

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
УНИВЕРСИТЕТ «ХАЗАР»**

на правах рукописи

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Мустафаяев Хайям Мустафа оглы

**Оценка извлечения остаточных запасов
конденсата при создании и эксплуатации
Карадагского подземного хранилища газа**

**Факультет:
Специальность:
Научный
руководитель:**

**«Инженерных и прикладных наук»
«Нефтяная инженерия и менеджмент»
к.т.н. доцент Исмаилов Р.Д.**

БАКУ 2000

RECHERAT

In activity the analysis of mining of reservoir VII of horizons Central and Eastern of units Karadag of underground storage of gas is conducted, in which one forms Reservoir of Gas- condensate. The residual reserves of hydrocarbon and distribution of the contents of a condensate in gas on reservoir are updated, on the basis of which one the model of extraction of a condensate is given at exploitation Karadag of underground storage of gas. Dan calculation of technological parameters (indexes) of exploitation of underground storage of gas by differentiated hooking up in activity of injection-development wells. Are determined bulk volume of an extracted (drawn) volume of a retrograde condensate, the padding volumetric gain of fissile gas is estimated at the expense of a liberation of energy of a gas-saturated volume of pores and the scheme of rational gas conditioning to the transport is given.



РЕФЕРАТ

Объем работы 78 страниц, 19 рисунков, 15 таблиц, 16 источников.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ, ГАЗОНАСЫЩЕННЫЙ ОБЪЕМ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА, РЕТРОГРАДНЫЙ КОНДЕНСАТ, ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ СКВАЖИН

Объектом исследования являются выработанные залежи VII-х горизонтов продуктивной толщи создаваемого Карадагского подземного хранилища газа (ПХГ).

Цель работы - на основе анализа разработки газоконденсатного месторождения (ГКМ) Карадаг уточнить остаточные запасы углеводородов и оценить степень извлечения ретроградного конденсата при создании и эксплуатации одноименного ПХГ.

В работе проведен анализ разработки залежи VII-х горизонтов Центрального и Восточного блоков Карадагского ГКМ, в которых создается ПХГ. Уточнены остаточные запасы углеводородов и распределение содержания конденсата в газе по залежи, на основе которого дана модель извлечения конденсата при эксплуатации Карадагского ПХГ. Дан расчет технологических показателей эксплуатации ПХГ путем дифференцированного подключения в работу нагнетательно-эксплуатационных скважин. Определены суммарный объем извлекаемого объема ретроградного конденсата, оценен дополнительный прирост объема активного газа за счет высвобождения газонасыщенного объема пор и дана схема рациональной подготовки газа к транспорту.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1.ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАДАГ В СВЕТЕ СОЗДАНИЯ В НЕМ ПХГ.....	6
1.1.Стратиграфия.....	6
1.2.Тектоника.....	7
1.3.Нефтегазоносность.....	10
1.4.Водоносность.....	12
2.АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВИТЫ VII-х ГОРИЗОНТОВ.....	13
2.1.Анализ разработки Восточного блока (ПХГ малого блока).....	13
2.2.Анализ разработки Центрального блока (ПХГ большого блока).....	14
2.3.Анализ разработки газоконденсатной зоны залежей VII-х горизонтов.....	24
2.4.Результаты анализа разработки залежей VII-х горизонтов в свете создания в них ПХГ.....	28
3.ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО КОЭФФИЦИЕНТА КОНДЕНСАТООТДАЧИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРАДАГСКОГО ПХГ.....	31
3.1.Оценка коэффициента конденсатоотдачи и остаточных запасов конденсата.....	31
3.2.Интенсификация добычи остаточных запасов жидких углеводородов при эксплуатации ПХГ.....	36
3.3.Метод и расчетная модель извлечения конденсата при эксплуатации ПХГ.....	38
3.4.Расчет технологических показателей опытно-промышленной закачки (ОПЗ) газа и извлечения ретроградного конденсата.....	40
4.МЕТОДИКА ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАРАДАГСКОГО ПХГ.....	48
4.1.Постановка задачи.....	48
4.2.Расчет объемов активного и буферного газа хранилища.....	50
4.3.Расчет системы «пласт-скважина-шлейф-ГРП».....	51
4.4.Исходные данные к расчету технологических показателей эксплуатации ПХГ.....	54
4.5.Обоснование и расчет технологических показателей вариантов эксплуатации хранилища.....	58

5. АНАЛИЗ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА ПРИ ЗАДАННЫХ УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРАДАГСКОГО ПХГ, ОЦЕНКА ПРИРОСТА АКТИВНОГО ОБЪЕМА И РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	63
5.1. Результаты экспериментальных исследований извлечения конденсата.....	63
5.2. Оценка прироста объема активного газа за счет извлечения конденсата.....	68
5.3. Разработка принципиальной схемы подготовки газа к транспорту.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	77

ВВЕДЕНИЕ

В связи с увеличением на перспективу добычи и импорта газа, протяженности магистральных газопроводов, обеспечение регулирования неравномерности газопотребления, устойчивости работы газотранспортной системы и надежности газоснабжения путем создания подземных хранилищ газа (ПХГ) является актуальной и важной народнохозяйственной проблемой.

Создание Карадагского ПХГ на базе истощенной залежи VII-х горизонтов продуктивной толщи, как показали исследования, отвечают требуемым критериям, к которым относятся герметичность емкости, газовый режим работы пласта, близкое расположение к магистральному газопроводу, требуемый объем активного газа, устойчивость коллекторов и др. Кроме того извлечение ретроградного конденсата даст дополнительный эффект при создании ПХГ. Поэтому оценка извлечения конденсата и сопутствующие этому исследования являются важной задачей рациональной эксплуатации ПХГ.

В работе представлен анализ разработки Карадагского ГКМ, на основе которого уточнены остаточные запасы газа, конденсата дана динамика технологических показателей разработки Восточного и Центрального блоков. Выявлено распределение начального содержания конденсата в газе залежи VII-х горизонтов, которое уменьшается вверх по восстанию пласта. На основании вышеизложенного дана модель извлечения конденсата при эксплуатации Карадагского ПХГ путем дифференцированного и рационального подключения нагнетательно-эксплуатационных скважин в работу.

По приведенной методике расчета основных технологических показателей определены варианты исходных данных эксплуатации ПХГ, оптимальным из которых явился III вариант с объемом активного газа 5 млрд.м³. Используя экспериментальные исследования извлечения ретроградного конденсата, по выбранному варианту даны оценки объема его добычи за определенное количество циклов, дополнительного прироста газонасыщенного объема порового пространства и объема активного газа, что повысит экономическую эффективность создания и эксплуатации Карадагского ПХГ.

В связи с тем, что в процессе отбора газа из залежи будет выноситься конденсат, нефть и вода в работе дана принципиальная схема подготовки газа к транспорту.

1. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАДАГ В СВЕТЕ СОЗДАНИЯ В НЕМ ПХГ

1.1. Стратиграфия

Площадь Карадаг расположена в юго-западной части Апшеронского полуострова в 25 км от города Баку.

Стратиграфический разрез залежей начинается отложениями антропогена (четвертичные), представленными террасами современного и древнего Каспия, континентальными осадками и продуктами извержения грязевых вулканов. Плиоценовые отложения третичной системы начинаются глинами с пластами известняков-ракушняков, песков и песчаников апшеронского яруса общей толщиной порядка 700м. Акчатыльский ярус представлен глинами толщиной порядка 100м.

Верхний отдел продуктивной толщи преимущественно глинистый и подразделяется на сураханскую, сабунчинскую и балаханскую свиты, в пределах последней из которых выделяются IV, V, VI горизонты, раздел горизонтов VI-VII и свита VII-х горизонтов, содержащие породы-коллекторы.

Наилучшие коллекторские свойства имеют отложения свиты VII-х горизонтов, выбранной в качестве объекта подземного хранения газа. В пределах этой свиты выделяются два преимущественно песчаных горизонта VII и VII-а, разобщенных друг от друга глинистым разделом толщиной до 25м (рис.1.1.).

В разрезе VII горизонта выделяется до 5 песчаных пластов, разобщенных подчиненными по толщине глинистыми пропластками. Глинистый раздел между VII и VII-а горизонтами содержит прослой песчано-алевритовых пород. Количество и толщина этих прослоев в юго-восточном направлении возрастает, что наблюдается в скважинах нефтяной оторочки малого тектонического блока №176,187 и др.(рис.1.2.). В разрезе VII-а горизонта выделяются два песчаных пласта, толщиной 10-15м, разобщенных пятиметровым глинистым разделом. Общая толщина свиты VII-х горизонтов изменяется от 60м на своде структуры до 105м на далеком юго-восточном крыльевом погружении. В том же направлении происходит увеличение песчанистости и эффективных толщин свиты VII-х горизонтов. По данным 49 определений пористость пород-коллекторов свиты VII-х горизонтов колеблется в пределах 4,1-24,6%, составляя в среднем 13,6%. По данным 28 определений среднее значение проницаемости

составило 63 мД. По результатам 17 определений образцов керна из скважины № 404 среднее значение пористости составляет 16,4%, проницаемости 77 мД. Отложения свиты VII-х горизонтов подстилаются глинами НКГ свиты.

1.2. Тектоника

В тектоническом отношении Карадагская структура представляет брахиантиклинальную складку и приурочена к южному крылу одноименной структуры, имеющему широтное простирание. Размеры широтной (южной) части складки составляют 4 x 12 км. В присводовой части углы падения пластов составляют 40°, по мере погружения происходит выполаживание слоев до 20°, придающее тем самым складке гребневидный характер. Северное крыло складки имеет меридианальное простирание и резко приподнято относительно южного.

Вдоль осевой линии проходит крупное нарушение широтного простирания, осложненное рядом грязевых вулканов. Нарушение осложняет складку севернее границы выклинивания песчаных коллекторов свиты VII-х горизонтов и придает южному крылу полную самостоятельность от остальных частей складки, в том числе от восточного периклинального замыкания структуры, отсеченного в результате дугообразного изгиба продольного нарушения и перехода его в диагональное. Начало дугообразного изгиба продольного нарушения совпадает, во-первых, с его разветвлением, а во-вторых, с местоположением грязевого вулкана Ахтарма. Иными словами, к востоку от названного вулкана продольное нарушение продолжается двумя дугообразно расходящимися ветвями, между которыми оказался сформированным изогнутый клиновидный малый блок, как самостоятельный участок южного крыла складки, явившийся объектом I очереди ПХГ.

Восточная тектоническая ветвь с амплитудой смещения свыше 100м служит экраном для газоконденсатнонефтяных залежей южного крыла структуры; приподнятый блок, охватывающий юго-восточную периклиналию складки по данным скважин №211,110, не имеет газонасыщения. Водоносность этого примыкающего к ПХГ с востока блока и положение экранирующего нарушения были подтверждены эксплуатационно-нагнетательной скважиной № 423.

Западная тектоническая ветвь, отделяющая клиновидный блок от остальной части южного крыла, представляет нарушение сбросового характера, по которому большой блок опущен относительно малого. Направление падения плоскости сбрасывателя не установлено, амплитуда смещения уменьшается от свода в

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СВИТЫ VII-х ГОРИЗОНТОВ

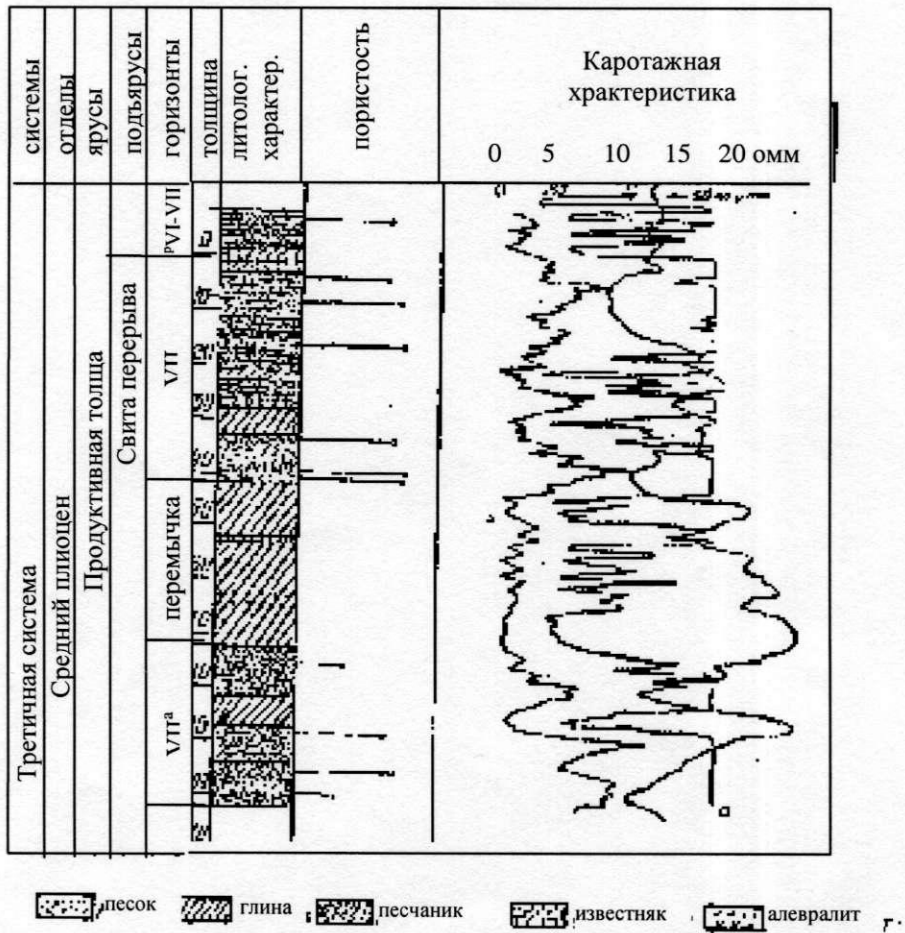


Рис.1.1

КОРРЕЛЯЦИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ СВИТЫ VII-х ГОРИЗОНТОВ ВКРЕСТ ПРОСТИРАНИЯ ПЛАСТОВ

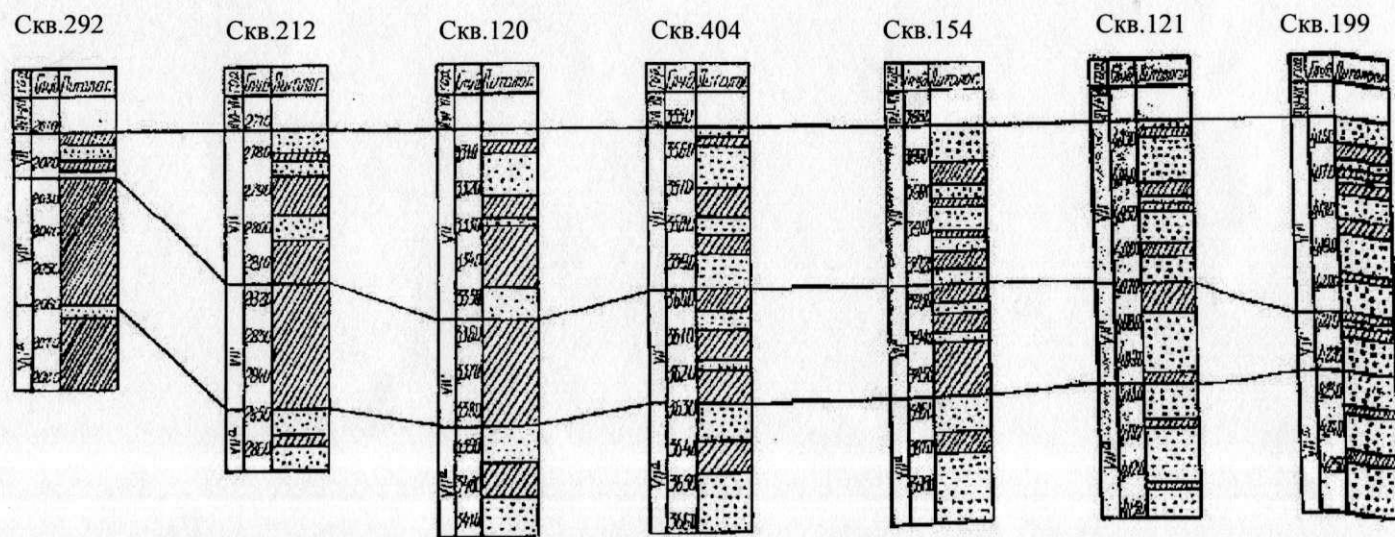


Рис.1.2

направлении погружения, в результате чего образуется шарнир в районе между скважинами № 148 и 151. К своду от шарнира приподнятым является малый (Восточный) блок. Установлено, что контакт VII-х горизонтов Восточного и Центрального блоков приходится на нефтяную часть залежи. Однако окончательно определить местоположение шарнира и возможность перетока можно будет после опытной закачки газа.

