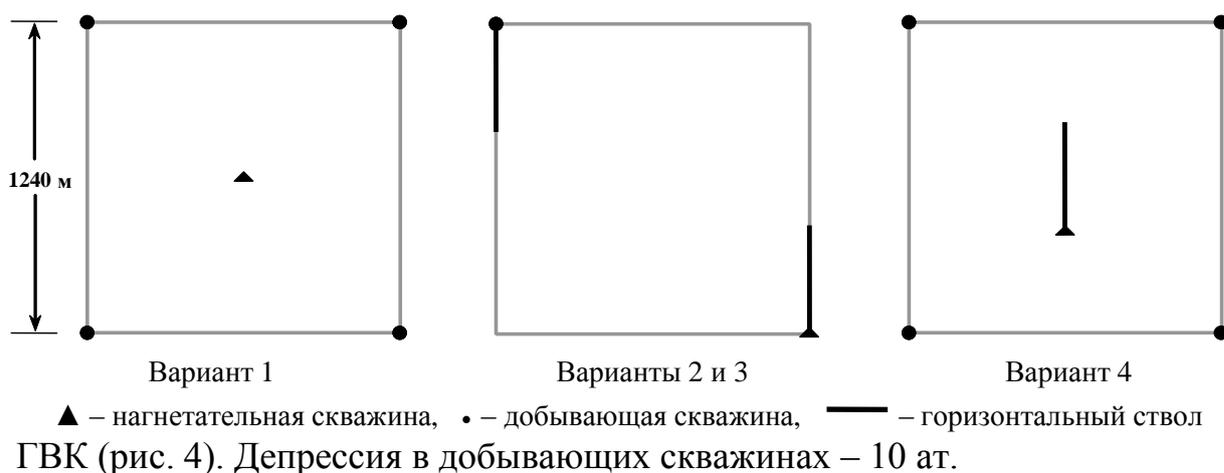
Во всех вариантах разработка элемента пласта реализуется в три этапа. Сначала осуществляется добыча газа и конденсата газодобывающими скважинами в режиме истощения, пока среднее пластовое давление не снизится до давления начала конденсации (220 ат). Затем осуществляется сайклинг-процесс с закачкой сухого газа (метана) в объеме, не превышающем 95% от добываемого его количества. Сайклинг-процесс прекращается при снижении конденсатогазового фактора в добывающих скважинах до  $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , свидетельствующем о заметном прорыве сухого газа в добывающие скважины. Далее разработка продолжается в режиме истощения до отключения всех скважин, которое производят при достижении каждой из них ограничения по водогазовому соотношению –  $1 \text{ м}^3$  воды на  $1000 \text{ м}^3$  добытого газа. Возможность переноса

интервалов вскрытия после обводнения скважин в сопоставительных расчетах не рассматривается.

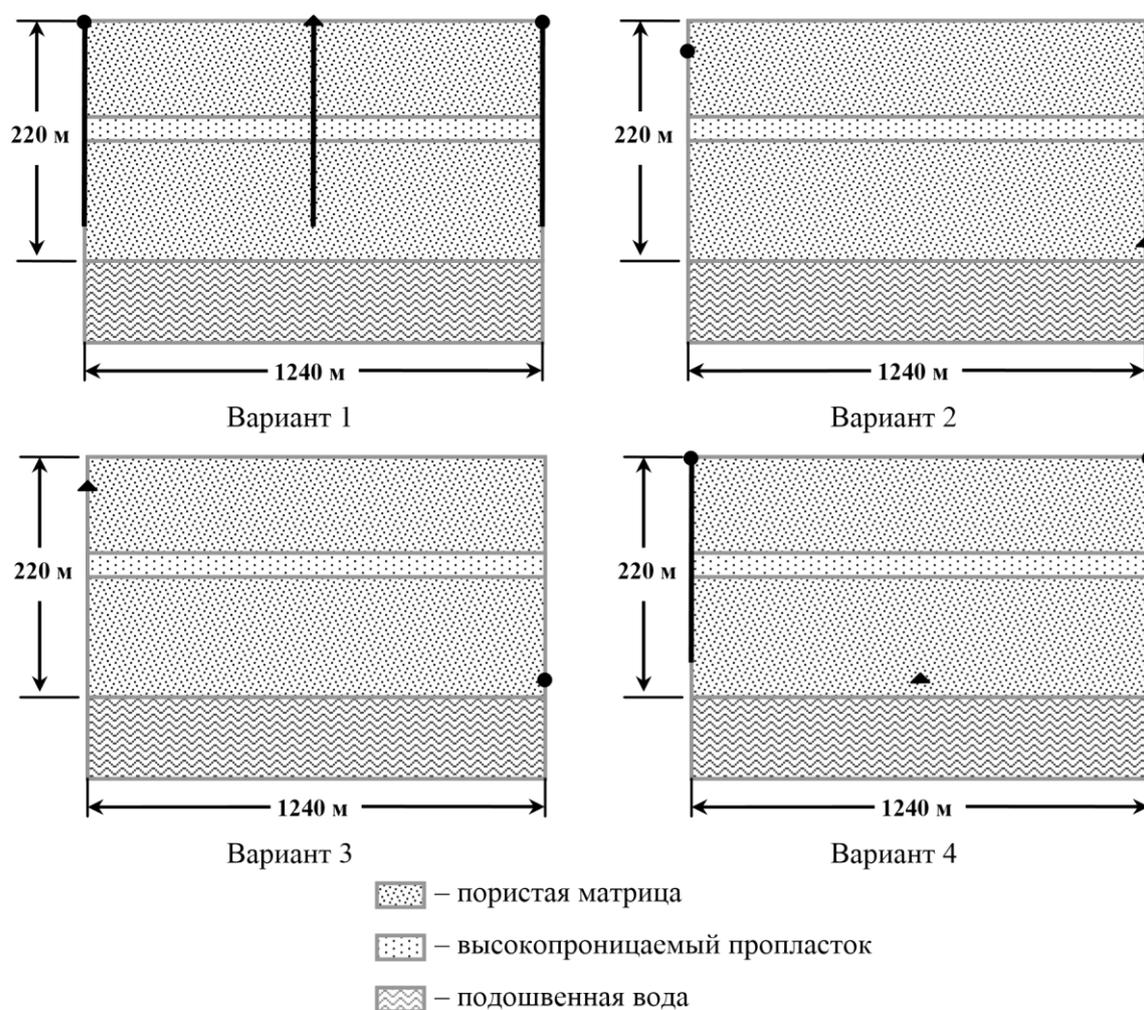
Депрессии по добывающим скважинам подобраны так, чтобы обеспечить близкие темпы отбора газа и снижения пластового давления на начальном этапе истощения для всех вариантов. То есть для сопоставления результатов минимизировано влияние различий в продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин. Забойное давление в нагнетательных скважинах при закачке сухого газа принято равным 250 ат.

Рассматриваются четыре варианта разработки, отличающиеся способом размещения скважин и осуществления сайклинг-процесса.

Вариант 1 соответствует традиционному способу разработки газоконденсатной залежи на основе латерального сайклинг-процесса. Система размещения скважин – пятиточечная (смещенная однорядная), все скважины вертикальные. На один элемент приходится по четверти от каждой из четырех добывающих скважин, расположенных в углах элемента, и одна нагнетательная скважина в центре элемента (рис. 3). Все скважины вскрывают с 1 по 9 сеточные слои (верхние 180 м пласта), так что нижняя отметка интервала перфорации располагается в 40 м выше



**Рис. 3.4. Размещение добывающих и нагнетательных скважин в плане для рассматриваемых вариантов разработки элемента пласта**



**Рис. 3.5. Размещение добывающих и нагнетательных скважин в разрезе пласта для рассматриваемых вариантов его разработки**

Вариант 2 реализует предлагаемый вертикально-латеральный способ разработки газоконденсатной залежи. На элемент пласта приходится по половине от нагнетательной и добывающей горизонтальных скважин с длинами стволов по 400 м. Скважины размещаются вдоль параллельных сторон элемента разработки, в противоположных углах элемента (рис. 3.4). Добывающий горизонтальный ствол располагается в 30 м от кровли пласта (во втором сеточном слое), нагнетательный – в 10 м над ГВК (в 11-м сеточном слое, рис. 3.5). Депрессия в добывающих скважинах – 30 ат.

