

**Министерство Высшего и среднего специального образования
республики Узбекистан**

Каршинский инженерно-экономический институт

Отдел магистратуры

На правах рукописи
УДК: 622.271

Хайдаров Элбек Усмон угли

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

**Специальность 5А 311901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений»**

**Диссертация
на соискание академической степени магистра**

**Научный руководитель: _____ гл. инженер ООО «Газлойиха»
Х.Жабборов**

Карши 2015

Аннотация

Магистерской диссертационной работы Хайдарова Элбека Усман угли на тему «Усовершенствование разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления» (на примере УДК «Мубарекнефтьгаз»)

Актуальность проблемы: В настоящее время газоконденсатные месторождения с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м³) 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 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 А.У., Мустофоев 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 А.У., Ширинов 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 А.У., Мустафоев Г.М. Цель моделирования нефтяных пластов. – Сб. материалов научно-практической конференции профессоров-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 рисунка.

ANNOTATION

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

The urgency of the problem: At present gas condensate fields with unique high condensate (500 g / m³) 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 "re-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 UDP "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 AU, Mustofoev GM Linearization equation unsteady gas filtration and his decision .- // Innovative Technologies. №3-2014. Karshi, 2014, pages.- 11-14.

2. Khaydarov AU, Mustafoev GM and others. The hydrodynamic gas imperfect research methods skvazhin.- Coll. Regional scientific-practical conference of young scientists and students of Kashkadarya and Surkhandarya region. Kar IEI.2014. pages.309-312.

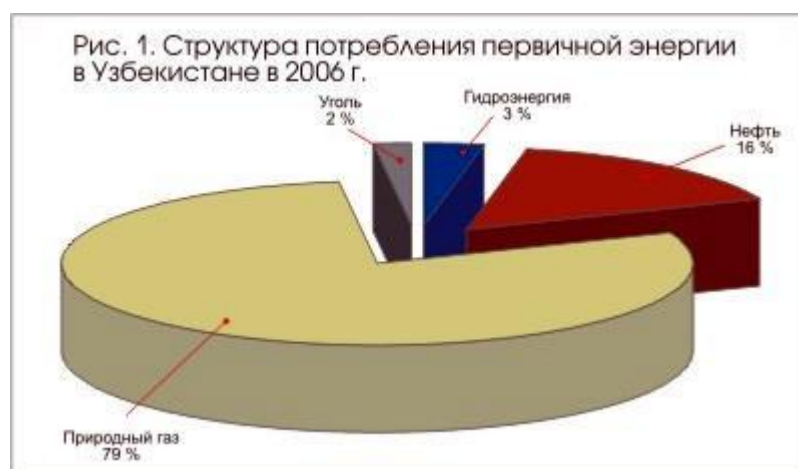
3. Khaydarov AU, width Yu, LV Ashirova Laboratory studies of the kinematic structure of the flow. Coll. Regional scientific-practical conference of young scientists and students of Kashkadarya and Surkhandarya region. Kar IEI.2014. pages.360-363.

4. Eshev SS Khaydarov AU, Mustafoev GM 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.

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 применяют его начали в конце 30-х годов, в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах

как сырье для производство 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/м³. 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/м³. 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 по применению 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 м³ 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 CO₂ – 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 «Култак» 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/м³) 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 докладывалось на научно-практической конференции профессоров и преподавателей Кар.ИЭИ. (Карши, КарИЭИ, 4-5 июля 2014 г).

Публикация: Основное содержание изложено в 2 публикациях и в тезисах докладов конференции.

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

По теме магистерской диссертационной работы опубликованы две статьи:

1. 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.