Следующее к западу поперечное нарушение сечет все южное крыло складки и является западным экраном создаваемой П очереди ПХГ. Нарушение трассируется скважинами № 140, 124, 170 с восточной стороны и скважинами № 164, 145, 240 – с западной (рис.1.3). В присводовой зоне амплитуда разрыва составляет около 200м-опущенным является западное тектоническое поле. Экранирующий характер этого нарушения подтверждается целым рядом эксплуатационных данных по скважинам и показателями разработки смежных блоков:

- разные виды залежей по блокам: газоконденсатная на Западном и газоконденсатнонефтяная – на Центральном;
- интенсивное обводнение в процессе эксплуатации скважин западного поля;
- различные начальные пластовые давления по Центральному (39,5 МПа) и Западному (31,5 МПа в октябре 1957г. по скв. №203) блокам;
- уменьшение темпов падения пластового давления на заключительной стадии разработки по Западному блоку относительно Восточного (в 1964 году в скважине №134 пластовое давление было на 5 МПа выше, чем в скважине №124);
- восстановление (возрастание) пластового давления в законтурной области Западного блока после завершения разработки до 32-35 Мпа, в то время как в Центральном блоке пластовое давление составило 2,9 МПа, что свидетельствует о запечатанности залежи и отсутствии подтока пластовых вод как из законтурной области, так и через плоскость нарушения из Западного блока.

1.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения приурочена к IV, V, VI₃ и VII горизонтам балаханской свиты, НКП [VIII горизонт] и ПК свитам нижнего отдела продуктивной толщи и к верхнему миоцену.

Газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи свиты VII-х горизонтов приурочены к южному крылу складки. Все они с севера и северо-запада имеют литологические, а на востоке и северо-востоке - тектонические экраны [5].

ПОПЕРЕЧНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ



Рис.1.3

Газоконденсатнонефтяная залежь свиты VII-х горизонтов выявлена в 1955 году. Начальная суточная производительность скважин достигала 1 млн.м³/сут, при одновременном выносе до 150 т/сут конденсата. Максимальный начальный выход конденсата составлял 215 г/м³. Такие дебиты были характерны для восточной и юго-восточной частей залежи, в то время как в зоне ухудшения коллекторских свойств в северо-западной части залежи наблюдались значительно более низкие дебиты. В октябре 1958 года из скважины № 204 на погружении южного крыла Карадагской структуры из свиты VII-х горизонтов ПТ была получена нефть плотностью 868 кг/м³ с суточным дебитом 120 т/сут, при буферном давлении 8 МПа, в 1962 году скважина обводнилась.

Положение ГНК в восточной и центральной частях залежи было на глубине 3950м, ВНК- 4200м. В пределах западной части залежи ниже начального контура газоносности (3900м) были пробурены скважины № 200, 230, 215, 196, 182 и 240. Все они при опробовании дали воду за исключением скважины №230, которая 28.05.61г. введена в эксплуатацию с начальном дебитом нефти 10 т/сут и воды 50 м³/сут; в июне 1962г. скважина обводнилась контурной водой. Приведенные факты могут свидетельствовать об отсутствии промышленной нефтяной оторочки в пределах Западного тектонического блока.

Газоконденсатная залежь VII горизонта была выявлена в 1958 году. Из 4,5 млрд.м³ начальных запасов газа и 550 тыс.т конденсата отобрано, соответственно, 4,3 млрд.м³ и 250 тыс.т. Кроме того, отобрано 58 тыс.т нефти. В настоящее время залежь истощена.

1.4. Водоносность

Водоносность разреза подчиняется вертикальной зональности: в верхней части разреза (до V горизонта ПТ) залегают жесткие и в нижней – щелочные воды. Воды нефтегазовых залежей гидрокарбонатнонатриевого типа хлоридной группы кальциевой подгруппы класса S₁, А, а. Выделяются пластовые, контурные, промежуточные (пропластковые), седиментационные и конденсационные воды. Контурные воды непереливающиеся, дебит их в законтурных скважинах при работе газлифтом не превышает 50 м³/сут. Пропластковые воды проявлялись в процессе эксплуатации газовых скважин после создания значительных депрессий между газоотдающими коллекторами и водонасыщенными глинистыми и глинисто-алевролитовыми пропластками и линзами; их дебиты не

превышали 10-15 м³/сут [8]. В северной и западной частях залежи, где отложения свиты VII-х горизонтов характеризуются значительной глинистостью разреза и низкой проницаемостью пластов, в продукции ряда скважин (№155, 213, 218 и др.) проявлялась остаточная вода, химический состав которой сходен с таковым контурной воды. В отличие от них конденсационные воды характеризуются постоянством проявления, низким дебитом (3-5 м³/сут) и отсутствием минерализации. Пластовые воды свиты VII-х горизонтов содержат ионы хлора 12-22мг.эquiv/100мл, натрия и калия 16-28 при ограниченном количестве ионов кальция (0,2-1,9) и карбоната (0-0.9), что определяет сумму анионов и катионов 36-68мг.эquiv./100мл.

2. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВИТЫ VII-х ГОРИЗОНТОВ

Газоконденсатная залежь свиты VII-х горизонтов открыта в январе 1955г, когда были введены в эксплуатацию скважины № 70 и 78. Из 22 млрд.м³ запасов газа по состоянию на 01.01.1980 г. отобрано 20,6 млрд; начальные запасы конденсата составили 3760 тыс.т, из них извлечено 1664,5 тыс.т. Нефтяная оторочка была выявлена в 1958 году с начальными геологическими запасами 9 млн.т. В процессе эксплуатации установлено, что основная часть запасов нефти сосредоточена в Центральном блоке.

Анализ разработки газоконденсатных залежей VII-х горизонтов приводится как по блокам месторождения, в которых создается подземное хранилище газа (ПХГ), так и по газоконденсатной зоне.

2.1. Анализ разработки Восточного блока (ПХГ малого блока)

В пределах изогипсы 3930м, характеризующей начальное положение газонефтяного контакта (ГНК) на площади 2,7 км² было пробурено и перебывало в эксплуатации три газоконденсатные скважины (№ 150, 160 и 286) с суммарным отбором газа 2,6 млрд м³ и конденсата 188 тыс.т. Первая на блоке скважина № 150 введена в эксплуатацию 16.08.56г с начальным дебитом газа 465 тыс.м³/сут, конденсата 76 т/сут при буферном давлении 25 и затрубном 28 МПа. В июне 1959г введена в эксплуатацию вторая на блоке скважина № 160.

Пластовое давление, замеренное в этой скважине, составило 38 МПа, что соответствует начальному пластовому давлению Центрального блока, по которому в момент ввода в эксплуатацию скважины № 160 суммарный отбор газа составил 5,6 млрд.м³ и текущее пластовое давление не превышало 30 МПа. Этими исследованиями была установлена изолированность восточного блока, герметичность которого с Центральным блоком может быть гарантирована при перепадах давления в 8 МПа. Этими исследованиями была установлена изолированность Восточного блока, герметичность которого с Центральным блоком может быть гарантирована при перепадах давления 8 Мпа. В 1964 году была введена в эксплуатацию скважина № 286 и разбуривание блока было завершено, а в следующем году скважина № 160 уже вышла из эксплуатации. Максимальный отбор газа из пласта 310,7 млн.м³ произведен в 1960 году, конденсата – 47,5 тыс.т. – 1958 году (рис.2.1.). Динамика основных показателей разработки Восточного блока приведена в табл.2.1. Основные запасы газа и конденсата были отобраны в течение 14 лет; на 01.01.79г коэффициент использования начальных запасов газа составил 0,88, а конденсата 0,37. В последующие годы отборы находились на крайне низких уровнях. Выход конденсата резко снижался от 164 в начале разработки до 65 г/м³ в 1959г и далее до 15 г/м³ в 1966 году. В 1973 году, т.е. в поздней стадии разработки, наблюдалось повышение величины этого параметра до 35 г/м³, что могло быть объяснено прямым испарением конденсата в пласте. В процессе разработки отмечено увеличение плотности конденсата по скважине № 286 от 752 до 780 кг/м³. За весь период разработки из малого блока извлечено 41,9 тыс.м³ конденсационной и пластовой воды, при этом случаев полного обводнения скважин не отмечалось. Динамика пластового давления приведена на рис.2.2., откуда видно, что вновь пробуренные в 1979-1985гг для целей ПХГ скважины подтвердили факт длительного существования стабильного аномально низкого уровня текущих пластовых давлений в пределах 3-3,5 МПа.

2.2. Анализ разработки Центрального блока (ПХГ Большого блока)

На начальной площади газоносности в 12,6 км² перебивало в эксплуатации 17 газоконденсатных скважин с суммарным отбором газа 16,0 млрд.м³ и конденсата 1292,5 тыс.т. (табл.2.2.).

ГРАФИКИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ВОСТОЧНОГО БЛОКА

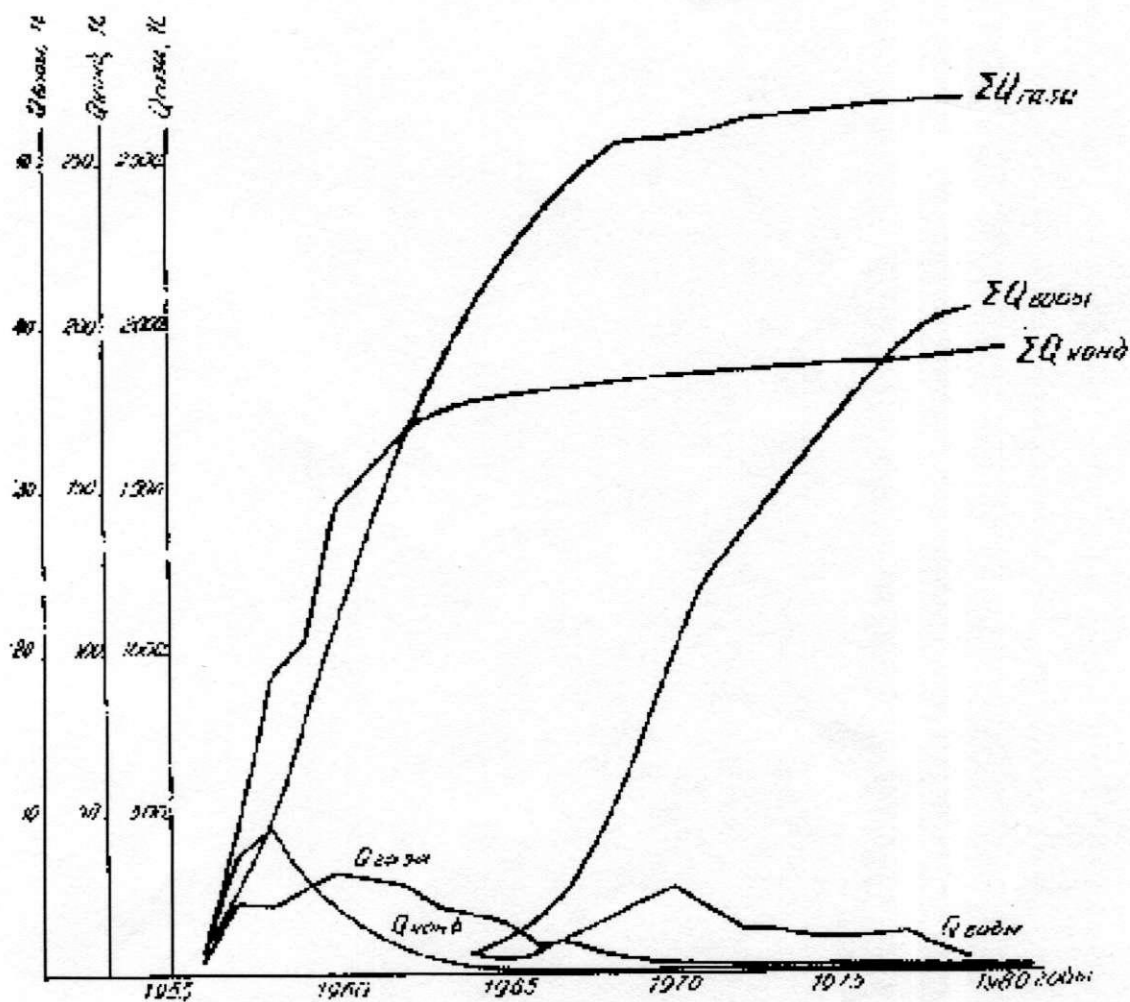


Рис.2.1

Таблица 2.1

**Основные показатели разработки газоконденсатной залежи свиты VII-х горизонтов
Восточного Блока (ПХГ Малого Блока)**

Годы	Количество работающих скважин	Число скважино-дней эксплуатации	Годовая добыча			Суммарная добыча			Коэффициент использования запасов		Приведенное на конец года пластовое давление, МПа	Снижение пластового давления, МПа/год	Выход конденсата, Г/м ³	Среднегодовой суточный дебит газа, 10 ⁶ м ³ /сут	Среднегодовой суточный дебит конденсата, т/сут
			газа, 10 ⁶ м ³	конденсата, 10 ³ т	воды, 10 ⁶ м ³	газа, 10 ⁶ м ³	конденсата, 10 ³ т	воды, 10 ⁶ м ³	газа	конденсата					
1956	1	106	49,3	8,1	-	49,3	8,1	-	1,70	1,62	-	-	164,3	465	76,0
1957	1	365	231,9	38,3	-	281,2	46,4	-	9,70	9,28	-	-	-	635	105,0
1958	1	365	216,0	33,1	-	497,2	79,5	-	17,14	15,90	-	-	219,9	592	90,7
1959	2	568	299,0	34,4	-	796,2	113,9	-	27,46	22,80	33,1	-	110,0	526	60,6
1960	2	732	310,7	25,7	-	1106,9	139,6	-	38,17	27,90	25,5	7,6	65,3	424	35,1
1961	2	730	300,9	16,6	-	1407,8	156,2	-	48,54	31,20	19,7	5,8	44,8	412	22,7
1962	2	728	259,5	10,4	-	1667,3	166,6	-	57,49	33,30	14,5	5,2	34,3	356	14,3
1963	2	730	204,0	5,6	-	1871,3	172,2	-	64,53	34,40	11,0	3,5	23,5	279	7,7
1964	3	966	192,6	5,2	1,3	2063,9	177,4	1,3	71,17	35,50	8,5	2,5	16,6	199	5,4
1965	3	899	158,1	2,1	0,9	2222,0	179,5	2,2	76,62	35,88	6,9	1,6	12,0	176	2,3
1966	2	726	99,2	1,5	1,2	2321,2	181,0	3,4	80,04	36,18	5,9	1,0	15,1	137	2,0
1967	2	726	101,0	1,0	2,2	2422,2	182,0	5,6	83,52	36,38	5,3	0,6	9,9	139	1,0
1968	2	728	85,5	0,9	3,6	2507,7	182,9	9,2	86,47	36,56	5,2	0,1	10,5	117	1,0
1969	2	717	47,4	0,4	4,7	2555,1	183,3	13,9	88,11	36,64	5,0	0,2	8,4	66	0,6
1970	2	703	19,3	0,3	5,8	2574,4	183,6	19,7	88,77	36,70	4,8	0,2	15,5	27	0,4
1971	2	653	12,7	0,5	4,3	2587,1	184,1	24,0	89,21	36,80	4,6	0,2	39,4	19	0,8
1972	2	585	14,8	0,5	2,8	2601,9	184,6	26,8	89,72	36,90	4,4	0,2	33,8	25	0,9
1973	2	686	14,2	0,5	2,9	2616,1	185,1	29,7	90,21	37,00	4,2	0,2	35,2	21	0,7
1974	2	584	5,4	0,7	2,2	2621,5	185,8	31,9	90,40	37,14	4,1	0,1	-	9	1,0
1975	2	698	4,0	1,0	2,4	2625,5	186,8	34,3	90,53	37,34	-	-	-	6	1,0
1976	2	625	4,4	0,9	2,6	2629,9	187,7	36,9	90,69	37,52	-	-	-	7	1,0
1977	2	657	3,6	0,2	2,9	2633,5	187,9	39,8	90,81	37,56	-	-	-	5	0,3
1978	2	414	2,1	0,1	1,5	2635,6	188,0	41,3	90,88	37,58	-	-	-	5	0,2
1979	2	391	1,1	0,1	0,6	2636,7	188,1	41,9	90,92	37,60	-	-	-	3	0,3

ДИНАМИКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО
ВОСТОЧНОМУ БЛОКУ КАРАДАГСКОГО ГКМ

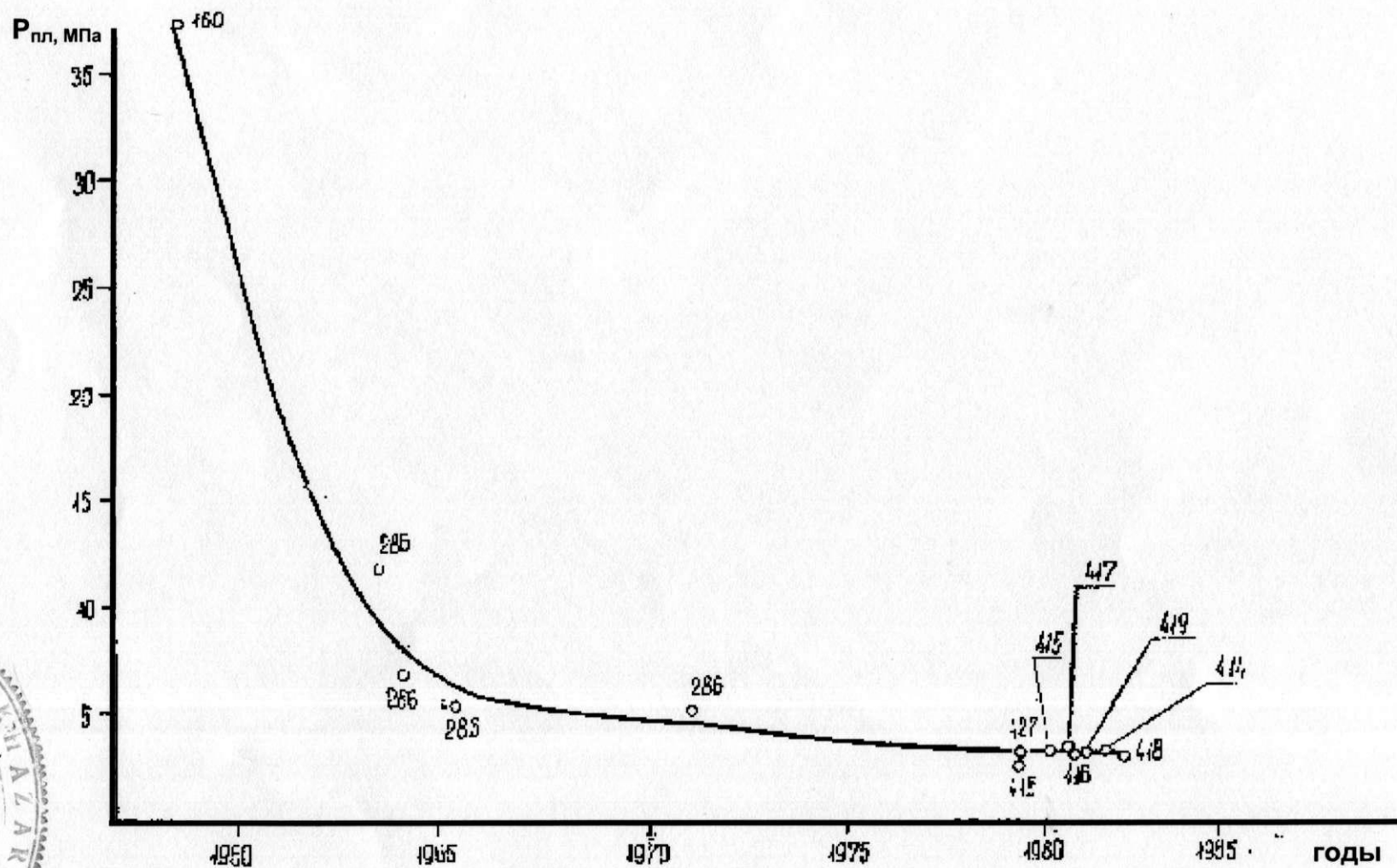


Рис.2.2



Таблица 2.2

**Основные показатели разработки газоконденсатной залежи свиты VII-х горизонтов
Центрального Блока (ЦХГ Большого Блока)**

Годы	Количество работающих скважин	Число скважино-дней эксплуатации	Годовая добыча			Суммарная добыча			Коэффициент использования запасов		Приведенное на конец года пластовое давление, МПа	Выход конденсата, г/м ³	Среднегодовой суточный дебит газа, 10 ⁶ м ³ /сут	Среднегодовой суточный дебит конденсата, т/сут
			газа, 10 ⁶ м ³	конденсата, 10 ³ т	воды, 10 ⁶ м ³	газа, 10 ⁶ м ³	конденсата, 10 ³ т	воды, 10 ⁶ м ³	газа	конденсата				
1955	2	673	198,7	33,5	-	198,7	33,5	-	1,16	1,15	-	168,6	295	50,0
1956	6	1217	464,8	69,6	-	663,5	103,1	-	3,88	3,53	-	149,7	382	57,0
1957	9	2640	1465,9	229,8	-	2129,4	332,9	-	12,45	11,40	-	156,8	555	87,0
1958	12	3937	2384,4	334,8	4,5	4513,8	667,7	4,5	26,48	22,87	27,5	140,4	606	85,0
1959	12	4045	2123,8	222,0	3,3	6637,6	889,7	7,8	38,82	30,47	22,0	104,5	525	55,0
1960	14	4285	1929,4	139,6	3,7	8567,0	1029,3	11,5	50,10	35,24	17,3	72,4	450	33,0
1961	14	5092	1954,2	97,2	5,1	10521,2	1126,5	16,6	61,53	38,58	14,0	49,7	384	19,0
1962	15	5189	1851,7	65,3	5,6	12372,9	1191,8	22,2	78,36	40,82	10,9	35,3	357	13,0
1963	15	5475	1248,0	44,3	4,4	13620,9	1236,1	26,6	79,65	42,33	8,5	35,5	228	8,0
1964	15	5184	883,8	23,3	4,5	14504,7	1259,4	31,1	84,80	43,13	6,8	26,4	171	4,0
1965	13	3964	374,3	12,8	9,2	14879,0	127,2	40,3	87,01	43,57	6,0	34,2	94	3,0
1966	10	345	283,9	4,1	8,5	15162,9	1276,3	48,8	88,70	43,71	5,3	14,4	83	1,0
1967	8	2690	218,4	2,6	9,3	15381,3	1278,9	58,1	90,00	43,80	4,8	11,9	81	1,0
1968	7	2440	207,3	2,1	12,8	15588,6	1281,0	70,9	91,16	43,87	4,1	10,1	85	0,9
1969	7	1880	100,3	0,8	12,4	15688,9	1281,8	83,3	91,75	43,90	3,7	8,0	53	0,4
1970	7	1790	48,2	0,4	13,9	15737,1	1282,2	97,2	92,03	43,91	3,3	8,3	27	0,2
1971	6	1729	36,6	0,8	14,7	15773,7	1283,0	111,9	92,24	43,94	3,2	21,9	21	0,5
1972	5	1542	31,1	0,8	8,3	15804,8	1283,8	120,2	92,43	43,97	3,2	32,2	20	0,5
1973	5	1563	32,1	1,0	8,9	15836,9	1284,8	129,1	92,61	44,00	3,2	31,2	21	0,6
1974	5	1760	36,5	0,9	8,7	15873,4	1285,7	137,8	92,83	44,03	3,1	24,7	21	0,5
1975	5	1764	49,3	1,5	7,4	15922,7	1287,2	145,2	93,11	44,08	3,0	-	-	-
1976	5	1806	22,4	2,7	5,6	15945,1	1289,9	150,8	93,25	44,18	-	-	-	-
1977	5	1824	20,2	1,0	5,9	15965,3	1290,9	156,7	93,36	44,21	-	-	-	-
1978	5	1825	18,3	0,8	3,8	15983,6	1291,7	160,5	93,47	44,24	-	-	-	-
1979	5	1825	18,2	0,8	2,8	16001,8	1292,5	163,3	93,58	44,26	-	-	-	-

Скважина № 78 вступила в эксплуатацию 01.01.55г. из VII-а горизонта (фильтр 3823-3815м) с суточным дебитом 373 тыс.м³/сут газа и 97 т/сут конденсата. За 13 лет эксплуатации скважиной отобрано 2 млрд.м³ газа и 188 тыс.т конденсата. Отмечается высокий темп разбуривания залежи Центрального блока в ходе промышленной разведки месторождения: в 1958г. в эксплуатации находились уже 12 скважин с суммарным годовым отбором 2,4 млрд м³ газа и 335 тыс.т. конденсата. Дальнейшее разбуривание площади и увеличение числа эксплуатационных скважин до 16 в 1963г-1964г не только не привело к увеличению отборов, но и не позволило стабилизировать добычу и после 1958г наблюдалось непрерывное падение дебитов и отборов. В пиковый год пластовое давление находилось на уровне 27 МПа, среднесуточный (в течение года) дебит одной скважины составлял: газа 625 тыс.м³/сут; конденсата 84 т/сут и воды 1,1 м³/сут. Динамика основных показателей разработки Центрального блока приведена в табл. 2.2. и на рис. 2.3, из которых видно, что интенсивная разработка продолжалась до 1964 года включительно, т.е. 10 лет, когда были отобраны основные запасы газа (85%) и конденсата (43%). В течение 1965-1979гг эксплуатационный фонд скважин снизился с 15 до 5 единиц, годовой отбор газа – с 397 до 18 млн.м³ и конденсата- с 19 до 0,8 тыс.т. В процессе эксплуатации депрессии на пласт составляли 1,5-2 МПа, однако даже при увеличении их до 5-6 МПа выноса песка из скважин и других осложнений не наблюдалось.

Интенсивная разработка залежи на истощение привела к значительному снижению пластового давления от 39,5 МПа в начале разработки до 6 МПа в 1964 году. В ходе последующей разработки годовые отборы газа конденсата не превышали 1-2% от начальных геологических запасов, что послужило причиной снижения темпа падения давления, а на стадии истощения – его стабилизации. Пластовое давление в 1975 году по данным замера в скважине № 124 от 11.12.75 г на глубине 3380м составило 2,9 МПа.