Вариант 3 характеризуется тем же размещением горизонтальных скважин в плане, что и вариант 2. Однако в разрезе пласта нагнетательная и добывающая скважины меняются местами (рис. 3.5). Нагнетательный

горизонтальный ствол располагается в 30 м от кровли пласта, добывающий – в 50 м над ГВК (в 9-м сеточном слое). Целью такого размещения скважин является достижение более стабильного фронта вытеснения пластового газа закачиваемым сухим (более легким) газом за счет действия гравитационного фактора. Режимы эксплуатации скважин аналогичны варианту 2.

Вариант 4 комбинирует особенности первого и второго вариантов разработки (рис. 3.4, 3.5). Четвертинки вертикальных добывающих скважин, вскрывающих верхние 180 м пласта, располагаются в углах элемента. Горизонтальная нагнетательная скважина длиной 400 м располагается в центре элемента, в 10 м над ГВК. Депрессия в вертикальных добывающих скважинах – 10 ат.

Результаты прогнозных расчетов на модели элемента разработки представлены в табл. 3.3. Из них следует, что при близких показателях на начало сайклинг-процесса к его завершению предлагаемый способ разработки (вариант 2) обеспечивает самую высокую величину КИК при нулевой добыче воды. Это, естественно, положительно сказывается на величине экономического критерия ЧДД (NPV) – чистого дисконтированного дохода. При этом достигается наибольшая продолжительность периода эффективной закачки сухого газа – около 10 лет. Конечный КИК оказывается в этом случае также наиболее высоким, в сравнении с традиционным (вариант 1) и альтернативными (варианты 3 и 4) способами разработки с применением сайклинг-процесса. Очевидно, что показатели варианта 2 оказались бы еще более привлекательными в случае переноса интервала вскрытия пласта в нижней скважине после ее обводнения. Достоинство варианта 2 и в том, что здесь на элемент приходится по 1 скважине (0,5+0,5), в то время как в вариантах 1 и 4 требуется по 2 скважины.

Таблица -3.3

**Сопоставление расчетных показателей разработки элемента пласта по 4 вариантам**

Показатели Варианты	Продолжительность сайклинг-процесса, лет	На начало закачки газа		На конец закачки газа		На конец разработки		Срок разработки, лет
		КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м <sup>3</sup>	КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м <sup>3</sup>	КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м <sup>3</sup>	
1	5,02	0,183	0	0,363	1,3	0,707	404	22
2	10,43	0,173	0	0,514	0	0,748	963	33
3	10,81	0,178	56	0,467	374	0,731	1313	27
4	7,43	0,183	0	0,445	5,9	0,735	1542	29

В целом предлагаемый способ разработки для рассматриваемого элемента пласта обеспечивает наибольшие величины КИК, а также наиболее длительный период безводной добычи газа и конденсата, позволяя, таким образом, снизить риски от реализации сайклинг-процесса при наличии активной подошвенной воды.

### **Выводы по главе III**

1. Сайклинг-процесс применяют после ряда лет эксплуатации месторождения на истощение, т. е. без поддержания пластового давления. В этих случаях обратная закачка газа в пласт позволяет получать высокие отборы конденсата не только из-за предотвращения дальнейшей его конденсации в пласте, но и за счет растворения в нагнетаемом газе ранее выпавшего в пласте конденсата

2. Нагнетание газа обратно в пласт месторождения Кокдумалак позволяет поддерживать пластовое давление, которое падает вследствие ускоренной разработки залежи, и предотвращает регрардную конденсацию, что дает возможность извлекать из месторождения максимальное количество конденсата.

3. Переход от традиционного латерального к вертикально-латеральному сайклингпроцессу, по крайней мере для массивных газоконденсатных залежей, позволяет значительно повысить эффективность данного способа разработки. Это обеспечивается как за счет существенного увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением и КИК, так и за счет снижения негативных проявлений, связанных с прорывами сухого газа и избирательным обводнением скважин.

4. Наиболее привлекательной с точки зрения технологических показателей является предлагаемая схема реализации вертикально-латерального сайклинг-процесса. Она основывается на применении горизонтальных добывающих и нагнетательных стволов, размещаемых соответственно вблизи кровли пласта и ГВК.

5. Принципиальное преимущество предлагаемой технологии сайклинг-процесса подтверждают газогидродинамические расчеты на 3D секторных моделях характерных элементов разработки. Улучшение динамики добычи конденсата также благоприятно сказывается на экономическом критерии ЧДД (NPV).

## **Заключение**

- В связи с длительной эксплуатацией лифтела законденсатного месторождения Кондумалак, пластовое давления в газоконденсатной части месторождения сильно понизилось. Если в первые годы эксплуатации, начиная с 1988 года, пластовое давления составляло 568 атм, уже к 1997 году составляло 417,1 атм, в результате чего сильно понизилась добыча.

- С июня 1997 года на промысел была применена уникальная технология сайлинг-процесса – по очистке газа от конденсата и возврата но обратно в пласт. Основная цель состояла в том, что бы не допустить понижения пластового давления. Если понижается давления пласта, то конденсат, находящийся в составе газа газа может осесть. Для того, чтобы пластовое давления держать в норме, газ нужно закачивать в пласт. Для этого необходимы компрессоры, создающие такое высокое давления. Их пока привозят из США, Франции, Германии.

- Основная проблема будущего – это не наличие запасов, а возможность их мобилизации. В связи с этим возникают проблемы императива краткарочного периода в проблемы императива краткосрочного периода в промышленности и возрастающих трудностей привлечения дополнительных финансовых средств для новых проектов.

- Оценка экономической эффективности методов по повышению продуктивности скважин необходима для решения практически всех технико – экономических задач, связанных с рациональным использованием ресурсов нефтигазо конденсатных месторождений: выбора лучших вариантов техники и финансирования добыче нефти, газа и конденсата. Правильное представления о запасах нефти и газа в конкретном экономическом районе дает объективную оценку их количества по степени риска и величине чистого дисконтированного дохода. Применение уникальных методов увеличения нефти, газа и конденсатоотдачи пластов не только дает возможность обеспечить более высокий уровень добычи, но и повышает общую эффективность использования их запасов.

- Современный мир нуждается в постоянной обновлении технологии. И для повышения эффективности применения сайлинг-процесса на месторождении Кокдумалак имеет место проведения таких мероприятий по улучшению и повышению эффективности сайлинг-процесса, как:

1. Применение метода воздействия на газоконденсатный пласт путем нагнетания газообразных агентов, обогащенных промежуточными углеводородами. Сущность воздействия заключается в значительном смещении фазового равновесия в пластовой двухфазной системе в сторону жидкой фазы, что позволяет вовлечь в разработку запасы ретроградного углеводородного конденсата.

2. Уменьшение числа нагнетательных скважин и увеличения объемов закачки сухого газа, так как уменьшение числа нагнетательных скважин способствует снижению темпа падения давления в пласте, что влечет за собой изменения объемов добычи.

3. Создание систем утилизации газов низкого давления и применение попутных газов для обратной закачки в пласт.

- Для максимизации инвестиционной привлекательности проекта он должен оптимизироваться в рамках интегрированного проектирования с учетом их показателей.

- При исследованиях, проведенных для совершенствования методов проектирования разработки мелких газоконденсатных месторождений, сделан следующий вывод: В результате работы установлено, что инициализация сайклинг-процесса на ранних этапах разработки (падение пластового давления до величины равной 82 % давления начала конденсации и отбор газ менее 1 % от его балансовых запасов) способствует достижению максимальной технологической эффективности и инвестиционной привлекательности проекта в условиях ограниченности ресурсов газа.