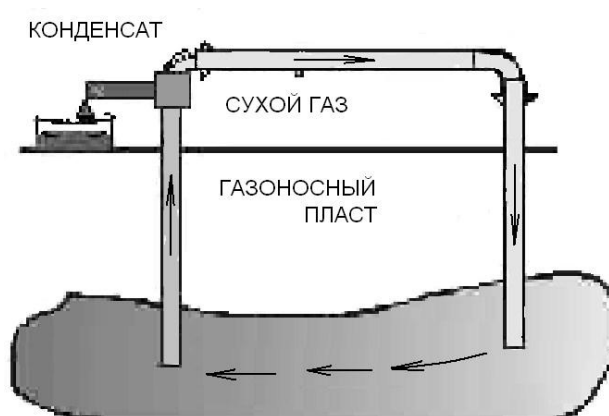


Рис. 1. Схема сайклинг-процесса

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 *Cierra 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 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» [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 на1 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 возможностьуправления 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 квазистационарных 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 1.05.2007 получена экономия денежных средств затраченных на электроэнергию в течение года.

1.2. Залежи углеводородов в природном состоянии

1.1.1. 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.

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

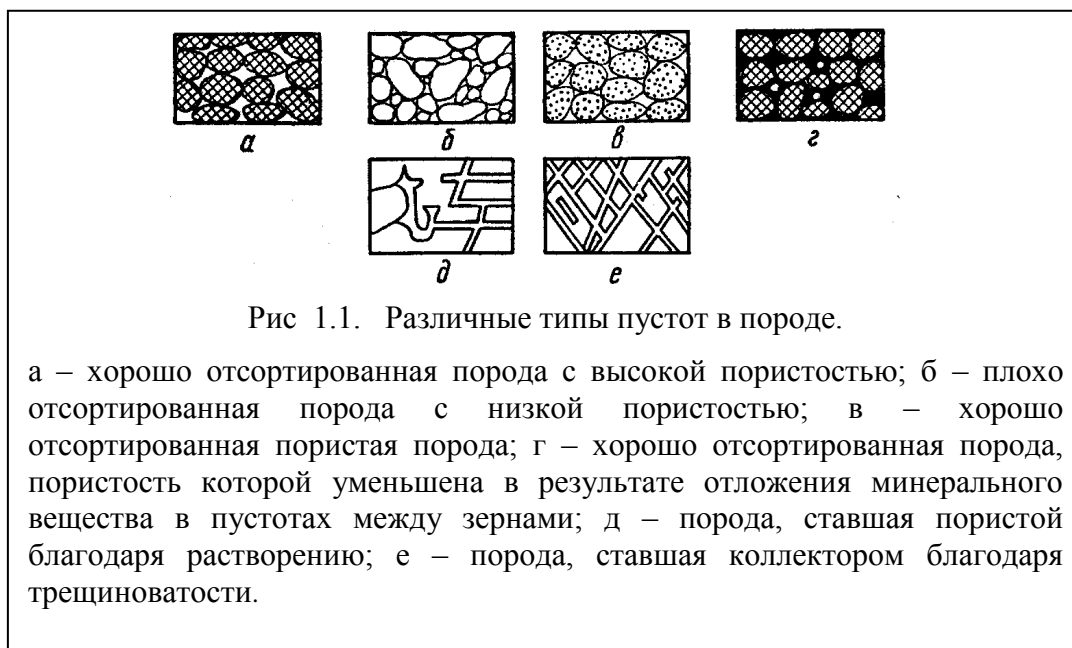


Рис 1.1. Различные типы пустот в породе.

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

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 и строение порового пространства

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. 1.2.) 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.1.3) пористость будет составлять всего 25.9%.

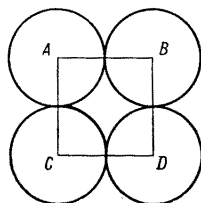


Рис. 1.2. Свободное расположение шаров в модели фиктивного грунта

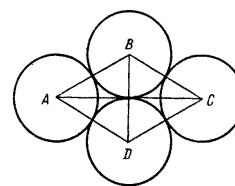


Рис. 1.3. Тесное расположение шаров в модели фиктивного грунта

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 $\text{м}^3/\text{с}$; k_{np} – коэффициент проницаемости в м^2 ; F – площадь поперечного сечения в м^2 ; μ - вязкость флюида в $\text{Па}\cdot\text{с}$; 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 m^2 ; μ – 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 $1cm^2$, при перепаде давления в 1 ат на протяжении 1 см в 1 сек проходит $1cm^3$ жидкости, вязкость которой 1 сп.