В 1984 году произведен замер пластового давления во вновь пробуренной для целей ПХГ скважине № 450, которое на глубине 3150м составило 3,5 МПа. Аномально низкие значения пластовых давлений в газоконденсатной части залежи на завершающей стадии и после завершения разработки (рис 2.4.) свидетельствуют о газовом режиме работы пласта и изолированности от законтурной области питания дегазированной и потерявшей подвижность нефтяной оторочки. Об этом же свидетельствует прямолинейная зависимость $p/z = f(Q)$ (рис.2.5). Одной из причин стабилизации давления в газоконденсатной части залежи на поздней стадии эксплуатации может являться получение дополнительного импульса пластовой энергии за счет внедрения в газовую зону нефтяной оторочки и

ГРАФИКИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ЦЕНТРАЛЬНОГО БЛОКА

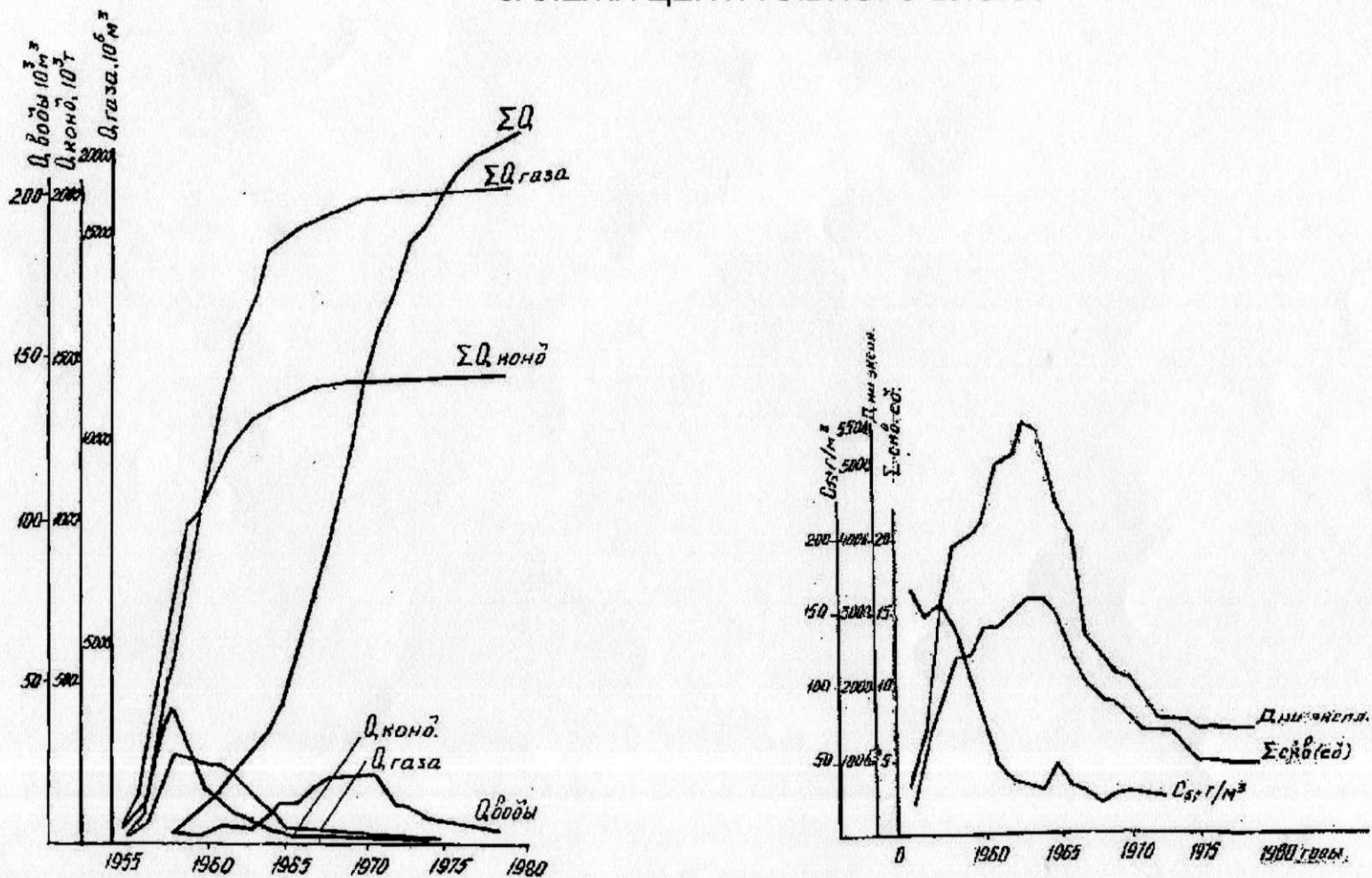
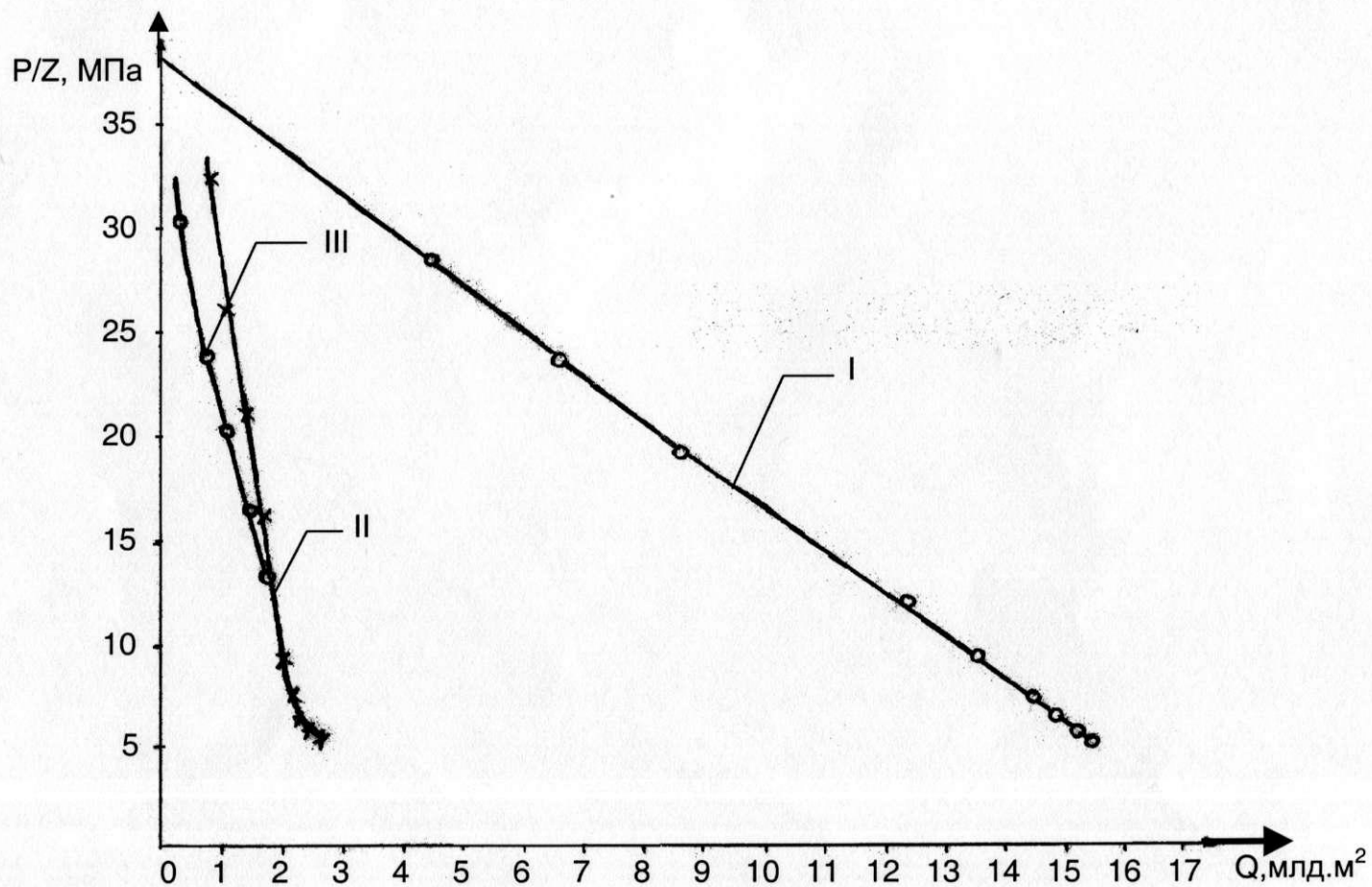


Рис.2.3

КРИВЫЕ ЗАВИСИМОСТИ $P/Z=f(Q)$



- I - Центральный блок
- II - Восточный блок
- III - Западный блок

Рис.2.5

выделения из нефти растворенного газа. Последний после перехода в свободное состояние суммировался с газом, добытым из газоконденсатной части залежи.

В начальной стадии разработки в 1955-1957гг отмечались сравнительно незначительные ретроградные потери, и выход конденсата изменялся незначительно от 170 до 156 г/м³. В последующем снижение пластового давления в процессе разработки привело к интенсивному возрастанию пластовых потерь конденсата и, соответственно, к резкому снижению выхода конденсата до 30 г/м³ в 1964 году, после чего этот параметр проявил тенденцию к стабилизации. Такое поведение газоконденсатной системы может объясняться эффектом прямого испарения конденсата в пластовых условиях на поздней стадии разработки.

Ретроградные изменения нашли свое отражение в плотности и фракционном составе добываемого конденсата. Вследствие первоочередного выпадения из состава пластового газа высококипящих тяжелых углеводородов плотность конденсата в процессе разработки непрерывно снижалась от 779 до 746 кг/м³ за исключением зоны внедрения нефти в газовую зону, где по причине смешивания нефти с добываемым конденсатом наблюдалась прямо противоположная тенденция. В газовой зоне залежи отмечалось увеличение выхода бензиновой фракции и уменьшение керосино-лигроиновой.

К заметному снижению дебитов приводило осаждение жидкой фазы на забое скважин, что в совокупности с падением пластового давления создавало значительные осложнения условий эксплуатации. К таким же последствиям приводило увеличение содержания воды в продукции скважин. Впервые на Центральном блоке вода появилась в скважинах № 133 (1958 г.) и 155 (1960 г.), занимающих повышенные структурные положения, первая - в западной, а вторая – в северной части блока, характеризующихся относительно глинистыми характером разреза. Такое водопроявление дает основание предполагать наличие в разрезе кроме газоносных песков и песчаников относительно менее проницаемых алевритовых пропластков с повышенным начальным водосодержанием. Вода из таких пропластков начинает фильтроваться при значительном градиенте давления, достигаемое через несколько лет после начала основных газонасыщенных коллекторах. В 1964 году, на десятом году разработки блока, появление пластовой воды зафиксировано в продукции скважин № 112, 136, 180 и 212, расположенных в различных частях газовой зоны от приконтактной (№112) до присводовой (№212), а в 1965 году с водой работало 14 скважин из 15. Характерно, что из двух скважин, лишенных водопроявлений на

протяжении всего периода и многолетней эксплуатации, одна (№105) расположена в зоне внедрения нефти в газовую зону, а другая (№115) - в западной части блока. Всего из Центрального блока было отобрано 221,4 тыс.м³ воды, при этом на протяжении 25-летнего периода разработки не наблюдалось четкой приуроченности преимущественных водопроявлений к какой-либо определенной зоне Центрального блока. Осредненный по блоку условный водогазовый фактор составил 13,7 г/м³, что не намного превышает этот показатель для случая конденсационной природы водопроявлений и косвенно свидетельствует о значительном участии конденсационных вод в общем объеме отбора вод. Попытка однозначной регистрации контурных подошвенных вод не подтвердилась, что в свою очередь позволяет сделать вывод о надежной блокаде газовой зоны со стороны нефтяной оторочки, частично внедрившейся в газовую зону и обеспечившей изоляцию объекта ПХГ от законтурной области водопитания.

2.3. Анализ разработки газоконденсатной зоны залежей VII-х горизонтов

Разработка VII-х горизонтов осуществлялась на режиме истощения. С этой целью помимо 18 разведочных скважин пробурено еще 6 скважин с размещением их на площади 22 км², при средней плотности примерно 1 км²/скв. Динамика основных показателей разработки газоконденсатной части залежи приведена в таблице 2.3. Разбуривание газоконденсатной зоны было завершено за пять лет, к 1960 г., когда фонд скважин, постепенно пополняясь, достиг 20 единиц. Разбуривание залежи по существу осуществлялось в ходе промышленной разведки месторождения. Максимальный уровень добычи газа и конденсата был достигнут в 1958 году (соответственно 2,925 млн.м³ и 405,4 т.) при действующем фонде 16 скважин. Залежь была введена на уровень максимального отбора газа всего за 3 года опытной эксплуатации. Интенсивная разработка газоконденсатной зоны залежи продолжалась в 1959 -1962гг. За период 1955 -1962гг. добыто около 15 млрд.м³ газа и 1400 тыс.т конденсата, что соответствует 70% запасов газа и 40% запасов конденсата. Таким образом, основные запасы газа и конденсата были извлечены за 8 лет разработки.

Начиная с 1963 года отборы газа, конденсата и фонд действующих скважин заметно снижаются. В течение 1971-1975гг. фонд скважин составляет 6-8 единиц, годовые отборы газа всего 0,2-0,3% от начальных запасов. На конец разработки из газоконденсатной

Таблица 2.3

Основные показатели разработки газоконденсатной зоны залежи VII-х горизонтов

Годы	Количество эксплуатационных скважин	Годовая добыча		Суммарная добыча		Коэффициент использования запасов		Средневзвешенное пластовое давление, кгс/м ²	Снижение пластового давления, кгс/см ²	Выход конденсата, т/м ³	Газоконденсатный фактор, т/м ³	Удельный вес конденсата, т/м ³	Средне-взвешенное забойное давление, кг/см ²	Отбор газа на 1 кгс/см ² сниженного пластового давления	Средний дебит газа на 1 скважину, тыс. м ³ /сут	Средний дебит конденсата на 1 скважину, т/сут	Коэффициент продуктивности по	
		газа, 10 ³ м ³	конденсата, 10 ³ т	Газа, 10 ³ м ³	конденсата, 10 ³ т	газа	конденсата										газу, м ³ ·см ⁴ /сут·кг ²	конденсату, т·см ² /сут·кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1955	2	198763	33,6	198763	33,6	0,0094	0,0084	390	3	169	5940	0,779	-	47,7	204	36,2	-	-
1956	8	518341	78,1	717104	111,7	0,0341	0,0164	387	12	151	6650	0,777	-	45,0	357	58,4	-	-
1957	13	1874797	294,0	2591901	405,7	0,1234	0,0946	375	61	157	6400	0,770	-	45,1	438	72,7	-	-
1958	16	2925226	405,3	5517127	811,0	0,2627	0,2024	314	44	139	7200	0,765	276	50,4	496	76,5	27,78	2,50
1959	18	2711065	284,1	8228192	1095,1	0,3919	0,2779	270	38	105	9540	0,757	234	52,1	525	60,5	30,89	2,44
1960	20	2621283	190,1	10849475	1285,2	0,5167	0,3285	232	47	72	13780	0,755	197	50,3	466	41,4	33,22	1,85
1961	20	2628128	133,0	13477603	1418,2	0,6418	0,3639	185	59	50	19760	0,748	153	58,4	402	25,4	44,24	1,42
1962	21	2167210	81,0	15644813	1499,2	0,7450	0,3854	126	31	37	26751	0,746	110	65,6	347	16,1	105,40	1,39
1963	20	1504895	39,7	17149708	1538,9	0,8167	0,4065	95	20	26	38306	0,747	82	70,0	250	9,7	153,70	0,77
1964	19	1090045	28,6	18239753	1567,5	0,879	0,4160	75	20	26	38390	0,745	63	55,1	200	4,2	147,00	0,36
1965	12	431671	7,6	18671424	1575,0	0,890	0,4180	63	12	17	57163	0,741	53	36,0	170	3,1	120,80	-
1966	11	422489	6,6	19093913	1581,6	0,903	0,4200	54	11	16	63975	0,741	44	32,8	100	1,5	130,70	-
1967	9	269790	3,3	19363703	1584,9	0,920	0,4210	46	12	12	82400	0,737	36	22,3	88	1,0	-	-
1968	8	253637	3,0	19617340	1587,9	0,935	0,4220	-	-	12	84500	0,744	-	-	90	1,0	-	-
1969	8	123544	1,0	19740884	1588,9	0,940	0,4230	-	-	9	117000	0,748	-	-	55	0,4	-	-
1970	8	61117	0,6	19802001	1589,6	0,942	0,4230	-	-	10	102000	-	-	-	29	0,3	-	-
1971	7	48936	0,6	19850987	1590,1	0,945	0,4230	-	-	13	78000	-	-	-	23	0,3	-	-
1972	6	45760	1,2	19896797	1591,5	0,946	0,4240	-	-	26	38000	-	-	-	25	0,6	-	-
1973	6	47288	1,3	19943985	1592,6	0,950	0,4240	-	-	27	36200	-	-	-	24	0,6	-	-
1974	6	41860	1,1	19985845	1593,7	0,951	0,4240	-	-	26	38400	-	-	-	20	0,5	-	-
1975	6	50586	1,4	20036431	1595,1	0,955	0,4250	50	-	27	37200	-	-	-	32	0,8	-	-

зоны залежи свиты VII-х горизонтов извлечено 20,05 млрд.м³ газа (95,5% от начальных запасов) и 1595,2 тыс.т. конденсата (42,5%).