## Литература

1. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Абасов Ш.Д., Гамидов Н.Н. Влияние неуглеводородных компонентов на давление конденсации природных систем. ГП№ 1 2000 с. 17-18
2. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Джалалов Г.И., Фейзуллаев Х.А., Гамидов Н.Н., Рзаева В.Г. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин на поздней, стадии разработки месторождения // Геология нефти и газа. 2003. - № 3. -С.48-52.
3. Брусиловский А.И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей //Газовая промышленность. -2004. -№ 4 с. 16-19
4. Баишев Р.В. Особенности 3D-моделирования процесса разработки газоконденсатной залежи // Газовая промышленность. -2004. -№ 7 с. 37-39
5. Брусиловский А.И. Закономерности фильтрации газоконденсатных систем в низкопроницаемых коллекторах // Газовая промышленность. -1997. -№ 3 с. 34-35
6. Брусиловский А.И., Закиров С.Н., Баишев В.З., Еремеева С.В., Карнаухов С.М. Прогнозирование добычи конденсата и оценка конечного коэффициента его извлечения // Газовая промышленность. -2000. -№ 3 с. 43-45
7. Булейко В.М. Влияние пористой среды на фазовое состояние и поведение газоконденсатных смесей // Газовая промышленность. -2007. -№ 1 с. 22-25
8. Бураков Ю.Г., Уляшев В.Е., Гужов Н.А. Анализ эффективности и механизма водогазового воздействия на выпавший в пласте конденсат // Газовая промышленность. -1991. № 7 -С. 29-30
9. Совершенствование методов проектирования разработки мелких газоконденсатных месторождений при применении газовых методов поддержания пластового давления тема диссертации и автореферата по ВАК 25.00.17, кандидат технических наук Зубарев, Виктор Владимирович

10. Гафаров Н.А., Кувандыков И.Ш., Тен А.В., Николаев В.Н., Гафаров Ш.А. Применение новых способов повышения дебита скважин на поздней стадии разработки Оренбургского месторождения'// Нефтяное хозяйство. -2004. -№ 11 с. 90-94

11. Гриценко А.И., Карасевич А.М. Освоение газовых месторождений с небольшими запасами // Газовая промышленность. -1998. -№ 8 с. 41-44

12. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин Текст. / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, А.Н. Шандрыгин, В.Г. Подюк. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. - 364 с.

13. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976.

14. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. [Разработка газоконденсатных месторождений](#) с поддержанием пластового давления. М., Недра, 1976.[\[с.155\]](#)

15. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976.

16. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Каракин А.Н., Повещенко Ю.А., Лоджаевская М.И. Численная модель миграции углеводородов в трещиноватой среде // Газовая промышленность. -2000. -№ 1 с. 2-5

17. Жузе Т.П. О причине ретроградных явлений при эксплуатации газоконденсатных залежей // Газовая промышленность. -1994. -№ 5 с. 27-28

18. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 626 с.

19. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. Ч. II. 484 с.10
20. Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления: Труды ВНИИГаз. М., 1988.
21. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С., Карлинский Е.Д., Смирнов Б.В., Дорошенко Ю.Е., Федотова В.А. Прогнозирование сайклинг-процесса с использованием модели Black oil // Газовая промышленность. -1998. -№ 7 с. 54-56
22. Закиров С.Н. Повышение газо-, нефте- и конденсатоотдачи продуктивных пластов // Газовая промышленность. -1997. -№ 7 с. 82-85
23. Зайцев И.Ю., Щеглов Д.В. Роль Киотского протокола в развитии технологии сайклинг-процесса в России // Газовая промышленность. -2008. -№ 5 с. 62-65
24. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. Ч. II. 484 с.
25. Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления: Труды ВНИИГаз. М., 1988.
26. Ильин А.Ф., Сайфеев Т.А., Виноградов М.К., Круглов Ю.Ю. - Влияние содержания сероводорода на извлечение компонентов пластовой смеси // Газовая промышленность. -1997. 11с. 31-32
27. Изюмченко Д.В., Лапшин В.И., Николаев В.А., Троицкий В.И., Гатин Р.И. Конденсатоотдача пласта при разработке

нефтегазоконденсатных залежей на истощении // Газовая промышленность. -2010. -№ 1 с. 24-27

28. Коротаяев Ю.П.: Комплексное проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. -1997. -№ 4 с. 36-40

29. Королев М.С. Разработка и исследование технико-технологических параметров регулирования систем поддержания пластового давления.

30. Кашников А.Ю., Попов С.Н., Ахишмин С.Г., Ильин А.Ф., Алексеева И.В., Токман А.К. Влияние трещинной проницаемости на показатели работы скважин АГКМ7// Газовая промышленность. -2003. -№ 9 с. 56-60.

31. Калинин В.В., Исмагилов Ф.Р., Зорин В.Д., Юсупов С.С. Исмагилова З.Ф. Метод получения инертных газов для сайклинг-процессов// Газовая промышленность. -2009. -№ 4 с. 30-33

32. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 3-2007

33. Леонтьев И.А., Уринсон Ф.С. О методическом подходе к выбору способа разработки газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. -1990. -№ 7 с. 10-15

34. Лапшин В;И. Фазовые превращения газожидкостных систем // Газовая промышленность. -2000. -№ 2 с. 11-13

35. Лютомский С.М., Мормышев В.В., Андреев В.А., Мискевич В.Е., Боркун Ф.Я., Моисеев В. Д. — Трехмерное моделирование разработки ачимовских отложений // Газовая промышленность. -2000. -№ 9 с. 58-60

36. Лютомский С.М., Мискевич В.Е., Юшков И.Ю., Лаптева С.В., Лепина Н.В. Оценка возможности применения сайклинг-процесса при разработке ачимовских залежей // Газовая промышленность. -2006. -№ 7 с. 2426

37. Люгай Д.В., Николаев В. А., Лапшин В.И. Повышение углеводородоотдачи при разработке газо- и нефтегазоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. -2009. -Спецвыпуск с. 11-13
38. Мискевич В.Е., Жилин В.М., Николаев Н.Н., Скворцова Т.С. - Экспериментальные исследования растворимости конденсата, выделившегося в пласте // Газовая промышленность. -2006. -№ 4 с. 42-44
39. Мохамед Абасс Абдо Алкхадафи. Совершенствование методики газогидродинамических исследований горизонтальных газовых скважин. Специальность 25.00.17 – "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений". Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа 2001. 24 стр.
40. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1949. 606 с.
41. Нугаева А.Н. Влияние аномально низкой пластовой температуры и рассеянных жидких углеводородов на динамику добычи конденсата. Газовая промышленность № 7 2006 с. 27-30
42. Николаев В. А. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. -2008. - № И с. 25-27
43. Омаров М.А., Саркаров Р.А., Темиров В.Г., Бураков Ю.Г., Уляшев Е.В. Совместное освоение остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод Вуктыльского НГКМ // Газовая промышленность. - 2009. -№ 2 с. 61-62
44. Панфилов М. Гидродинамика процессов в газоконденсатном пласте и проблема их регулирования // Газовая промышленность. -1997. - № 7 с. 58-60
45. Подюк В.Г., Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., С.Г. Вытеснение защемленного газа азотом из обводнившегося пласта // Газовая промышленность. -2000. -№ 12 с. 33-44

46. Рыжов А.Е., Савченко Н.В., Шеберстов Е.В. Особенности разработки газоконденсатных залежей ачимовских отложений // Газовая промышленность. -2005. -№ 1 с. 32-36
47. Сайфеев Т.А., Виноградов М.К., Филиппов А.Г. Влияние аномально низкой пластовой температуры и рассеянных жидких углеводородов на динамику добычи конденсата. ГП № 10 1994 с. 30-31
48. Семенякин В.С., Сиговатов Л.А. Особенности притока пластового газа к газоконденсатным скважинам // Газовая промышленность. -2004. -№ 7 с. 40-41
49. Семенякин В.С., Сиговатов Л.А. Самоорганизация притока пластового флюида к газоконденсатной скважине // Газовая промышленность. -2005. -№ 8 с. 45-47
50. Соковнин О.М., Загоскина Н.В., Загоскин С.В. Математическое моделирование процесса циклического извлечения углеводородов на НГКМ // Газовая промышленность. -2009. -№ 5 с. 45-47
51. Сайклинг-процесс // Режим доступа: <http://dic.academic.ru/dic.nsl7/encgeolog/4455/Сайклинг-процесс>
52. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Пешки М.А. Концепция извлечения остаточных запасов углеводородов истощенных месторождений // Газовая промышленность.-1992.-№ 5 с. 97-98
53. Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Фадеев М.И., Спиридович Е.А. Метод текущего контроля за нагнетанием сухого газа в пласты Вуктыльского месторождения // Газовая промышленность. -1994. -№ 5 с. 8-10
54. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Николаев В.А. Управление процессом разработки газоконденсатного пласта // Газовая промышленность. -2001.-№3 с. 39-40
55. Тер-Саркисов Р.М., Бузинов С.Н., Бузинова О.В. Математическое моделирование плоскорадиальной фильтрации газоконденсатных систем // Газовая промышленность. -2004. -№ 12 с. 48-50