Проницаемость пород, служащих коллекторами для нефти, обычно выражают в миллидарси или $mкм^2 \cdot 10^{-3}$.

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

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

$$k = \frac{m^3}{f \cdot T^2 \cdot S^2}$$

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.

1.1.2. 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.

1.1.3. 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 г/м^3 называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше 150 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

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i, \quad (1.4)$$

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 ρ_r рассчитывается по формуле

$$\rho_r = M/V_m = M/24,05, \quad (1.5)$$

где V_m — объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение ρ_g находится в пределах 0,73— 1,0 кг/м³. Чаше пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{г.в}$ равной отношению плотности газа ρ_g к плотности воздуха ρ_v взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{г.в} = \rho_g / \rho_v. \quad (1.6)$$

Если ρ_g и ρ_v определяются при стандартных условиях, то $\rho_g = 1,293$ кг/м³ и $\rho_v = \rho_g / 1,293$ кг/м³.

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:

$$pV = NRT, \quad (1.7)$$

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

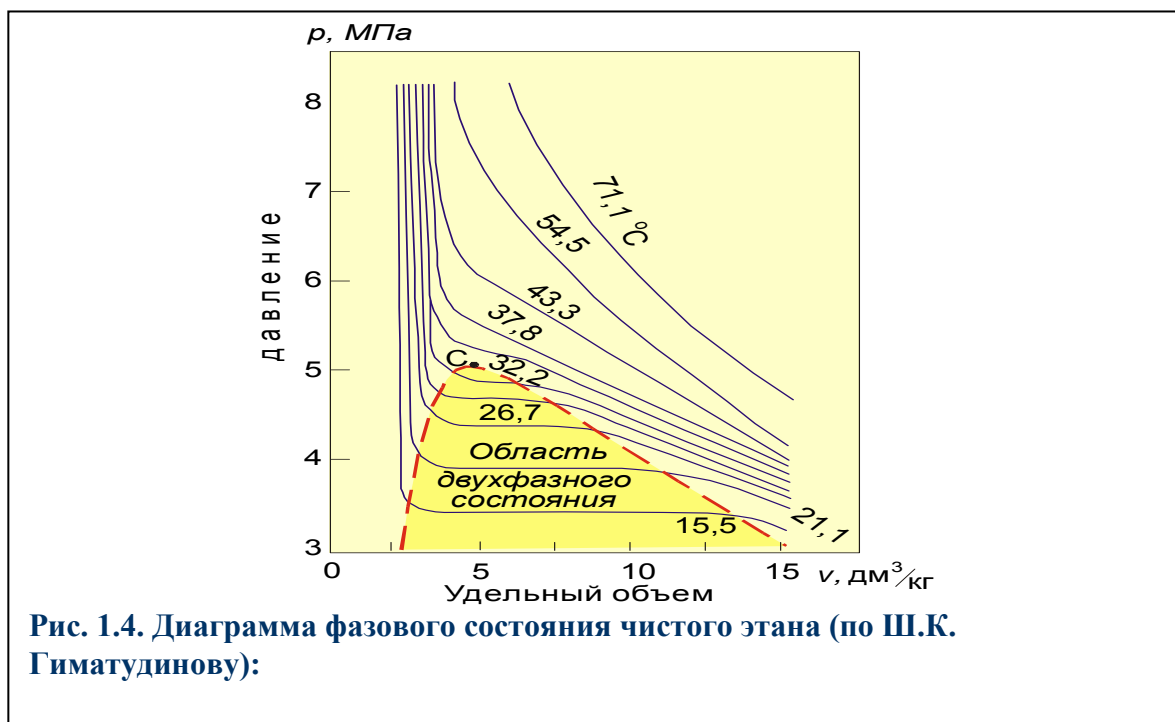
Эти уравнения применимы для идеальных газов. Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона — Менделеева для реальных газов записывается в виде

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

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):

$$Z = V/V_{и}$$



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 H_2S и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является

конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата (см^3) в 1 м^3 отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором, — это количество газа (м^3), из которого добывается 1 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 ($\text{C}_{6+\text{выш}}$). 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 $1,26\text{—}1,32 \text{ см}^3/\text{г}$ (плотность льда $1,09 \text{ см}^3/\text{г}$).

Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от



Рис.1.5. Диаграммой гетерогенного состояния в координатах p — T

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. 1.5). 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/см³.

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 покрывки: 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 α активности, близкой к интенсивности водонасыщенных пластов;
- отсутствием глинистой корки и наличием каверн;
- значительной (в большинстве случаев) величиной ρ_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. B. 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 1-главе.

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. м³) 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.

2. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ВЛИЯНИЕ НА НЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИИ

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 термобаричные условия, прочность газового пласта, состав пластового газа, технологические особенности эксплуатации скважин (дресселирования 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 промысловую обработку с целью удаления высококипящих углеводородов C5+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 газонасности: 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, покрытию 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.м³;
- добыча свободного газа – $4,9 \cdot 10^8$ м³;
- добыча конденсата – 66418 тн;
- добыча воды – 1783747;
- закачка сухого газа – 6431455,8 тыс.м³;
- закачка воды – 18465128 м³;

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 нефтескважин (СП «Кокдумалакгаз»)-313 т/д;
- газа попутного – 14651 м³;
- воды – 154079 м³.

Среднесуточные показатели по закачке составляют;

- газа – 435,088 тыс.м³ (включая газ, закачиваемый в газлифтные скважины);

Воды – 1550 тыс.м³.

Изменение пластового давления в газовой и конденсатной части

Таблица 2.1

Год	Р _{пл}	Падение давления на каждый год, кгс/см ²		Падение давления,		Дебит газа млн. м ³ /кгс/см ²
	Газовой части			%		
	кгс/см ²	Сначала	В текущем году	Сначала	В текущем 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

Нагнетание газа в пласт

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/м³ до 450 г/м³. Пластовое давления при этом составило 435 кгс/см². С начала водонагнетательных работ в пластах до сайклинг-процесса в газоконденсатной части пластовое давления в каждом месяце понизилась на 2,5 кгс/см².

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

Месяцы	Числ о сква жин	Нагнетенный газ, тыс. м ³				
		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

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

Таблица 2.3

(млн.м³)

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

Стратиграфия месторождения.

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 переслоением 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 делится 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).