Эксплуатационная характеристика газоконденсатных скважин в зависимости от литолого-физических особенностей коллекторов, их эффективной и вскрытой мощности на протяжении всего периода разработки существенно различаются. В зависимости от литофациальной характеристики горизонта начальная производительность скважин колебалась от 300 тыс.м³ газа и 50 т конденсата в западной и присводовой части залежи до 1 млн.м³ газа и 215 т конденсата - в центральной части и на юго-восточном погружении. Депрессии при этом составляли 1,5-2,0 МПа. Средняя начальная производительность одной скважины к моменту полного охвата залежи разработкой (1958-1959г.г.) составляла около 500 тыс.м³ газа и 76 т конденсата. В расчете на среднюю эффективную мощность свиты 50м, средний удельный отбор на один метр эффективной мощности составлял порядка 10 тыс.м³ газа и 1,25 т конденсата. В отдельных скважинах на юго-восточном погружении зоны (скв.78, 180, 105 и др.) эти показатели заметно превышали средние величины. Характерно, что при депрессиях 5,0-6,0 МПа и высоких отборах пескопроявления и другие осложнения в скважинах не отмечались, даже при длительной эксплуатации.

Интенсивная разработка залежи на истощение привела к резкому падению пластового давления, а это в свою очередь обусловило значительные ретроградные изменения в залежи. Пластовое давление за период разработки газоконденсатной зоны залежи снизилось от 39,0 до 4,0 МПа.

Зависимость темпа падения пластового давления от отборов газа в начале разработки (до 1961г.) аппроксимировалась прямой: добыча 50 млн.м³ газа приводила к снижению давления на 0,1 МПа. В последующий период наметилось некоторое выполаживание темпа снижения пластового давления: отбор 50 млн.м³ газа приводил к истощению энергии в среднем на 0,07-0,08 МПа. На более поздней стадии, к моменту падения пластового давления ниже 10,0 МПа, указанная зависимость становится еще более полой. В завершающей стадии эксплуатации пластовое давление стабилизировалось.

В начальной стадии разработки в интервале снижения пластового давления от 39,0 до 32,0 МПа отмечались сравнительно незначительные ретроградные потери, в результате чего выход конденсата уменьшился от 179 до 158 г/м³. Ретроградные потери резко возросли на втором этапе, при снижении давления в залежи от 30,0 до 10,0 МПа, когда выход конденсата снизился со 150 до 26 г/м³. В этот период происходили основные ретроградные потери

конденсата в пласте. В конечной стадии эксплуатации, в ходе снижения пластового давления ниже 10,0 МПа темп ретроградных изменений спал, а выход конденсата составил 10-26 г/м³. За счет ретроградных изменений в газовой части газоконденсатной залежи выделилось в жидкую фазу и выпало в порах VII-х горизонтов 2 млн.т конденсата.

Ретроградные изменения залежи сопровождаются соответствующим ростом газоконденсатного фактора от 5940 м³/т в начале разработки до 6400 м³/т к середине III этапа. На заключительном этапе газоконденсатный фактор несколько снижается за счет эффекта прямого испарения. Ретроградные изменения нашли свое отражение в соответствующих изменениях качества добываемого конденсата. Плотность его в ходе истощения залежи, вследствие первоочередного выпадения из состава пластового газа наиболее высококипящих углеводородов, непрерывно снижалась. Исследования состава стабилизированного конденсата показали, что плотность его снизилась от 779 до 746 кг/м³. Это явление сопровождалось увеличением выхода бензиновой фракции в среднем от 36 до 67%, уменьшением содержания керосино-лигроиновых компонентов от 52 до 30% и остатка выкипаемостью свыше 300°С от 12 до 1,0 %.

Одной из характерных особенностей поведения газоконденсатной залежи VII-х горизонтов при разработке на истощение является заметное увеличение коэффициентов продуктивности скважин [11]. К моменту снижения пластового давления залежи до 12 МПа коэффициенты продуктивности газоконденсатных скважин возросли в среднем в 2,5 - 3 раза. Тем не менее наблюдалось заметное снижение производительности скважин, вызванное, главным образом, осаждением жидкой фазы на забое скважин. Падение пластового давления и снижение производительности скважин в значительной степени осложнили условия эксплуатации. Одним из наиболее характерных осложнений в работе газоконденсатных скважин является увеличение содержания воды в продукции. В 1960-1961гг. признаки воды появились в продукции некоторых скважин (№ 115, 124, 134, 170, 171, 148 и др.). Увеличение притока воды в газоконденсатных скважинах помимо повышения содержания конденсационных вод объясняется частичной фильтрацией остаточной воды за счет повышенного его содержания на участках залежи с высокой глинистостью и низкой проницаемостью пластов.

В период эксплуатации газоконденсатных скважин, в условиях высоких скоростей потока, конденсированная на забое и в лифтовых трубах жидкость выносилась на поверхность и скважины фонтанировали без осложнений. По мере истощения пластовой

энергии, падения производительности скважин и снижения скоростей потока жидкость осаждалась на забое скважин и в подъемных трубах и тем осложняла условия фонтанирования. Анализ показал, что эти явления в газоконденсатных скважинах происходили при снижении пластового давления ниже 10,0 МПа и при дебитах газа менее 100 тыс.м³/сут. Накопившаяся жидкость в начале удалялась из скважины путем кратковременных продувок, в результате чего восстанавливалось нормальное фонтанирование. Позднее для нормализации условий эксплуатации продолжительность и частота продувок увеличивались. На стадии истощения залежи при пластовом давлении ниже 8,0 МПа указанные меры не всегда оказывались эффективными. На начало создания ПХГ в эксплуатации находилось 6 скважин (№ 70, 120, 124, 136, 150, 212) со среднесуточной производительностью 32,5 тыс.м³ газа, 0,8 т конденсата и 0,5-2,5 м³/сут воды. Давление на головке скважин составляло 0,05-0,2 МПа.

2.4. Результаты анализа разработки залежей VII-х горизонтов в свете создания в них ПХГ

Разработка газоконденсатной зоны VII-х горизонтов практически была завершена в 1971 г., когда из залежи было добыто 94,5 % балансовых запасов газа. Разработка нефтяной оторочки завершена в 1972г.; к указанному времени добыча нефти из пласта снизилась до 2 т/сут. Остаточные запасы нефти и газа, а также выпавший в пласте жидкий конденсат, являются неизвлекаемыми первичными методами. Остаточные запасы газа не извлекаются из-за низкого пластового давления, притоков конденсационной и остаточной вод. Выпавший в пласте конденсат не извлекается из-за его немобильности в пластовых условиях, а нефть нефтяной оторочки - из-за низкой фазовой проницаемости и низкой продуктивности скважин.

На начало проектирования и создания ПХГ в истощенных пластах VII-х горизонтов содержалось:

- около 2 млрд. м³ неизвлекаемых запасов газа;
- порядка 2 млн.т жидкого конденсата, выпавшего в результате ретроградных изменений;
- порядка 8 млн.т остаточных запасов нефти, занимающих поровое пространство нефтяной оторочки и зоны внедрения.

Остаточные запасы газа будут использованы в качестве определенной части буферного газа, что повысит экономическую эффективность создания ПХГ.

Важной задачей в деле создания ПХГ является оценка сохранности объема газонасыщенной зоны в условиях циклической его эксплуатации. Первые признаки вторжения нефти из нефтяной оторочки в газоконденсатную зону VII-х горизонтов обнаружались еще в 1959 г., когда в продукции скв.105 появились следы нефти. К указанному времени пластовое давление в газоконденсатной залежи составляло 23,0 – 24,0 МПа, а в нефтяной оторочке 33,0 – 34,0 Мпа. При вступлении в эксплуатацию скв. 105 работала при дебите 850 тыс.м³/сут газа и 150 т светлого конденсата плотностью 762-760 кг/см³. Во второй половине 1959г. добываемый в этой скважине конденсат стал темнеть. Это явление сопровождалось повышением плотности конденсата, снижением содержания светлых фракций, появлением смол и другими изменениями состава жидкой фазы (табл. 2.4).

Таблица 2.4.

**Изменение состава конденсата в скв. 105
вызванное вторжением нефти в газоконденсатную
часть залежи.**

Дата	Плотность конденсата, кг/м ³	Фракция выкипаемости свыше 300°С	Содержание смол, %
01.01.1959	762	2	---
01.01.1960	765	5	2
01.01.1961	774	15	3,5
01.01.1962	800	20	6
01.01.1963	820	35	12
01.01.1964	845	52	15

За пять лет эксплуатации в условиях вторжения нефти, скв.105 почти полностью перешла на нефть. Если учесть, что глубина фильтра в этой скважине составляет 3850-3945м, а начальный ГНК в указанном районе находился на глубине 3950м, то высота максимально возможного перемещения нефтяной оторочки составила порядка 100м.

Подтверждением вторжения нефти в газоконденсатную зону может служить скв. 112, специально пробуренная в 1963г. в зоне

предполагаемого внедрения нефти. При опробовании нижней пачки этого объекта - VIIa горизонта в интервале 3905-3932м скважина дала нефть с суточным дебитом 30т, при газовом факторе 500 м³/т. По данным этой скважины минимальная высота подъема газонефтяного контакта составила 50м, что свидетельствует о возможности получения промышленного притока нефти из газоконденсатной зоны при вторжении в эту зону нефти из оторочки. В отдельных скважинах (№ 171, 281 и др.) также фиксировалось появление следов нефти.

Ограниченность перемещения нефтяной оторочки в газоконденсатную зону залежи связана с двумя основными причинами – низкой фазовой проницаемостью коллекторов для нефти и валлообразным перемещением оторочки, исключающим рассеивание нефти по залежи. В этих условиях смещение оторочки нефти в газовую зону связано с перемещением водонефтяного и газонефтяного контактов. И если перемещение водонефтяного контакта происходит неравномерно, вследствие чего в целом ряде случаев отмечены прорывы вод в эксплуатационные нефтяные скважины, то перемещение газонефтяного контакта имеет более равномерный характер, что связано с равномерным дренированием газоконденсатной зоны залежи.

Значительным является внедрение в газоконденсатную зону растворенного газа, выделившегося из состава нефти нефтяной оторочки в процессе снижения пластового давления. Оценка показала, что за все время истощения нефтяной оторочки в газовую зону залежи поступило до 1 млрд.м³ растворенного газа, приведшее к стабилизации на начало создания ПХГ пластового давления на уровне 4,5-3,5 МПа. Выделение растворенного газа в свободное состояние и проникновение его в газоконденсатную зону залежи привело к значительной дегазации нефти в оторочке, к заметному увеличению ее вязкости, что отразилось на темпах вторжения нефти. Анализ данных свидетельствует о том, что существенного вторжения нефти и воды в газоконденсатную зону залежи не ожидается, хотя при длительной консервации залежи и затягивания сроков создания ПХГ возможно определенное внедрение нефти. Последнее может привести к потере газонасыщенного объема порового пространства и, тем самым, объема активного газа. При ускоренном создании ПХГ и функционировании его в пределах пластового давления 10,0-20,0 МПа вторжение нефти в газоконденсатную зону не должно происходить.

Таким образом, по результатам анализа разработки залежи VII-x горизонтов Карадагского месторождения обоснована эффективность создания в них ПХГ, связанная с сохранением определенной части буферного газа, неактивным внедрением нефти, последующим извлечением остаточных запасов конденсата и др.

3. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО КОЭФФИЦИЕНТА КОНДЕНСАТООТДАЧИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРАДАГСКОГО ПХГ

3.1. Оценка коэффициента конденсатоотдачи и остаточных запасов конденсата

Очень часто истощенные нефтегазоконденсатные залежи, в которых создаются подземные газохранилища, имеют значительные остаточные запасы жидких углеводородов - нефти и газового конденсата. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений на естественном режиме истощения пластовой энергии не позволяет достичь высоких коэффициентов извлечения пластовых углеводородов.

До начала разработки нефтегазоконденсатного месторождения на истощение насыщающие пласт углеводорода – газ, конденсат и нефть – представляют собой двухфазную равновесную систему. Повышенную часть залежи занимает газоконденсатный газ, погруженную - нефтяная оторочка. При снижении давления в пласте из газа выпадает конденсат, из нефти выделяется растворенный в ней газ, термодинамическое равновесие фаз нарушается и создается сложная гидродинамическая обстановка, строгий контроль, за которой в процессе разработки залежи практически невозможен. Разработка таких месторождений связана и с большими технологическими трудностями, обусловленными неоднородностью коллекторов по насыщению и фазовыми переходами насыщающих пласт углеводородов [10]. Первоочередная разработка нефтяной оторочки приводит к выпадению конденсата в газовой части залежи, потери которого могут составить 50% и более от начальных запасов.

При разработке газоконденсатных месторождений решающую роль играет процесс ретроградной конденсации, обусловленный снижением давления. В результате значительная часть растворенного в газе конденсата безвозвратно теряется. Именно благодаря этой особенности термодинамического состояния пластовой смеси разработка газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления обеспечивает сравнительно низкую конденсатоотдачу (30-60%) от потенциальных запасов, за исключением месторождений с низким содержанием конденсата [4].

Подытоживая вышесказанное, существо проблемы повышения конечного коэффициента конденсатоотдачи заключается в том, чтобы воспрепятствовать нежелательным фазовым превращениям исходной пластовой смеси, и тем самым, предотвратить или, в крайнем случае, существенно снизить потери углеводородов в недрах.

Существующее положение, т.е. наличие значительных запасов жидких углеводородов в залежах к моменту начала создания в них подземных газохранилищ, сохраняет свою актуальность до настоящего времени. Проблема извлечения остаточных запасов углеводородов залежей при создании и эксплуатации в них ПХГ является важной народнохозяйственной задачей, требующей своего разрешения. Однако для изыскания путей повышения степени извлечения углеводородов в сочетании с работой залежи в режиме ПХГ необходимо проанализировать в каждом конкретном случае условия, которые привели к потерям углеводородов при разработке залежи.