56. Шандрыгин А.Н., Сегин Т.Н. Повышение эффективности сайклинг-процесса в трещиновато-пористых пластах // Газовая промышленность. -1992. -№ 11 с. 32-34

57. Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. Линеаризация уравнение неустановившееся фильтрации газа и его решение.-//Инновационные технологии. №3-2014. Карши, 2014г, стр.- 11-14.

58.Хайдаров Э.У., Мустафоев Г.М. и др. Гидродинамические методы исследование газовых несовершенных скважин.- Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014. стр.309-312.

59. Шандрыгин А.Н., Власенко О.А. Особенности истощения газоконденсатных залежей // Газовая промышленность. -1998. -№ 2 с. 37-39

59. Щебетов А.В., Галкин М.В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных // Газовая промышленность. -2009. -№ 9 с. 40-44

61. Шандрыгин А.Н. Заводнение пластов способ повышения конденсатоотдачи Электронный ресурс. // Материалы SPE Applied Technology workshop "Condensate Recovery In Gas Condensate Fields" - Москва. - 14-16 Мая-2008

62. Юнусова Л.В., Гирушев А.В., Самгина С.А. — Влияние объемов закачки тюменского газа на продукцию добывающих скважин Вуктыльского НГКМ\* // Газовая промышленность. -2010. -№ 5 с. 34-36

63. Щугорев В.Д., Герасысин В.И., Ильин А.Ф., И<А. Костанов, В.А. Суслов Комбинированный способ разработки АГКМ // Газовая промышленность. -1999. -№ 4 с. 16-18.

64.

<http://www.regnum.ru/news/economy/1614632.html#ixzz3Mhu3nqXM>

Li Fan et al. Understanding Gas-Condensate Reservoirs // Oilfield Review. Winter 2005/2006 -C. 14-27

65. L. Berman, V. Ryzhik, K. Mirotchnik, K. Allsopp Development of Gas-Condensate Reservoirs by Directional Intracontour Waterflooding // SPE 59775-MS. -2000.

66. Guo Ping, Cheng Yuanzhong, Liu Liping, Du Jianfen, Li Hong, Liu Jianyi, Li Shilun, Su Chang Experimental Studies on Injecting Wastewater to Improve the Recovery of Abandon Condensate Reservoir // SPE 80517-MS. - 2003.

67. Kjersti Margrete Eikeland, Helga Hansen Dry Gas Reinjection in a Strong Waterdrive Gas-Condensate Field Increases Condensate Recovery Case Study: Sleipner Ost Ty Field, South Viking Graben, Norwegian North Sea // SPE 110309-MS.-2007.

68. Turta A.T., Sim S.S.K. and et al. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement //Journal of Canadian Petroleum Technology.-2008. № 10.- p. 39-44.

69. Cal Cooper A Technical Basis For Carbon Dioxide Storage Текст. / Cal Cooper et al. London and New York: Chris Fowler International, 2009. - 232 c.

70. Skjæveland S.M., Kleppe J. SPOR Monograph. // Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate , 1992, 335 p.

Ren W., Bentsen R.G., Cunha L.B. A Study of the Gravity Assisted Tertiary Gas Injection Processes //Journal of Canadian Petroleum Technology.- 2005. № 2.- p. 26-32.

71.Cullick A.S., Lu H.S., Jones L.G., Cohen M.F., J.P. Watson WAG May Improve Gas-Condensate Recovery // SPE 19114-PA. -1993.

72.Awan A.R., Teigland R., Kleppe J.A Survey of North Sea Enhanced-Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005 // SPE 99546-PA. -2008.

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН



КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



«УТВЕРЖДАЮ»  
Проректор по учебной работе  
Ш.Р. Убайдуллаев

« 04 » XI 2013 г.



«СОГЛАСОВАНО»  
Начальник отдела магистратуры  
Б.М. Холбаев

« 25 » XI 2013 г.

Хайдаров Элбек Усмон угли

(Ф.И.О. студента магистратуры)

Специальность Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

2013 - 2015 учебный год

## ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ РАБОЧИЙ ПЛАН

Настоящий рабочий план обсужден на заседании кафедры Разработка и эксплуатация  
нефтегазовых и газовых месторождений протокол № 3 от «20» ноябрь 2013 г.

Заведующий кафедрой

Эрматов Н.Х.

(Ф.И.О)

(подпись)

Ознакомлен с планом:

Студент магистратуры

Хайдаров Э.У.

(Ф.И.О)

(подпись)

Научный руководитель

Жабборов Х.

(Ф.И.О)

(подпись)

Карши 2013 г.

Календарный рабочий план студента магистратуры по учебно-методической, научно-исследовательской, педагогической и квалификационно-практической деятельности предусматривает организацию деятельности магистранта по всему учебному процессу. Он включает следующие направления по обязательной деятельности и сроки исполнения:

- научной и научно-методической работы;
- научно-исследовательской работы;
- научно-педагогической работы;
- квалификационно-практической работы;

Календарный план выполнения магистерской диссертации определяет последовательность и содержание исследовательских работ при подготовке магистерской диссертации в течение всей учёбы. Указанные в плане работы студент магистратуры должен выполнять, согласовов их с научным руководителем

Календарный план предоставляется в деканат в конце каждого семестра.

**Глава I. Календарный рабочий план учебно-методической, научно-исследовательской, педагогической и квалификационной деятельности студента**  
**1. Учебная и учебно-методическая работа**

№	Наименование мероприятий	Сроки выполнения	Результаты: отметка научного руководителя о выполнении
1	2	3	4
1.	Теоретическое образование	<p align="center">2013-2014 учебный год</p> <p>По ___ часов в неделю в 1-м семестре</p> <p>По ___ часов в неделю в 2-м семестре</p>	<p align="center"><i>С.Н. Валиева</i></p>
		<p align="center">2014-2015 учебный год</p> <p>По ___ часов в неделю в 1-м семестре</p>	<p align="center"><i>В.И. Валиева</i></p>
2.	Самостоятельное образование	<p align="center">2013-2014 учебный год I-семестр</p> <p>1.Национальная идея: стратегия социально-экономического развития Узбекистана - 2 самостоятельные работы</p> <p>2.Методология научных исследований -1 самостоятельная работа</p> <p>3.Практический иностранный язык -5 самостоятельных работ</p> <p>4.Информационные системы-1 самостоятельная работа</p> <p>5.Патентование, лицензирование и сертификация - 1 самостоятельная работа</p> <p>6.Технология энерго и ресурсосбережения в нефтегазовой промышленности - 2 самостоятельных работ</p> <p>7.Технология и техника методов повышения компонентоотдачи пластов - 2 самостоятельная работа</p> <p>8. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений - 2 самостоятельные работы</p> <p align="center">2013-2014 учебный год II-семестр</p> <p>1.Педагогические технологии-2 самостоятельные работы</p> <p>2.Практический иностранный язык -2 самостоятель-ные работы</p> <p>3.Проектирование наземных систем нефти и газа - 2 самостоятельные работы</p> <p>4.Геологические и технологические условия добычи нефти и газа - 2 самостоятельные работы</p> <p>5.Технология и техника методов повышения компонент отдачи пластов</p> <p align="center">2014-2015 учебный год</p> <p align="center">III-семестр</p> <p>1.Культура речи - 2 самостоятельная работа</p> <p>2.Основы системного подхода к разработке нефтегазовых месторождений - 2 самостоятельная работа</p> <p>3.Эксплуатация нефтяных и газовых</p>	<p align="center"><i>Валиева</i></p> <p align="center"><i>В.И.</i></p> <p align="center"><i>С.Н.</i></p> <p align="center"><i>В.И.</i></p>