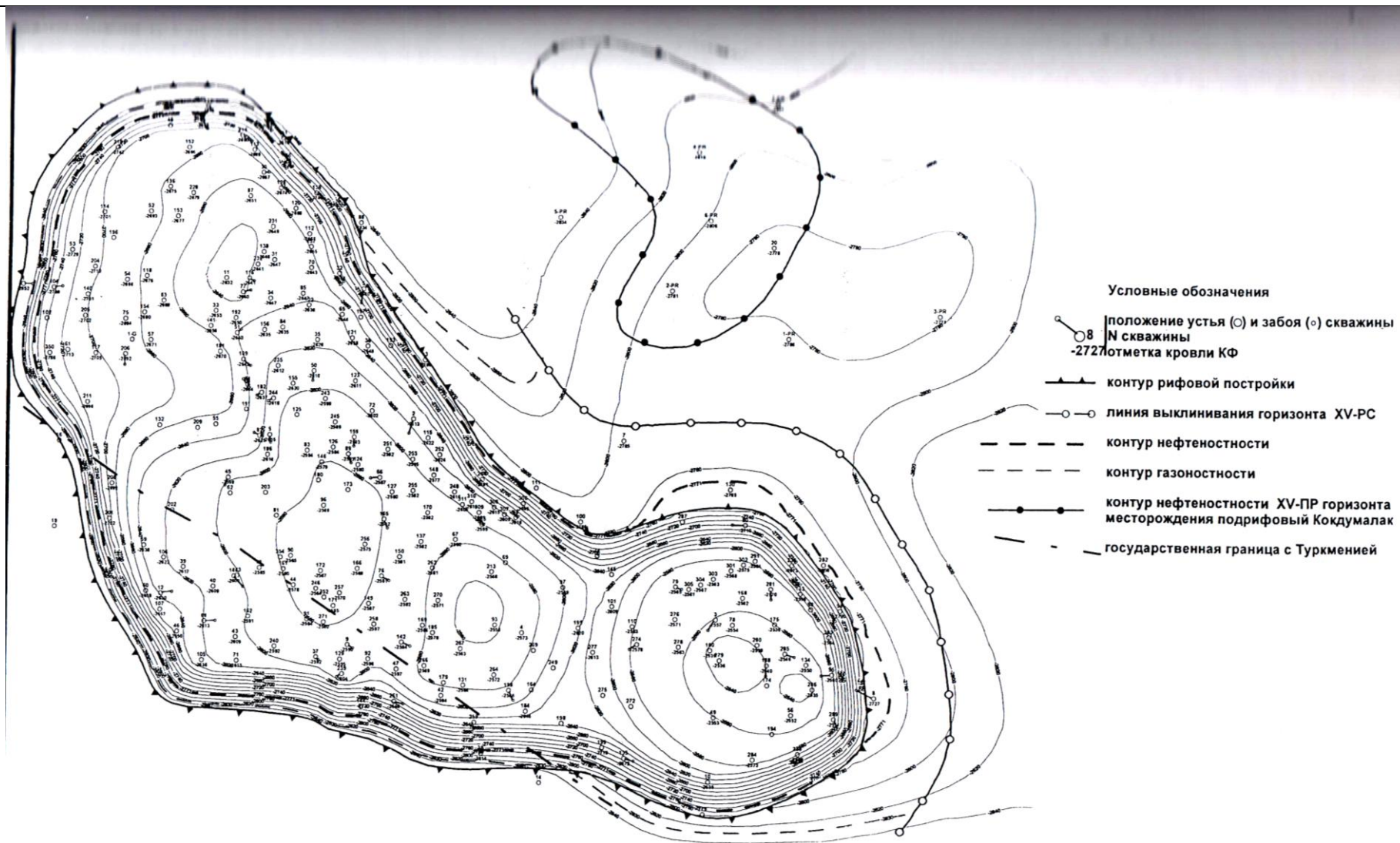
XV – ПР горизонт. Основной особенностью в распространении отложений XV – ПР горизонт является увеличение общей толщины из от кольцевого гребня в направлении центральной части рифовой постройки. Эта особенность в характере распространения XV – ПР горизонта является общей для всех рифовых массивов региона (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 – ПР 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 обрамляющей рифовый массив зоне, по лучившей название ангидритового века.



Рисинок 1.1. Структурная карта кровли верхнеюрской карбонойтной формации месторождения Кокдумалак