До начала промышленной эксплуатации Карадагского месторождения газоконденсатная зона находилась в однофазном (газовом) состоянии. Средневзвешенная величина начального пластового давления составляла 39 МПа (на ГНК – 41,2 МПа). Давление начала конденсации составляло 36-37 МПа для присводовой части и 39 – 40,5 МПа - для погруженной. Давление максимальной конденсации стабильного конденсата 6-7 МПа, насыщенного конденсата около 10-12 МПа.

Острая потребность народного хозяйства в газе обусловила высокие темпы отбора газа с самого начала эксплуатации. Этому способствовала высокая продуктивность скважин (до 1 млн.м³/сут), причем газоконденсатные скважины с дебитом порядка 800тыс.м³/сут газа давали попутно до 180 т/сут конденсата. Такой повышенный отбор газа привел в быстрому падению пластового давления и снижению дебита газовых скважин с 525 тыс.м³/сут в 1959 году до 200 тыс.м³/сут в 1963г. Уже к концу 1958 года уровень годового отбора газа из пласта достигал 13-14% от первоначальных запасов, а пластовое давление в газоконденсатной зоне снизилось с 39 до 26,5 МПа. К концу разработки газоконденсатной залежи было извлечено 20,5 млрд.м³ газа (при общих запасах 21 млрд.м³). В начальной стадии разработки в диапазоне изменения пластового давления 39-32 МПа ретроградные потери конденсата были незначительны. В процессе дальнейшего истощения залежи эти потери стали значительно возрастать. При пластовом давлении 10 МПа содержание конденсата в добываемом газе уменьшилось до

30 г/м³ против первоначального содержания в присводовой части залежи 145 г/м³ и в зоне погружения – 215 г/м³.

Ретроградные изменения сопровождались уменьшением плотности стабильного конденсата, уменьшением в его составе содержания высококипящих компонентов и увеличением содержания бензиновых фракций, а также снижением значения давления максимальной конденсации. Величина ретроградных потерь конденсата в залежи и их распределение зависят, в основном, от начального содержания конденсата и темпа изменения пластового давления в процессе разработки.

На величину остаточных запасов конденсата в объекте создания ПХГ повлияло также изменение емкостных параметров залежи в связи с продвижением нефтяной оторочки в газоконденсатную зону. Внедрение нефтяной оторочки происходило в условиях ретроградных потерь, при наличии в порах жидкого конденсата, который смешиваясь, разжижал нефть и, улучшив ее фазовую проницаемость, способствовал равномерному продвижению ГНК по пласту.

На рис. 3.1 показано распределение начального содержания конденсата в газе залежи VII-х горизонтов, которое изменяется от 220 г/м³ до 140 г/м³, составляя в среднем по пласту 180 г/м³. Максимальное его значение приурочено к юго-восточной погруженной части залежи. По восстанию пласта в северо-западном и западном направлениях содержание конденсата постепенно уменьшается.

В связи с большим начальным содержанием конденсата наибольшие потери имели место в юго-восточной погруженной части залежи, особенно вблизи нефтяной оторочки. Выпадение конденсата из газа началось еще до вторжения нефтяной оторочки в газовую зону, практически с самого начала разработки. Выход конденсата в связи с изменением пластового давления показан на рис.3.2.

Как отмечалось выше, в процессе разработки залежи ГНК продвинулся по восстанию пласта на 230м и занял 30% от общего объема порового пространства газонасыщенной части залежи. Учитывая, что запасы газа распределены по залежи равномерно и первоначальные запасы его в зоне внедрения нефти составляли 6,45млрд.м³, то как видно из рис. 3.1 среднее содержание конденсата в газе составляло 200г/м³, соответствующее запасам конденсата в этой зоне около 1,30 млн.т.

Согласно [5] начальные запасы конденсата в залежи VII-горизонтов составляли 3,76 млн.т. Следовательно, первоначальные запасы конденсата, которые содержались в объеме залежи, равном текущему газонасыщенному объему, составляли величину 2,46 млн.т. С учетом потерь конденсата на поверхности

КАРТА РАВНЫХ СОДЕРЖАНИЙ КОНДЕНСАТА В ЗАЛЕЖИ VII-х ГОРИЗОНТОВ

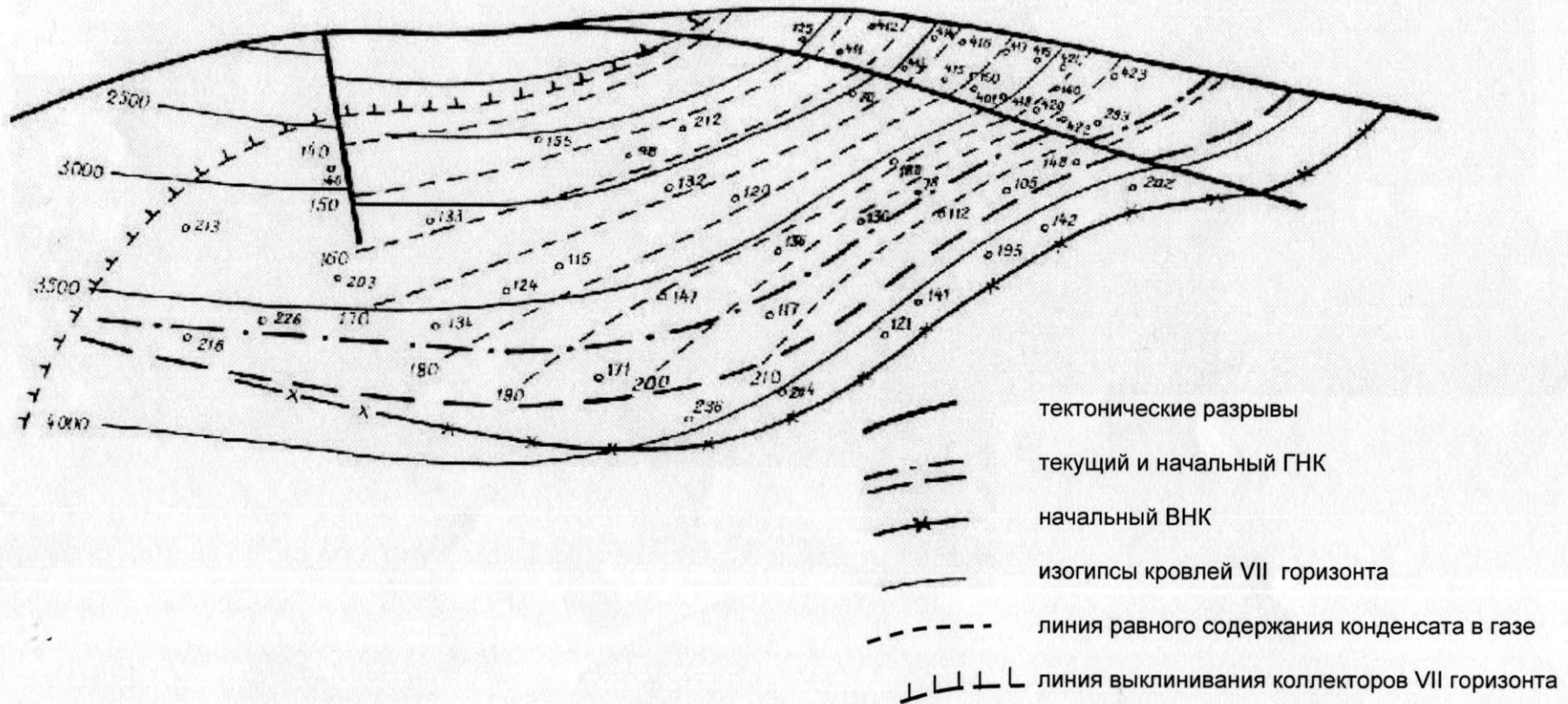


Рис.3.1

ИЗМЕНЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ВЫХОДА
КОНДЕНСАТА (C₅₊) В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
ЗАЛЕЖИ VII ГОРИЗОНТОВ

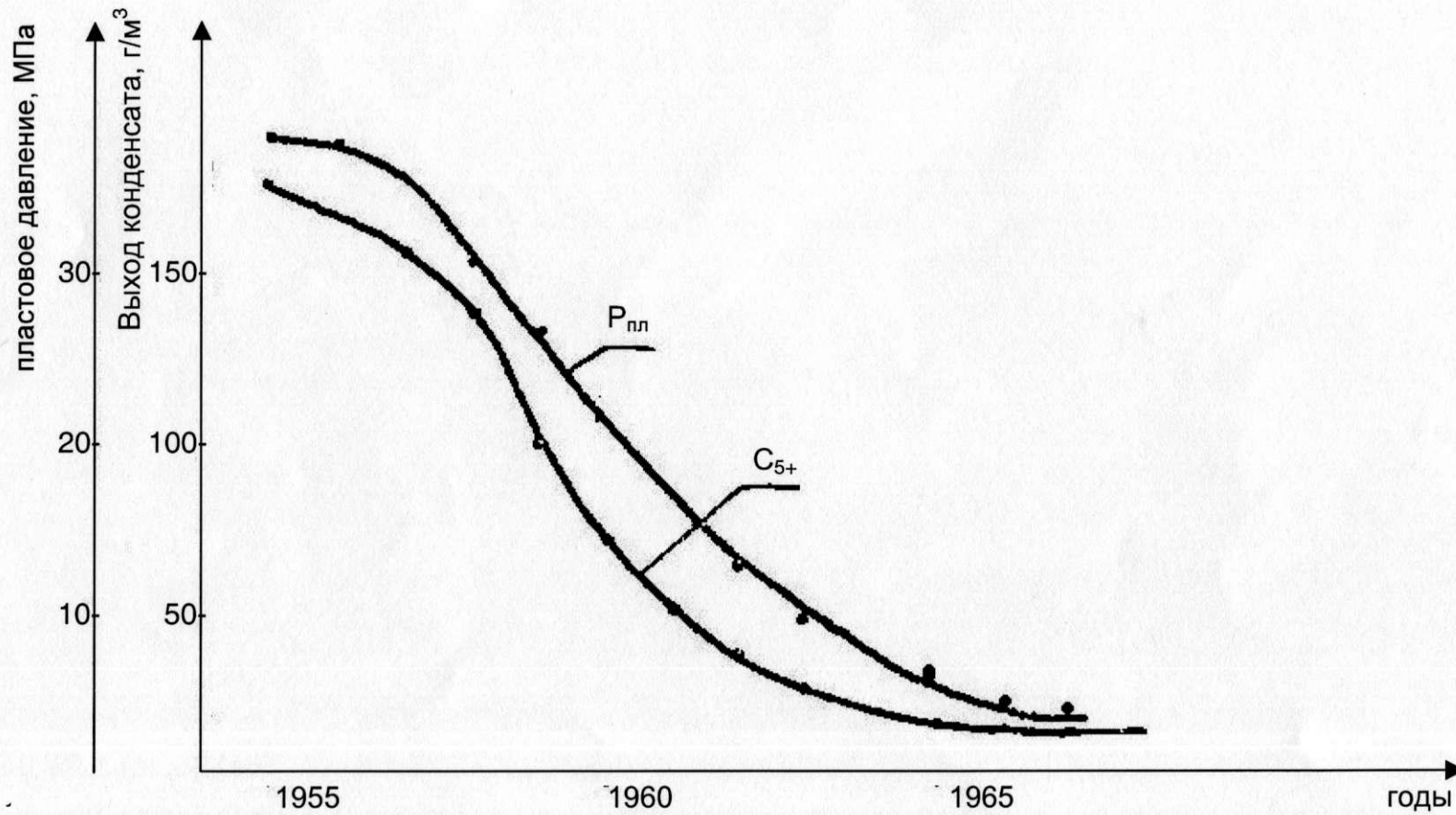


Рис.3.2

потери его в пласте приняты равными около 50%, т.е. текущие запасы остаточного конденсата в газовой зоне залежи – объекте ПХГ, составляют 1,23 млн.т (0,23 млн.т. в малом и 1,0 млн.т в большом блоке).

3.2. Интенсификация добычи остаточных запасов жидких углеводородов при эксплуатации ПХГ

Проблема извлечения выпавшего в пласте конденсата при использовании выработанных газоконденсатных залежей под ПХГ может быть отчасти решена вытеснением ретроградного конденсата газом высокого давления, сухим газом или углеводородными растворителями. При извлечении ретроградного конденсата вытеснением жирного газа сухим наряду с поршневым вытеснением оставшегося в пласте жирного газа происходит процесс испарения выпавшего в пласте конденсата в закачиваемый газ.

По сравнению с закачкой сухого и обогащенного газом процесс может быть реализован в пластах, залегающих на меньшей глубине при гораздо меньших давлениях.

Анализируя все известные варианты, методы извлечения остаточного конденсата может подразделить на две группы. Первая группа – это методы, предусматривающие повышение давления в залежи до давления равного или большего давления начала конденсации. В этом случае продукция пласта (газоконденсатная смесь) отбирается в однофазном газовом состоянии с последующей отбивкой жидкости в сепараторе. К этой группе относятся различные способы поддержания (повышения) пластового давления. Вторая группа – это методы воздействия на пласт при давлениях ниже давления начала конденсации. В этом случае пластовая углеводородная система находится в двухфазном состоянии. Часто насыщенность порового пространства жидкой фазой имеет значение ниже критического, т.е. последняя, не обладая мобильностью, не способна фильтроваться без внешнего воздействия. В этом случае перспективными представляются методы, способные оказать такое воздействие в определенном диапазоне пластовых давлений и температур без значительных капитальных затрат. Одним из таких методов является эксплуатация истощенной залежи в качестве газохранилища.

Как правило, технологическая схема создания ПХГ не предусматривает повышения пластового давления при закачке газа до первоначального, что обусловлено техническими возможностями и существующим парком компрессоров. Поэтому с точки зрения извлечения ретроградного конденсата при создании и эксплуатации ПХГ представляет интерес именно вторая группа методов. Из ее вариантов можно выбрать способ извлечения конденсата при давлениях значительно ниже давления начала конденсации.

Эксплуатация газохранилищ, создающихся на базе истощенных газоконденсатных залежей с газовым режимом, предполагает периодическую работу всего фонда скважин, как на закачку, так и на отбор. При нагнетании сухого газа в пласт протекают одновременно два процесса: растворение конденсата в закачиваемом газе и оттеснение его от призабойной зоны в периферийные участки пласта. В связи с этим при отборе газа из скважин сначала отбирается сухой газ, а затем жирный газ. Причем, по мере снижения пластового давления вследствие отбора газа часть конденсата за счет ретроградных явлений успевает из обогащенного газа снова перейти в жидкую фазу и остается в пласте. Повысить добычу конденсата из залежи можно путем отбора пластового газа при максимальном пластовом давлении в зонах повышенной конденсатонасыщенности.