		скважин-2 самостоятельная работа 4.Проектирование надземных систем нефтегазовых месторождений-2 самостоятельная работа	<i>РВ</i>
3.	Подготовка рефератов и лекций по учебным дисциплинам	2013-2014 учебный год <u>I-семестр</u> Методология научных исследований Патентование, лицензирование и сертификация. Информационные системы 2013-2014 учебный год <u>II-семестр</u> Педагогические технологии 2014-2015 учебный год <u>III-семестр</u> Культура речи	<i>выполнил РВ</i> <i>выполнил РВ</i>
4.	По специальным дисциплинам: - сборник учебных заданий	До конца I семестра 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнено РВ</i>
	-сборник задачи и заданий	II семестр 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнено РВ</i>
	- разработка кейсов	III семестр 2014-2015 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнено</i>
5.	Сдачи государственной аттестации	Аттестация по дисциплинам (или дисциплин) – апрель 2015 года Защита магистерской диссертации – последняя неделя июня 2015 года	<i>РВ</i> <i>РВ</i>
<b>2. Научно-исследовательская работа</b>			
1.	Выбор и утверждение темы диссертации	По консультации научного руководителя в начале I семестра – октябрь-ноябрь 2013 года	<i>Д.Твердева РВ</i>
2.	Подготовка и публикация статьи по теме магистерской диссертации	(До предварительной защиты) 2013-2015 учебные годы На I курсе I статья или тезис до сентябрь-мая месяца На II курсе I статья или тезис до сентябрь-мая месяца	<i>Ошурков РВ</i>
3.	Изучение проблем связанных с практикой и разработка рекомендаций по её решению	I- III семестры 2013-2015 учебные годы I семестр: до марта месяца 2014 года II семестр: до августа месяца 2014 года III семестр: до февраля месяца 2015 года	<i>выполнено РВ</i> <i>выполнено</i>
4.	Проведение научно-исследовательской и опытно-испытательной работы по выбранной исследовательской теме	В соответствии с исследовательской программой 2013-2015 годы 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Проведено РВ</i>
5.	Завершение магистерской диссертации	В конце II семестра 2014-2015 учебного года	<i>РВ</i>
6.	Защита магистерской диссертации	По утверждённому графику учебного процесса В конце III семестра 2014-2015 учебного года	<i>РВ</i> <i>РВ</i>
7.	Участие в научно-исследовательских и хозяйственных работах кафедры	По консультации научного руководителя 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>выполнено РВ</i>
8.	Участие в конференциях для	С научной лекцией или научной статьей	

	студентов и молодых ученых	2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	участие в бакалаврских олимпиадах
10.	Активное участие в научных кружках и семинарах	По теме исследования 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	участие в бакалаврских олимпиадах
<b>3. Научно педагогическая работа</b>			
1.	Посещение занятий ведущих профессоров-преподавателей кафедры	2013-2014 учебный год (I семестр I академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр I академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр I академическая пара)	выполнено
2.	Проведение занятий в академических группах (с участием научного руководителя или ведущего профессора-преподавателя)	2013-2014 учебный год (I семестр I академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр I академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр I академическая пара) Учебные занятия в бакалавриате (колледжах, лицея) проводятся по решению кафедры и по консультации научного руководителя	выполнено
3.	Разработка педагогических технологий по дисциплинам и участие в подготовке учебно-методических сборников	Геологические и технологические условия добычи нефти и газа (II семестр) Эксплуатация нефтяных и газовых скважин (III семестр)	выполнено
4.	Проведение научно-консультативной и воспитательной работы со студентами бакалавриата	2013-2014 учебный год (I семестр I академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр I академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр I академическая пара) Занятия и консультации проводятся по рекомендации научного руководителя	выполнено
<b>4. Квалификационно-практическая деятельность</b>			
1.	Заключение договора с организацией (предприятием, отделением) для проведение научно-исследовательских и квалификационно-практических работ (руководство института и научный руководитель должны содействовать в заключении договора)	В течение 1 месяца после приказа о приёме студентов в магистратуру 2013 год декабрь (объект исследования)	выполнено
2.	Проведение квалификационной практики в организации по заключившей договор	IV-семестр 2014-2015 учебный год (объект исследования)	выполнено
3.	Подготовка отчетной презентации по исследовательской теме	2014-2015 учебный год апрель месяц	выполнено
<b>Глава II. Календарный план для выполнения магистерской диссертации</b>			
№	Этап работы и основная содержание мероприятия	Срок выполнения	Результаты: отметка научного руководителя о выполнении
1	2	3	4
1.	Определение объекта и темы	сентябрь-октябрь 2013 года	выполнено

	исследования		
2.	Выбор исследовательской темы	Октябрь 2013 года	выполнено
3.	Ознакомление с библиографией, информационными ресурсами, фондом библиотек и электронных ресурсов по теме диссертации. Составление списка библиографии	октябрь 2013 года, март 2014 года	выполнено О.В.
4.	Утверждение темы на кафедре	октябрь 2013 года	утверждено
5.	Детальное изучение информационных источников и документов. Введение дополнительной литературы в список библиографии. Подготовка конспекта, аннотации и презентации. Составление библиографического анализа. Составление списка методов и направления для исследования. Изучение приведённых методов и направлений, выбор из них основных и вспомогательных методов и направлении для индивидуального исследования.	2014 год январь-июнь, сентябрь-декабрь  2015 год март-апрель  2015 год март-апрель	
6.	Формирование и описание проблемы научного исследования. Составление списка вопросов для ответов в процессе исследования.	2014 год январь-февраль  2014 июнь-август	выполнено О.В. выполнено
7.	Обоснование актуальности, новизны и практической применимости исследования. Выполнение сравнительного анализа о классификации существующего состояния и по теме исследования. Отражение степени изученности проблемы, признаков новизны в научном плане, актуальность темы исследования. Практический анализ современного состояния. Отражение признаков новизны, актуальности темы диссертации.	2014 год январь  2014 год февраль-июль   2014 год июнь-август 2014 год сентябрь-ноябрь	выполнено О.В. выполнено О.В.  О.В.
8.	Определение и формирование отличающих особенностей объекта исследования	2014 год январь-февраль	выполнено О.В.
9.	Составление и формирование рабочей гипотезы	2014 год февраль-март	выполнено О.В.
10.	Формирование решаемых задач и определение цели и вопросов исследования	2014 год март-июль	выполнено О.В.

11.	Определение принципов выбора теоретических и экспериментальных исследований, объема исследования	2014 год март-апрель	выполнено О.В.
12.	Определение терминологии. Регистрация картотек используемых терминов, введение содержания в карточки.	2014 год май-декабрь 2015 год январь-март	О.В.
<b>II. Планирование научно-исследовательских работ</b>			
1.	Составление календарного плана исследования. Определение последовательности этапов, сроков и исполнения, а также отдельных этапов и задач исследования. Подготовка объяснительной записки.	2014 год февраль	выполнено О.В.
2.	Составление структурно-логических схем магистерской диссертации.		О.В.
<b>III. Выполнение исследования: подбор материалов (или проведение эксперимента)</b>			
1.	Выбор и обоснование методов исследования в соответствии с целью, задачами и гипотезой (метод процедур, способы, инструменты)	2014 год март	выполнено О.В.
2.	Определение терминологии исследования: анализировать, сравнивать, классифицировать и суммировать определение основных понятий и введение в терминологию дополнений и изменений. Регистрация и оформление результатов	2014 год февраль-август  2014 год сентябрь-декабрь	О.В. выполнено О.В.  выполнено
3.	Получение нового научного результата на основе проведения исследований, используя выбранные научные методы, предложения,двигающихся гипотез для подтверждения: Проведение экспериментальных испытаний. Проведение первоначальной систематизации полученной информации. Сбор материалов экспериментальных исследований. Суммирование информации, сравнение с существующей информацией, проведение анализа и интерпретации,	2014 год январь-август  2014 год сентябрь-октябрь  2014 год ноябрь-декабрь	О.В.  О.В. выполнено  О.В.