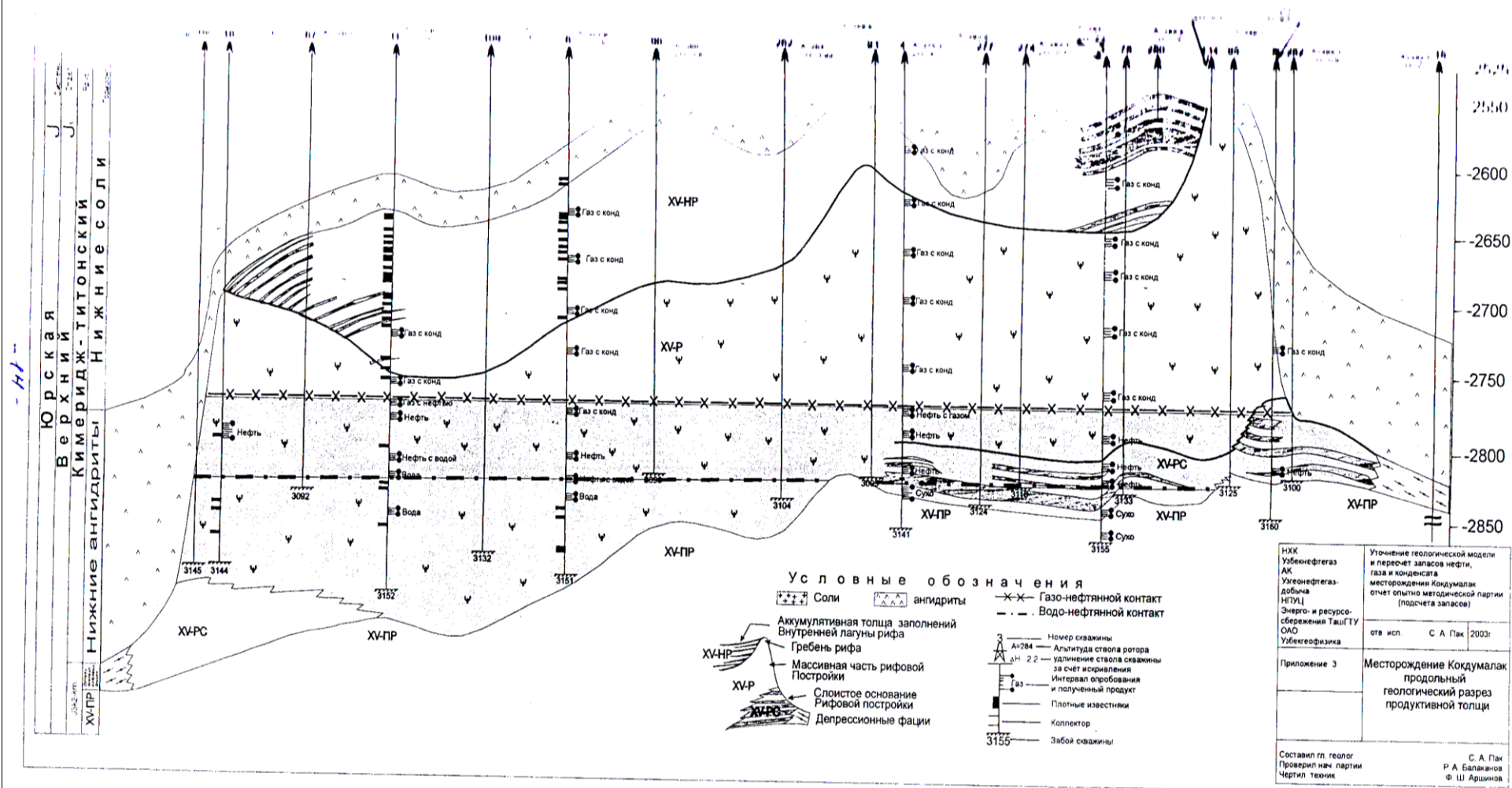


Рисунок 1.2. Продольный геологический разрез продуктивной толщи месторождения Кокдумалак

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 входит 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 толщей. 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 простирающемуся.

На основании бурения эксплуатационных скважин № 38, 88, 119, 151 отличается несколько крутое падение бортовых складок по сравнению с первоначальными построениями. 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 и 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 -1.1. – Характеристика параметров залежи

Параметры	Нефтяная часть залежи	Газоконденсатная часть залежи
Продуктивные горизонты	XV – P, PC	XV –P, HP, PC
Длина, км	9	8,25
Ширина, км	2,8-3,7	1,8-3,2
Высота, км	59	230
Площадь, км ²	28,21	20,987
Эффективный продуктивный объем км ² ($F \cdot h \cdot k_n$)	$218,1 \cdot 10^2$	$368,4 \cdot 10^6$
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- нефтенасыщенности 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 водоносности от пористости [15, 17].