Согласно вышеизложенному, а также результатам опробования и освоения вновь пробуренных на ПХГ скважин, основное количество остаточного конденсата скопилось в пониженной части структуры, что имеет важное значение при прогнозировании количества извлекаемого конденсата и расчете удаления жидкости с забоя скважин.

Зная величину остаточной конденсатонасыщенности r_ϕ , динамика фронта области подвижного конденсата описывается формулой

$$r_\phi = \frac{Q}{\pi h} \sqrt{\frac{\mu \cdot A^* P_0 T}{2mkT_0 S_0} \cdot t} \quad (3.1)$$

где

- | | | |
|-------|---|------------------------------------|
| Q | – | дебит скважин, |
| h | – | толщина пласта, |
| μ | – | коэффициент динамической вязкости, |
| m | – | пористость, |
| k | – | проницаемость, |
| A^* | – | эмпирическая константа, |
| t | – | время, |
| T | – | пластовая температура, |

S_0 – начальная конденсатонасыщенность,
 T_0, P_0 – стандартные значения температуры и давления.

Как было установлено [15], для Карадагского месторождения распространение области подвижного конденсата происходит довольно медленно. Так за 2 года работы скважин с дебитом 300 тыс.м³/сут радиус области достигает 3,6м, а за 20 лет разработки - всего около 11,5м.

В условиях низкой насыщенности подвижным конденсатом залежей VII-х горизонтов эффектом влияния скорости его накопления в призабойной зоне скважин можно пренебречь. Поэтому при оценке конденсатоотдачи пласта при эксплуатации ПХГ, в основном учитывались такие параметры, как коэффициент вытеснения жирного газа сухим и коэффициент охвата пласта нагнетаемым сухим газом.

Учитывая вышеприведенные аспекты, одним из путей решения этой проблемы является дифференциация отбора и закачки газа, т.е. закачка и отбор должны производиться в разные, заранее намеченные скважины. Исследования [1] проведенные с целью определения количественных зависимостей извлечения конденсата методом, условно названным "дифференциальным", показали, что при закачке и отборе газа через разные скважины коэффициент извлечения конденсата существенно повышается, при этом эффективность извлечения определяется интенсивностью испарения его при данном пластовом давлении. При выборе скважин, предназначенных для закачки и отбора, необходимо обоснование выбора их расположения на структуре. В условиях характерной формы структурной ловушки малого блока Карадагского ПХГ и с учетом вышеизложенного был выбран вариант закачки "сверху-вниз", и отбора – "снизу-вверх".

3.3. Метод и расчетная модель извлечения конденсата при эксплуатации ПХГ

Перспективным представляется способ, предусматривающий интенсификацию извлечения конденсата посредством регулирования фронта распространения сухого газа за счет определенного порядка подключения скважин под закачку и отбор [9,12]. При этом не требуется никаких капитальных вложений и сохраняется общий принцип эксплуатации хранилища.

Как отмечается в [2], закачка газа в пласт является по существу методом интенсификации притока в газоконденсатных скважинах. Действительно, многократная "промывка" призабойной зоны нагнетательных скважин сухим газом приводит к испарению не только выпавшего конденсата, но и погребенной воды. Это приводит к увеличению газонасыщенного объема пор и улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны. В процессе закачки газа в подземное хранилище происходит вытеснение жирного газа сухим. При этом, кроме эффекта взаимной растворимости, большое влияние на фазовое поведение пластовых углеводородов оказывают силы гравитации [3, 4], особенно для массивных залежей с большой мощностью продуктивного горизонта или пластовых залежей с большим этажом газоносности и крутыми углами падений. Это проявляется не только в распределении компонентов по высоте залежи в соответствии с их плотностью, но и в распределении остаточных запасов конденсата по залежи – по мере погружения насыщенность жидкой фазой возрастает.

При нагнетании сухого газа в пласт происходит оттеснение конденсата в периферийные участки пласта. Поэтому при отборе из скважин сначала отбирается сухой, а затем жирный газ. По мере снижения пластового давления часть конденсата успевает из обогащенного газа снова перейти в жидкую фазу и остается в пласте [1]. Таким образом, повысить добычу конденсата из залежи можно путем отбора пластового газа при максимальном пластовом давлении в зонах с повышенной конденсатонасыщенностью.

Сущность способа заключается в дифференциации подключения скважин под закачку и отбор, т.е. начинать закачку следует с верхнего ряда скважин с последующим подключением остальных рядов, в соответствии с темпом продвижения фронта закачиваемого сухого газа. Отбор газа следует начинать из скважин нижнего ряда, т.е. из зоны с повышенной конденсатонасыщенностью. Для удобства изложения здесь и в дальнейшем скважины, через которые закачивается газ назовем "нагнетательными", а последующие по очередности подключения скважины - "эксплуатационными".

С точки зрения наиболее рационального порядка подключения скважин под закачку оптимальной является такая схема, при которой начало процесса закачки производится одним рядом скважин (в условиях малого блока Карадагского ПХГ ряд включает в себя 2-3 скважины) с последующим подключением по одному ряду. В количественном отношении при общем фонде скважин в 14 единиц это будет выглядеть примерно так: 2, 4, 6, 8, 10, 12 скважин. При этом последний ряд скважин под закачку подключать не рекомендуется – с него необходимо будет начать отбор газа. Одним из важнейших

вопросов является определение промежутка времени, через который подключается следующий ряд скважин. Этот промежуток должен быть равен времени, за которое фронт нагнетаемого сухого газа с "валом" повышенной конденсатонасыщенности пройдет расстояние между рядом "нагнетательных" и "эксплуатационных" скважин, т.е. после прорыва сухого газа. При этом следует учесть, что в начальный период закачки газа в пласт процесс вытеснения жирного газа сухим является нестационарным. Учет этого периода значительно осложняет расчет технологических показателей процесса. Однако авторами работы [4] было показано, что для однородного и неоднородного пласта при равенстве вязкостей и плотностей жирного и сухого газов, а также закачиваемых и отбираемых объемов газа время перераспределения и стабилизации давления (т.е. нестационарный период) не превосходит 1-2% времени допрорывного периода.

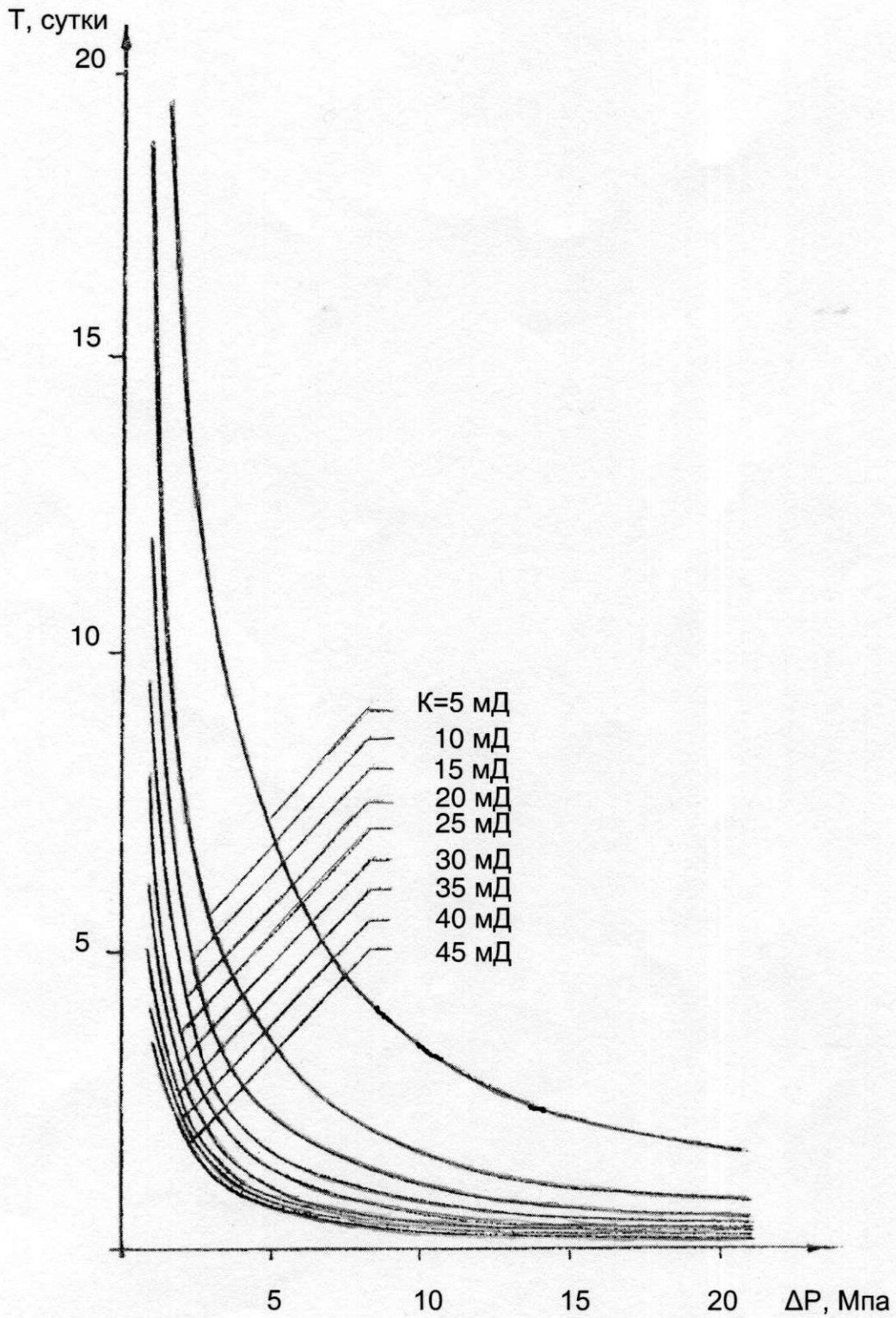
Для удобства определения времени подключения очередного ряда скважин был произведен расчет и построена серия кривых зависимости T от ΔP в широком диапазоне колебания проницаемости (рис. 3.3). При этом были приняты следующие исходные данные: $L=250$ м – расстояние между областью нагнетания и областью отбора газа в м, $m=0,14$ – средняя пористость, $\mu_1=146,4 \cdot 10^{-8}$ Па·с, $\mu_2=159,9 \cdot 10^{-8}$ Па·с.

Анализ кривых свидетельствует о том, что исконное время довольно ощутимо меняется в области малых перепадов давления примерно от 5 МПа, т.е. в конце закачки или в начале отбора газа. При больших значениях ΔP время изменяется незначительно. Отсюда же видна зависимость времени от проницаемости коллектора, наиболее ярко выраженная в области малых значений проницаемости порядка 5-15 мД. В период опытно-промышленной закачки газа время подключения очередного ряда скважин следует определять из графика, приведенного на рис.3.4.

3.4. Расчет технологических показателей опытно-промышленной закачки (ОПЗ) и извлечения ретроградного конденсата

Предложенная схема извлечения остаточных запасов конденсата при эксплуатации ПХГ при всей своей эффективности должна предусматривать возможность обеспечения необходимых объемов и темпов закачки газа, предусмотренных плановыми показателями в соответствии с неравномерностью газопотребления.

ЗАВИСИМОСТЬ ВРЕМЕНИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЯДА СКВАЖИН ОТ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ



K – проницаемость пласта

Рис.3.3

ГРАФИК ВЫБОРА ВРЕМЕНИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ
ОЧЕРЕДНОСТИ РЯДА СКВАЖИН ПОД ЗАКАЧКУ

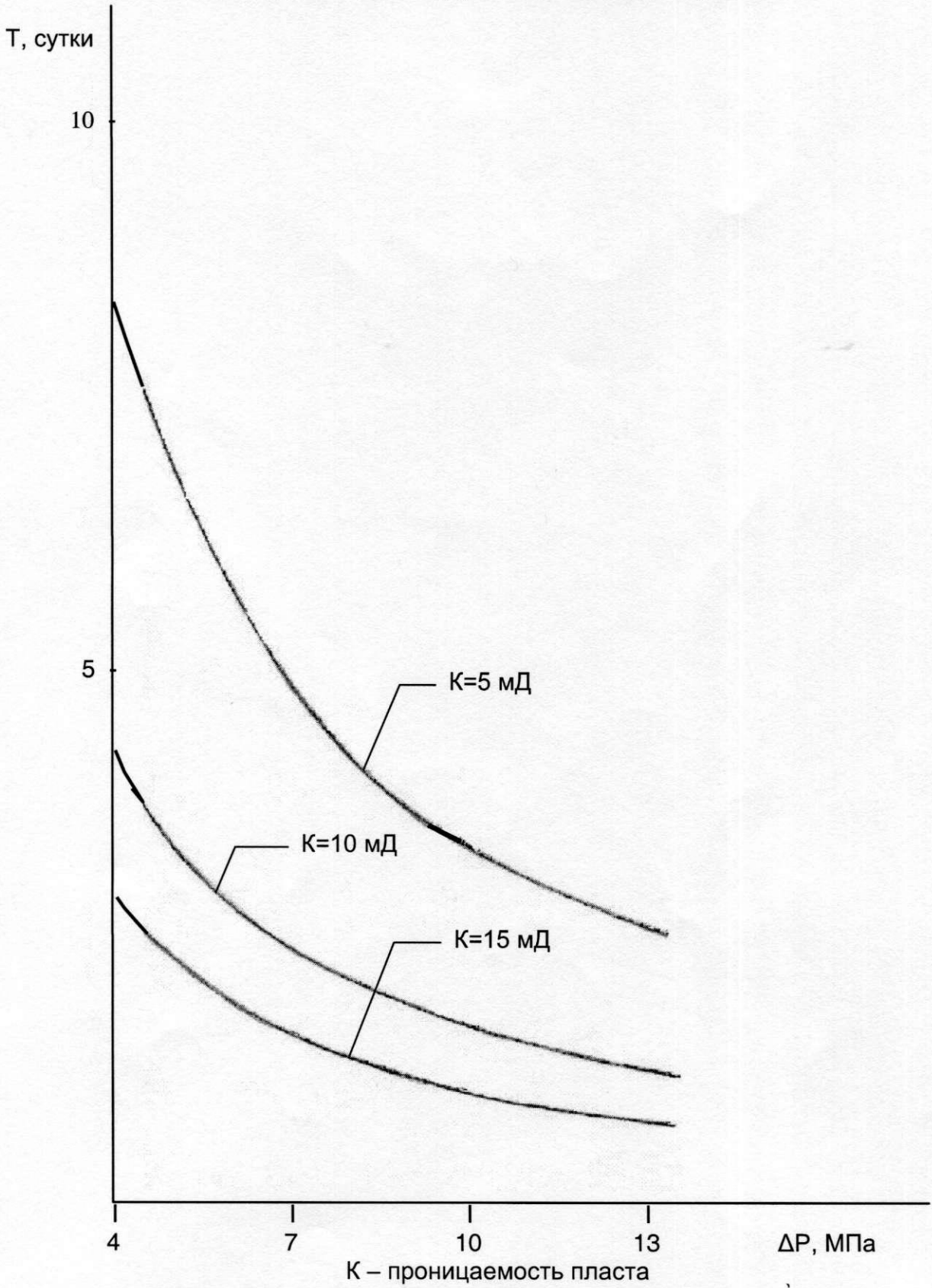


Рис.3.4

Учитывая, что в начальный период закачки работает ограниченное число скважин, то необходимым условием является способность этих скважин принять запланированное количество газа. Продуктивные характеристики скважин при этом определяются по результатам газогидродинамических исследований методом установившихся отборов при известном пластовом давлении на основе использования уравнения притока газа к забою скважины.