	определение смысла.		
4.	Проверить выполнимость требований к новизне, объективности, несомненности, достоверности и полноте полученной информации.	2014 год сентябрь-февраль	<i>С.И. Виноградова</i>
5.	Принятие решения о завершении анализа информации и результатов: а) признать завершенной основную рабочую часть б) сбор и выбор дополнительной информации	2014 год ноябрь-декабрь 2015 год январь-февраль	<i>С.И. Виноградова</i>
6.	Написание основной части диссертации	2015 год январь-февраль	<i>С.И. Виноградова</i>
7.	Проверка завершения каждой рабочей части (раздел) и достоверности доказательств в полном рабочем объеме.	2015 год январь-февраль	<i>С.И. Виноградова</i>
8.	Формирование заключения и предложений: а) пояснение существования и решения поставленной проблемы; б) обработка рекомендаций по практической значимости результатов и использования полученных результатов	2015 год март 2015 год март-апрель	<i>С.И. Виноградова</i> <i>С.И. Виноградова</i>
9.	Написание заключения.	2015 год апрель	<i>С.И. Виноградова</i>
10.	Сравнение выдвигающихся гипотез с полученным заключением	2015 год апрель	<i>С.И. Виноградова</i>
11.	Определение описания цели, основных задач и их соответствие с заключением	2015 год апрель	<i>С.И. Виноградова</i>
12.	Написание введения диссертационной работы	2015 год январь	<i>С.И. Виноградова</i>
<b>IV. Оформление результатов научно-исследовательских работ</b>			
1.	Подготовка исходного варианта	2015 год апрель	<i>С.И. Виноградова</i>
2.	Представление работы к научному руководителю	2015 год апрель	<i>С.И. Виноградова</i>
3.	Пересмотр работы с учётом изменений, мнений и рассуждений научного руководителя а также введение соответствующих дополнений и изменений в исследовательскую работу	Последняя неделя апреля месяц 2015 года	<i>С.И. Виноградова</i>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
4.	Оформление диссертации в соответствии с требованиями	Первая неделя мая месяца 2015 года	<i>С.И. Виноградова</i>
<b>V. Представление результатов научно-исследовательской работы к защите</b>			
1.	Подготовка аннотации диссертации (на русском и английском языках)	Первое неделя мая месяца 2015 года	<i>С.И. Виноградова</i>

2.	Получение 2 рецензий (внутренней и внешней) на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	
3.	Получение заключения научного руководителя на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	
4.	Получение разрешения заведующего кафедрой на защиту диссертации	До 20 мая 2015 года	
5.	Подготовка 20 минутного доклада и презентационных материалов (слайдов)	До 20 мая 2015 года	
6.	Проведение предварительной защиты диссертации на кафедре (в организации на основе корпоративного договора)	Не менее 1 месяца до основной защиты по утверждённому учебному графику	
7.	Внесение в диссертацию необходимых предложений и рекомендации, полученных на предварительной защите	Последняя неделя мая месяца 2015 года	
8.	Оформление соответствующих документов и получение разрешения отдела магистратуры	Первая неделя июня месяца 2015 года	

Настоящая форма плана работы обсуждена и одобрена на факультете «Нефти и газа» («23» 11 2013 год, протокол №39) и на Совете Магистратуры («20» 11 2013 год, протокол №3)

## ЎЗАРО ИННОВАЦИОН КОРПОРАТИВ ХАМКОРЛИК БЎЙИЧА

ШАРТНОМА № 22-15

Қарши ш.

«25.01» 2013 й.

Келишувчи томонлар: Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти, кейинги ўринларда «ИНСТИТУТ» деб номланувчи, унинг номидан институт Уставига асосланиб ректор Н.Н.Махмудов бир томондан ва «Муборакнефтверг» УШК, кейинги ўринларда «КОРХОНА» деб номланувчи, унинг номидан корхона бошлиғи Ш.Ж.Шамсиев корхона Уставига асосланиб, узлуқсиз таълим тизимини ривожлантириш бўйича Қонулар, Ўзбекистон Республикаси Президентининг Фармонлари ва Қарорлари ҳамда Вазирлар Маҳкамаси Қарорларидан келиб чиққан ҳолда oliй таълим, фан ва ишлаб чиқариш фаолиятининг интеграциясини таъминлаш мақсадида ушбу шартномани туздилар.

### I. ШАРТНОМА ПРЕДМЕТИ

Oliй таълим муассаси, фан ва ишлаб чиқаришнинг инновацион корпоратив (ўзаро манфаатли) ҳамкорлигининг самарали механизмини йўлга қўйиш, юқори малакали кадрлар тайёрлаш ва уларни иш ўринлари билан таъминлаш жараёнида ишлаб чиқаришнинг ўрнини кучайтириш, oliй таълим тизимида амалга оширилаётган тадқиқотларнинг натижавий самарадорлигини янада ошириш, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис-олимлар томонидан олиб борилаётган илмий-тадқиқот фаолияти натижасида яратилаётган илмий-технологик ишланмаларнинг тегили соҳаларга оператив тадбиқини таъминлаш, жаҳон молиявий-иқтисодий инқирози салбий таъсирини бартараф этишдаги, бизнесни ривожлантиришдаги муаммолар ечимини топишнинг мақсадли комплексе дастурлари корпоратив ҳамкорликни амалга оширилади.

Инновацион корпоратив ҳамкорлик таркиби «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчилари, иқтисодчи талабалари ва «КОРХОНА» ходимларидан тузилади.

### II. «ИНСТИТУТ» МАЖБУРИЯТИ

2.1. Инновацион корпоратив ҳамкорлик ишидаги илмий-технологик муаммоларни ечишда олимлар, юқори малакали мутахассислар ва иқтисодчи талабаларнинг иштирокини таъминлаш.

2.2. Илмий-тадқиқот ишлари ўтказиш учун корпоратив ҳамкорликка шартон яратиш.

2.3. Корхонада нефт ва газ казиб олиш кўрсаткичларини ошириш, ишлаб чиқариш жараёнларига янги замонавий технологияларни жорий этиш, казиб олинган маҳсулотларни қўшимча компонентлардан тозалаш технологиясини такомиллаштириш, тизим технология жихозларининг чидамчилигини ва ишончилигини ошириш усулларини ишлаб чиқиш ва талдиқ этишда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.4. Корхона буюртмасига кўра мақсадли равишда кадрлар тайёрлаш, уларнинг малакасини ошириш ва қайта тайёрлашда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.5. Корхонада мавжуд реал илмий-технологик муаммолардан келиб чиқиб, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис олимлар томонидан олиб борилаётган тадқиқотлар бўйича илмий-техник дастурлар, битирув-малакавий ишларнинг магистрлик ва докторлик диссертацияларининг мавзуларини шакллантириш ҳамда хўжалик шартномалари асосида изланишларни ташкил этиш.

### III. «КОРХОНА» МАЖБУРИЯТИ

3.1. «КОРХОНА» ходимларининг корпоратив ҳамкорлик ишига иштирокини таъминлаш.

3.2. Тадқиқот ишларини бажариш учун шартон яратиб бериш, ветақли тажриба-синий участкаларини ажратиб, тажриба-синий натижаларини расмийлаштиришда ва ўлар асосида

тавсияномалар ишлаб чиқишида амалий ёрдам кўрсатиш.

3.3. «КОРХОНА» етакчи мутахассислари ва «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчи хамкорликда ўқув-услубий қўлланма ва дарсликлар яратишига.

3.4. «КОРХОНА» етакчи мутахассисларини талабаларга институтда дарс бериш ташкил этиш.

3.5. Икtidорли талабаларни «КОРХОНА» объектлари билан танишишига амалий ёрдам кўрсатиш.