Коэффициент нефтенасыщенности к пересчету запасов [17] принят зависимости остаточной водоносности от пористости. Значения этого параметра по отдельным скважинам, подсчетным полям и нефтенасыщенной части залежи в целом приведены в работе [17]. Средневзвешенная величина коэффициента нефтенасыщенности 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 средневзвешенные значения коэффициента газонасыщенности по залежи в целом составило 0,915, а по второму -0,92. Коэффициент газонасыщенности определялся по зависимости остаточной водоносности, 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 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 $k_{нг}$ 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/м³ (на сухой газ);

в единицах массы -607 г/м³ (на пластовый газ);

средняя плотность конденсата -0,802 г/м³.

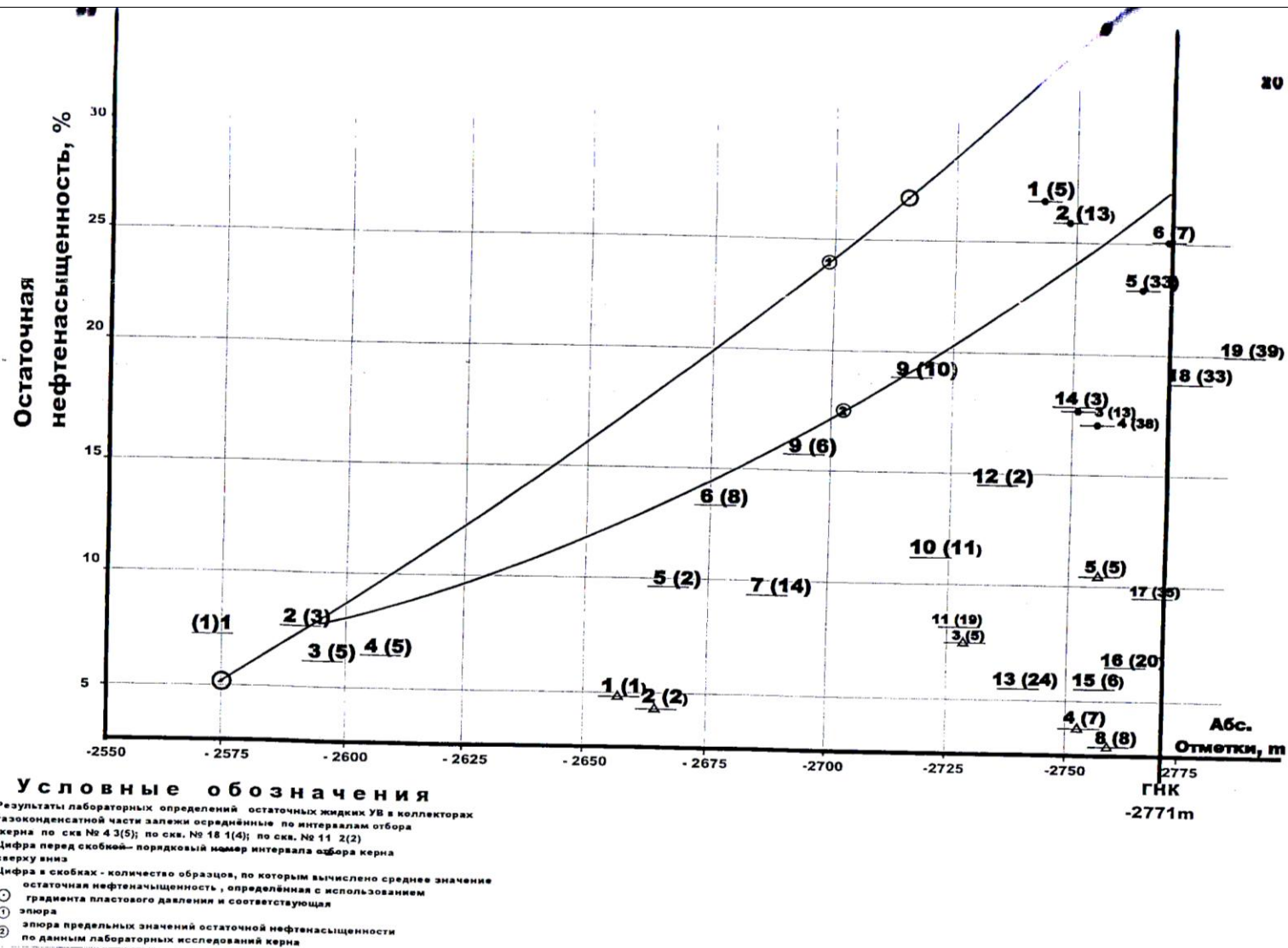


Рисунок 1.3. Изменение остаточной нефтенасыщенности по высоте газоконденсатной части залежи месторождения Кокдумалак

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/м³;
- пропана 41,2 г/м³;
- изобутана 7,7 г/м³;
- нормального бутана 20,29 г/м³.

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

Средняя вишгена плотности пластового газа равна 0,430 г/м³.

Средний состав пластового газа.

Таблица 2.4.

Мольное содержание компонентов, %									
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	изо C ₄ H ₁₀	нфи C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ +в ыс	N ₂	CO ₂	H ₂ S	He
78,31	5,00	1,97	0,28	0,73	9,48	0,37	0,77	0,08	0,01
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									
1256,24	150,3	86,86	16,27	42,42	1498	1936	165,92	2,727	0,0
9	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 м³/м, объемный коэффициент -1,63 плотность дегазированной нефти -873 кг/м³ [15].

Из среднего состава нефтерастворенного газа (Таблица 2.5) следует, что последний относится к легким газам, по концентрации углеводородных компонентов – к низкосероводородному, пониженноазотному, с повышенным содержанием углекислого газа.

Средний состав нефтерастворенного газа.

Таблица 2.5

Мольное содержание компонентов, %													