3.6. Битирувчи талабалар ва магистрларнинг ишга жойлаштиришига амалий ёрдам кўрсатиш.

#### IV. ШАРТНОМАНИНГ МАХСУС ШАРТЛАРИ

Томонларнинг розилиги бўйича ушбу шартномага ўзгартириш киритиш мумкин. Шартнома икки нусхада давлат тилида тузилади, бир хил кучга эга ва ҳар иккала томонга берилган.

#### V. ШАРТНОМАНИНГ АМАЛ ҚИЛИНИ МУДДАТИ

Шартнома \_\_\_\_\_ йил муддатга тузилади ва томонларнинг имзолаган кунидан бошлаб кучга кирилади.

#### VI. ТОМОНЛАРНИНГ ЮРИДИК МАВЗИЛИ

180100 Қарши ш., Мустақиллик кўчаси 225-уёй

Молия вазирлиги таъинчилиги  
х/р 23402000300100001010

Марказий банк Тошкент шаҳар Бош бошқармаси

ПШН 201122919 МФО 00014

Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти  
Тўлов мақсади

Шахсий х/р 400910860104017950100079002  
СТИР 200666914

Ректор  Н.Н.Махмудов

“Муборакнефгаз” УШК  
180900, Қашқадарё вилояти Муборак шаҳри  
Занжирсарой кўчаси 1-уёй

х/р 20210000001527874001.

ХХТУТ 11231 МФО 00186,

ЎзСҚБ Муборак шаҳар филиали.

СТИР 200597662

Бошлик 

Ш.Ж.Шамшиев

20.01.2019

2019

Ушбу шартнома  2019 йили \_\_\_\_\_ ой \_\_\_\_\_ кунда тузилган.

**Бажарувчининг номи**  
Қарши муҳандислик-иқтисодиёт  
институти «Нефт ва газ конларини ишга  
тушириш ва улардан фойдаланиш»  
кафедраси  
Манзили: Қарши шаҳар, шибаета  
кучаси 5-уй

« 2 » 06 2015 йил

**Буюртмачининг номи**  
Қарши муҳандислик-иқтисодиёт  
институти «Нефт ва газ конларини  
ишга тушириш ва улардан  
фойдаланиш» кафедраси  
Манзили: Қарши шаҳар, шибаета  
кучаси 5-уй

« 4 » 06 2015 йил

## Д а л о л а т н о м а

« 2 » 06 даги № 48/10 рақамли шартномага мувофиқ илмий - техник маҳсулотларни топшириш - қабул қилиш.

«Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз»)» номли илмий тадқиқот ишини биз қуйида бажарувчилар вакилидан имзо чекувчилар: ГТИ ва НСФ кафедраси доценти С.С.Эшев, «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш» кафедраси магистратура 2-курс талабаси Э.У.Хайдаров.

Бир томондан, буюртмачи вакили «НГКИТ ва УФ» кафедраси доц. Н.Х.Эрматов, Иккинчи томондан магистратура талабаси Э.У.Хайдаров, ГТИ ва НСФ кафедраси доц. С.С.Эшевнинг илмий раҳбарлигида илмий-техник маҳсулот тўғрисида ушбу далолатномани 2015 йил « 4 » 06 да туздилар ва қуйидаги ҳолатда расмийлаштирилган.

«Нефт ва газ факультети», «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш» кафедраси бакалавр йўналиши 4-курс талабаларига ўтиладиган «Газ ва газоконденсат конларини ишлаш ва ишга тушириш» фани таркибидаги мавзуларда қатлам босимини ушлаб турувчи Сайклинг – процесс технологиясини қўллашга доир маълумотларга ва норматив ҳужжатларга қўйиладиган талабларни ёритишда айнан магистрлик диссертациянинг II -боб ва III -боб ларидан фойдаланилган ҳолда дарс ташкил этилди. Дарс жараёнида талабаларга сайклинг – процесс технологиясининг моҳияти, ишлаш принципи ва унинг афзаллик томонлари кўрсатиб ўтилди.

Айнан шу сабабли юқорида келтирилган мавзуда илмий тадқиқот иши олиб борилиб, «Газ ва газоконденсат конларини ишлаш ва ишга тушириш» фанини ўтишда талабаларга конларни ишлатиш муаммосини ечишда амалда бажарилган ва бажариш таклиф этилаётган технологиялар, ечимлар ва замонавий технологияларидан фойдаланиш иш самаралари ҳақида, хулосалари билан келтирилган.

**БАЖАРУВЧИЛАР:**  
номидан ишни топширувчи

Илмий раҳбар:

Жабборов Х

Магистратура талабаси:

Хайдаров Э.У

**БУЮРТМАЧИ:**

номидан ишни қабул қилувчилар:

Нурматов.Ж.Т

Эрматов.Н.Х

**КАРШИНСКИЙ ИНЖИНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**  
**ОТДЕЛ МАГИСТРАТУРЫ**

5Ф311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
студент магистратуры 2-курса группы НГИ-612р, 1987 год, узбек,  
Хайдаров Элбек Усмон угли

**ХАРАКТЕРИСТИКА**

Хайдаров Э.У. 2006 году поступил в, факультет «Нефти и газа», по специальности «Нефтегазовое дело» на 1-курс.

В 2010 году окончил университет направлением для магистратуры и получил степень бакалавра.

В 2013 году стал студентом 1-курса магистратуры по направлению 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Во время учебы в институте студент магистратуры показал себя целеустремленным, пунктуальным, любознательным и особо выделялся своим воспитанием, манерой общения. Во время учебы усердно занимался, получал знания. Хайдаров Э.У. особенное значение уделял предметам по специальности. Он кроме занятий и лекций так же участвовал на мероприятиях в рамках института. Выходил с докладами на научно-технических конференция. Написал ряд статей которые вышли в престижных журналах, газетах, сборниках и тд.

Хайдаров Э.У. так же принимал активное участие в общественных работах в рамках отдела магистратуры.

Хайдаров Э.У. скромный и правильный, беспокоится о своих друзьях, заботливый. В связи с этим однокурсники его очень уважают.

Характеристика для представления Государственной Аттестационной Комиссии.

Начальник отдела магистратуры:

 доц. Холбаев Б.М.

Зав. кафедры «РЭНГМ»:

 доц. Эрматов Н.Х.

Научный руководитель:

 Жабборов Х.



Форма I. II

Список научных трудов Элбек Хайдаров Усмон угли

№	Наименование научных работ	Печатный или рукопись	Наименование, номер и год издания, журнала	Печатный лист	Фамилия, имя и отчество соавторов
1.	Линеаризация уравнение неустановившееся фильтрации газа и его решение.	Печатный	Инновационные технологии. №3-2014. Карши, 2014г.	стр.11-14	Мустофоев Г.М.
2.	Гидродинамические методы исследования газовых несовершенных скважин.	Печатный	Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014г.	стр.309-312	Мустафоев Г.М. Элмуродов Э.Ю
3.	Лабораторные исследования кинематической структуры потока.	Печатный	Сб. региональной научно-практической конференции молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской области. Кар ИЭИ.2014г.	стр.360-363	Ширинов Ю.Н. Аширова Л.В.
4.	Цель моделирования нефтяных пластов.	Печатный	Сб. материалов научно-практической конференции профессор-преподавателей Кар.ИЭИ. Карши, 2014г.	стр.178-182	Эшев С.С. Мустафоев Г.М.



Автор: студент 2-курса магистратуры группы НГИ-612р

*Elbek*

Э.У.Хайдаров

Начальник отдела магистратуры:

*Beceev*

доц.Б.М.Холбаев

## ОТЗЫВ

Научного руководителя на магистерскую диссертацию Хайдарова Элбека на тему: **«Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз»)»**

По мере накопления научного и практического опыта, а также в результате сопоставления потенциальных запасов конденсата с реальными объемами добычи стала очевидной необходимость увеличения коэффициентов газо и конденсатоизвлечения (отношение суммарной добычи газа (конденсата) к его начальным балансовым запасам) с помощью различных технологий регулирования внутрипластового давления в процессе разработки месторождений.