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	и- C ₄ H ₁₀	н- C ₄ H ₁₀	и- C ₅ H ₁₂	н- C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈ +выс	N ₂	H ₂ S	CO ₂	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/м³;
- пропана-1,78 г/м³;
- бутанов-0,98 г/м³.

Сероводородсодержащие газы и нефти. Средняя объемная доля сероводорода в пластовом газе составляет 0,08 % (массовая доля – 1,14 г/м³), что соответствует 1,077 элементарной серы в 1 м³ газа при стандартных условиях [15]. Содержание сероводорода в нефтерастворенном газе составляет в среднем 0,12 % (массовая доля 1,72 г/м³), что соответствует 1,615 г элементарной серы 1 м³ нефтерастворенного газа при стандартных условиях [15]. Изучения характера распределения концентрации H₂S 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.

Выводы по 2-главе

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.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. ГЛАВА. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОДДЕРЖАНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	10
1.1. Обзор существующих литератур по проблеме разработке газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.....	10
1.2. Залежи углеводородов в природном состоянии.....	16
1.1.1. Коллекторы нефти и газа.....	16
1.1.2. Свойства пластовых флюидов. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи.....	21
1.1.3. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты. Пластовые газы.....	23
1.3. Перспективы и сложности применения сайклинг-процесса на газовых и газоконденсатных месторождениях.....	28
Выводы по 1-главе.....	31
2. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ВЛИЯНИЕ НА НЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	33
2.1. Некоторые особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей.....	33
2.2. Комплекс работ по извлечению газоконденсатной смеси из пласта-коллектора.....	38
2.3. Геолого-геофизическая характеристика месторождения Кокдумалак.....	44
3. ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛАХ УДП «МУБАРЕКНЕФТГАЗ» С ПРИМЕНЕНИЕМ «САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА»	65
3.1. Оценка текущего состояния системы поддержание пластового давления.....	65
3.2. Общая характеристика производства.....	67
3.3. Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин.....	84
ЛИТЕРАТУРА	98