Наиболее распространенным способом повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений является сайклинг-процесс, сущность которого заключается в закачке в продуктивный пласт через нагнетательные скважины “сухого” отсепарированного газа, с помощью которого повышается давление в пласте.

Магистерская диссертация Хайдарова Элбека по теме **«Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз»)»** является значимым для условий газоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и низкой проницаемостью коллектора результатами исследования добычи конденсата по методу сайклинг-процесса при использовании собственных ресурсов газа месторождения «Кукдумалак» и при постоянном объеме нагнетаемого газа. Особую актуальность она приобретает при разработке газоконденсатных месторождений с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м<sup>3</sup>), которые разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, и ввиду ретроградных явлений в пласте остается от 50 до 80 % потенциальных



## Отзыв

Научного консультанта на магистерскую диссертацию Хайдарова Элбека на тему: «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз») представленной на соискание академической степени магистра по специальности 5А511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В настоящее время в нефтегазовой промышленности Республики Узбекистан выполняется комплексная программа работ по увеличению продуктивности пластов, рассчитанная на длительную перспективу, что в конечном итоге повышает экономическую эффективность всего производства.

В данной диссертационной работе рассмотрен вопрос анализа и оценки проведения сайклинг-процесса на месторождении Кокдумалак.

Основная постановка задачи в данной диссертации, это усовершенствование методов разработки газоконденсатных месторождений при применении газовых методов поддержания пластового давления. Предложение рекомендаций по проектированию поддержания пластового давления нагнетанием в пласт газа, т.е. применение сайклинг-процесса.

Магистерская диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы. Основная содержания работы изложено на 112 стр, включает 14 рис, 10 таблиц, библиографический список использованной литературы из 72 наименований.

В первой главе рассмотрен вопрос современного состояния изученности вопроса поддержания пластового давления нагнетанием в пласт газа, т.е. применение сайклинг-процесса. Автор обобщая и анализируя научно-технических литератур, описал преимущество применение сайклинг-процесса.

Во второй главе приведены данные изучаемого объекта исследования месторождения Кокдумалак. Показаны местоположение, геология и анализ текущего состояния разработки Кокдумалак, а также особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей. Анализируя вышеперечисленных данных по месторождению Кокдумалак сделал практические выводы.

В третьей главе рассматривается вопрос о Поддержании пластового давления на газовых и газоконденсатных промыслах УДП «Мубарекнефтогаз» с применением «сайклинг-процесса». При этом обосновывается оценка текущего состояния системы поддержания пластового давления и общая характеристика производства. Изучая вопрос по исследованию и тщательно анализируя автором предлагается технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.

В заключение диссертации сделано практические выводы и предложения по сайклинг-процессу.

В целом магистерская диссертация выполнена на высоком уровне, соответствуют требованиям поставленным к таким работам, а автор Элбек Хайдаров заслуживает академической степени магистра по специальности 5A511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

**Научный консультант,**

**к.т.н., доцент:**

**С.С.Эшев**



*С.С.Эшев*  
*С. Эшев*  
*инженер*  
*Хайдаров*

## ОТЗЫВ

На магистерскую диссертацию Хайдарова Элбека на тему: **«Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтваз»»**

По мере накопления научного и практического опыта, а также в результате сопоставления потенциальных запасов конденсата с реальными объемами добычи стала очевидной необходимость увеличения коэффициентов газо и конденсатоизвлечения (отношение суммарной добычи газа (конденсата) к его начальным балансовым запасам) с помощью различных технологий регулирования внутрипластового давления в процессе разработки месторождений.

Наиболее распространенным способом повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений является сайклинг-процесс, сущность которого заключается в закачке в продуктивный пласт через нагнетательные скважины “сухого” отсепарированного газа, с помощью которого повышается давление в пласте.

Магистерская диссертация Хайдарова Элбека по теме «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтваз»» является значимым для условий газоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и низкой проницаемостью коллектора результатами исследования добычи конденсата по методу сайклинг-процесса при использовании собственных ресурсов газа месторождения «Кукдумалак» и при постоянном объеме нагнетаемого газа. Особую актуальность она приобретает при разработке газоконденсатных месторождений с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м<sup>3</sup>), которые разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, и ввиду ретроградных явлений в пласте остается от 50 до 80 % потенциальных запасов конденсата, в зависимости от его плотности и начального

содержания в газе. Избежать таких потерь можно путем искусственного поддержания пластового давления на уровне выше давления начала конденсации.

Автор диссертации показал, что он может самостоятельно планировать и грамотно выполнять исследования на высоком научном уровне с использованием современных состояние технологии сайклинг-процесса.

Учитывая вышеперечисленных, что Хайдаров Элбек сформировался в самостоятельного научного работника, а представленная им работа отвечает требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание степени магистра.

С рекомендациями магистранта следует согласиться.

В целом рассматриваемая магистерская диссертация Хайдаров Элбек на тему: «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давление (на примере УДК «Мубарекнефтваз» выполнена в соответствии с предъявляемыми требованиями и рекомендуется к защите.

Кафедры «ГНГМиР»



доц. Ярбобоев.Т.Н

## Рецензия

На магистерскую диссертацию Хайдарова Элбека на тему: **«Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз»** представленной на соискание академической степени магистра по специальности 5А511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Магистерская диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы. Основная содержания работы изложено на 112 стр, включает 14 рис, 10 таблиц, библиографический список использованной литературы из 72 наименований.

Одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли является метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный «сайклинг-процесс», оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата, но опыт разработки газоконденсатных месторождений и предыдущих научных работ выявил необходимость совершенствования процесса проектирования разработки месторождений.

Накопленный опыт применения сайклинг – процесса в различных условиях и на месторождениях с разными геологопромысловыми характеристиками потребовали более глубокого обоснования каждого проекта разработки, предусматривавшего возврат в пласт газа. Стала очевидной необходимость тщательного изучения характера неоднородности пласта - потенциального объекта нагнетания сухого газа.

Магистрант четко описывает успешность применение новой технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.

Целью работы является совершенствование методов разработки газоконденсатных месторождений при применении газовых

методов поддержания пластового давления, т.е. сайклинг-процесса. Предложение рекомендаций по проектированию поддержания пластового давления нагнетанием в пласт газа, т.е. применение новой технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.

Э.Хайдаров для решение поставленной задачи сделал литературный обзор по изучению технологии сайклинг-процесса и предложил рекомендации по применению новой технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.

В целом магистерская диссертация выполнена на высоком уровне, соответствуют требованиям поставленном к таким работам, а автор Э.Хайдаров заслуживает академической степени магистра по специальности 5A511901«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

**Начальник геологической службы  
УДП «Шуртаннефтегаз»**



*Зайнидинов* Д.А.Зайнидинов

## Гарантийное письмо

Я, главный инженер ООО «Газлойиха» Жабборов Х., поручаюсь за студента магистратуры Каршинского инженерно-экономического института, отдел магистратуры, 2 курс группы НГИ-612р, по направлению 5А311901-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Хайдаров Элбек Усмон угли, за то, что магистерская диссертационная работа на тему: «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосиолистых веществ», выполнена правильно в соответствии с постановлением министерства Высшего и среднего специального образования Республики Узбекистан № 418 от 29 октября 2012 года.

Заведующий кафедры «РЭНГМ»:



**Н.Х. Эрматов**

Научный руководитель:



**Х. Жабборов**

«15» июн 2015 год

**5A311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
студент магистратуры 2-курса группы НГИ-612р  
Хайдаров Элбек Усмон угли  
таблица мониторинга выполнения магистерской диссертации**

Срок выполнения диссертации, %											
Биринчи ўқув йили								Иккинчи ўқув йили			
I-четверть		II-четверть		III-четверть		IV-четверть		I-четверть			
План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
12	12	32	32	52	52	72	72	92	92	100	100

5A311901 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений  
студент магистратуры 2-курса группы НГИ-  
612р:



Хайдаров Э.У.

Научный руководитель:



Жабборов Х.

Зав. Кафедры "РЭНГМ":



доц. Н.Х.Эрматов

Карши - 2015 г.