При расчете технологических режимов эксплуатации ПХГ "дифференциальным" методом количество газа, закачиваемого при ОПЗ, определяется исходя из продуктивных характеристик и числа скважин. Поэтому технологические показатели ОПЗ с применением метода интенсификации извлечения конденсата рассчитывались, исходя из определенной схемы подключения скважин и условий малого блока Карадагской структуры. Производительность средней скважины при закачке и отборе газа определялась по графикам (рис.3.5. и рис.3.6). Порядок подключения скважин под закачку выбран следующий: 1- 411, 412; 2-те же +413, 414; 3-те же + 415, 416; 4-те же + 417, 418, 419. Далее закачка ведется через все скважины одновременно. Что касается времени подключения очередного ряда скважин, то оно выбрано с учетом среднего пластового давления (7МПа) и средней проницаемости (6.1 мД) коллектора. Поскольку время прорыва газа определялось для пропластка с наименьшей проницаемостью, то время подключения очередного ряда скважин выбрано с "запасом" равным 4 суткам при расстоянии между скважинами 250м, и 8 суткам при расстоянии около 500м. Основные показатели "дифференциальной" закачки приведены в таблице 3.1.

Из таблицы видно, что за 16 дней апреля фронт нагнетаемого газа охватит весь малый блок структуры и до 15 октября закачка ведется всем фронтом скважин. Средняя приемистость скважин колеблется от 320 до 373 тыс.м³/сут. На конец ОПЗ объем активного газа составит 550 млн.м³, а общий объем – 850 млн.м³ при соответствующем максимальном пластовом давлении 9,65 МПа.

В таблице 3.2 приведены основные технологические показатели процесса отбора газа из хранилища с попутной добычей конденсата. Здесь очередность работы скважин определена следующая: 1- 420, 421; 2-те же + 418, 419; 3- те же +415, 416, 417; 4 – те же + 413, 414. При существующей продуктивности скважин из залежи возможно будет отобрать 123 млн.м³. Таким образом, к концу 1 цикла закачки-отбора в залежи останется 727 млн.м³ газа. В таблице приведены данные о выходе конденсата при обычном и "дифференциальном" методах эксплуатации ПХГ. При этом учитывалось, что при обычной эксплуатации ПХГ средний конденсатогазовый фактор (КГФ) в 1 цикле отбора составит около

ГРАФИК ПРИЕМИСТОСТИ СРЕДНЕЙ СКВАЖИНЫ
ПРИ ЗАКАЧКЕ ГАЗА

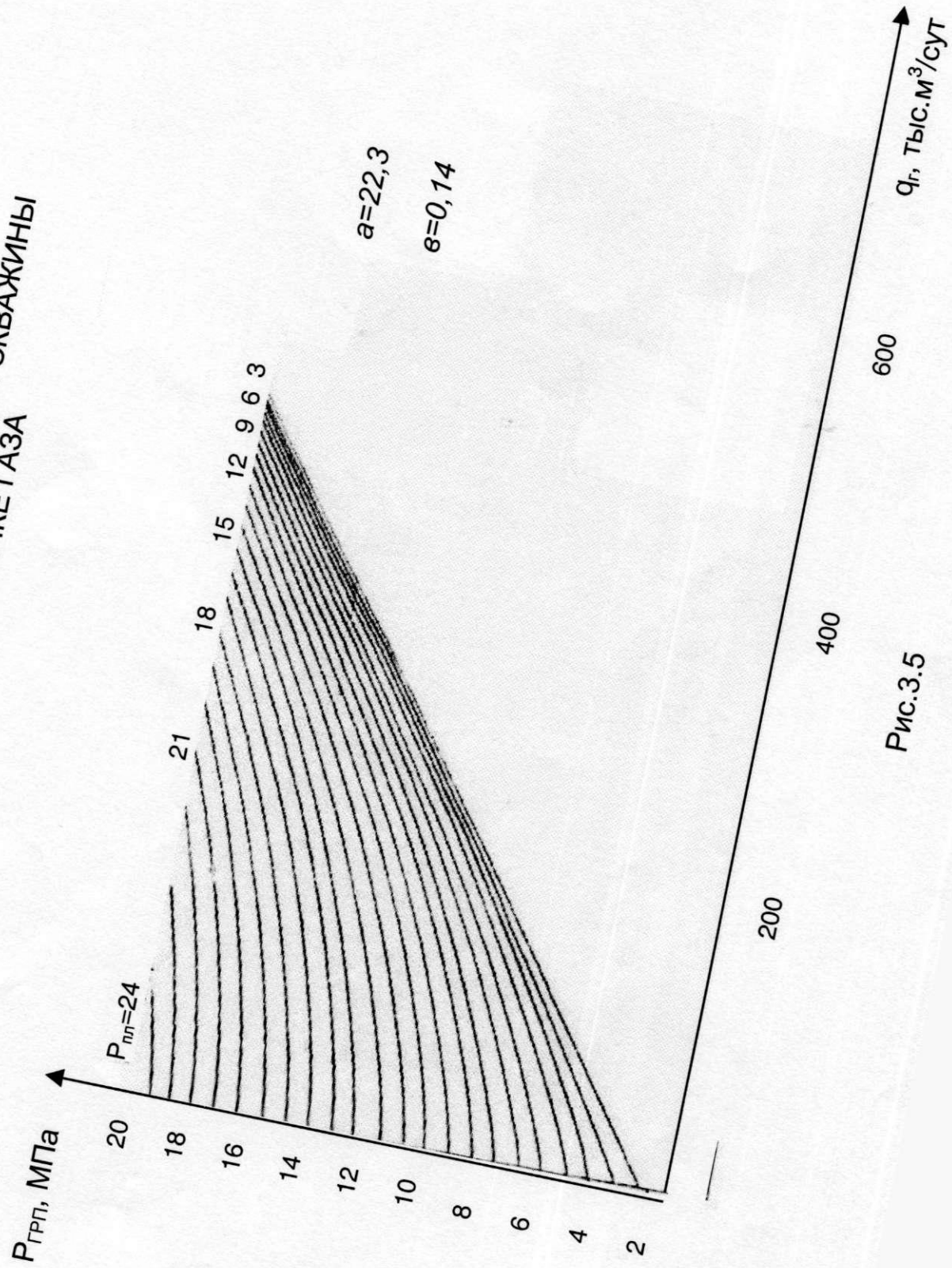


Рис.3.5

ГРАФИК ДЕБИТА СРЕДНЕЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ОТБОРЕ ГАЗА

$a=22,3$

$e=0,14$

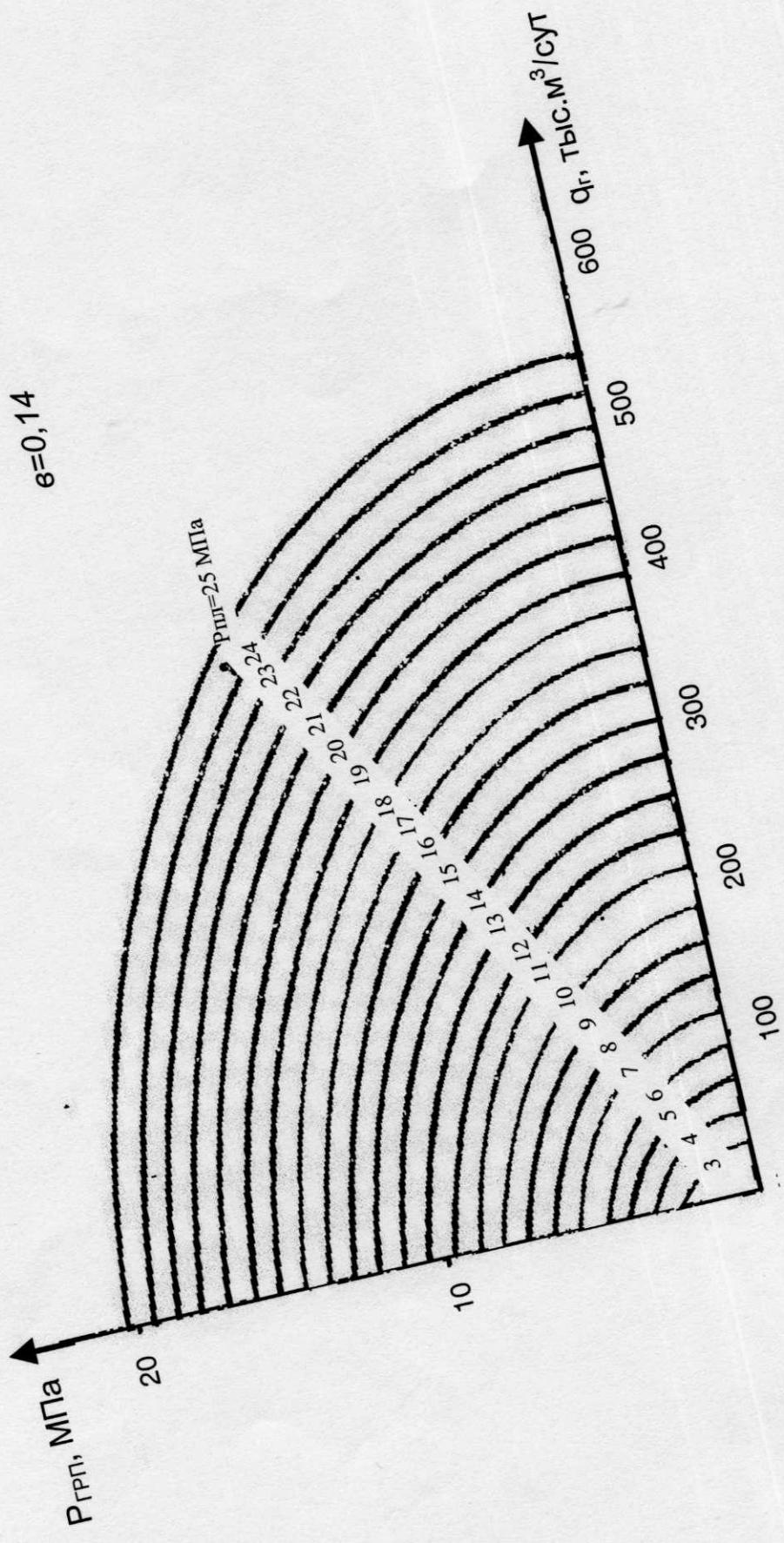


Рис.3.6

Таблица 3.1

**Основные показатели “дифференциальной” опытно-промышленной закачки газа
в малый блок Карадагского ПХГ**

Месяц	Количество скважин	Номера скважин	Количество дней закачки, сут	Пластовое давление, Мпа		Средняя приемистость скважины, тыс.м ³ /сут	Объем газа на начало месяца, млн.м ³	Объем закачки газа, млн.м ³	Объем газа на конец месяца, млн.м ³
				На начало месяца	На конец месяца				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
с 15.IV	2	411,412	8	3,60	3,67	373	300,00	5,97	305,97
	4	те же +413,414	4	3,67	3,74	371	305,97	5,95	311,92
	6	те же +415,416	4	3,74	3,84	368	311,92	8,84	320,76
V	9	те же +417,418, 419	31	3,84	5,00	365	320,76	101,95	422,71
VI	9	все скважины	30	5,00	6,10	362	422,71	97,84	520,55
VII	9	то же	31	6,10	7,17	354	520,55	98,88	619,42
VIII	9	то же	31	7,17	8,21	345	619,43	96,53	715,96
IX	9	то же	30	8,21	9,18	336	715,96	90,73	806,69
до 15.X	9	то же	15	9,18	9,65	320	806,69	43,31	850,00

Таблица 3.2

**Основные технологические показатели процесса отбора газа с попутной добычей конденсата
из малого блока Карадагского ПХГ**

Месяц	Количество скважин	Номера скважин	Количество дней отбора, сут	Пластовое давление, МПа		Средний дебит скважин, тыс.м ³ /сут	Объем газа на начало месяца, млн.м ³	Объем отбираемого газа, млн.м ³	Объем газа на конец месяца, млн.м ³	Количество отобранного конденсата, тонн
				На начало месяца	На конец месяца					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
XI	2	420,421	4	9,65	9,64	115	850,00	0,92	849,08	25,76
	4	те же+411,419	4	9,64	9,63	112	849,08	1,79	847,29	50,12
	7	те же+415,416,417	4	9,63	9,59	110	847,29	3,18	844,11	89,04
	9	те же+413,414	18	9,59	9,40	108	844,11	17,50	826,61	490,00
XII	9	все скважины	31	9,40	9,10	105	826,61	29,39	797,22	822,92
I	9	то же	31	9,10	8,81	95	797,22	26,51	770,71	742,28
II	9	то же	28	8,81	8,58	86	770,71	21,67	749,04	606,76
III	9	то же	31	8,58	8,34	79	749,04	22,04	727,00	616,12
Итого								123,00		3444,00

13,7 г/м³ [4], а согласно экспериментальным данным средний КГФ при эксплуатации ПХГ "дифференциальным" методом примерно в 2 раза выше, т.е. 25 г/м³. В таблице 3.3 показано количество конденсата, добываемое при обычной эксплуатации хранилища и предлагаемым методом.

4. МЕТОДИКА ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАРАДАГСКОГО ПХГ

4.1. Постановка задачи

При технологическом проектировании подземных газохранилищ должны быть решены такие вопросы как выбор максимального и минимального давлений в хранилище, оценка активного и буферного объемов газа, определение количества скважин, обоснование их размещения на структуре, дебита и порядка ввода в эксплуатацию, а также числа и мощности компрессорных машин и т.д. Совокупное решение всех этих вопросов определяет систему эксплуатации хранилища. Намеченная система должна обеспечивать необходимый уровень закачки и отбора газа при наименьших народнохозяйственных затратах. Только при этих условиях данная система может считаться рациональной, которая определяется технико-экономическим анализом различных вариантов основных показателей процесса.

При проектировании, создании и эксплуатации ПХГ ряд вопросов может быть решен только с помощью газодинамических расчетов всех звеньев работы хранилища, начиная от фильтрации газа в пласте, кончая его подачей в магистральный газопровод. При этом, в зависимости от конкретных условий необходимо учитывать специфику работы каждого звена в отдельности и всей системы в целом.

**Сравнительные данные отбора конденсата обычным и
«дифференциальным» методами**

Месяц	Объем отбираемого газа, мин.м ³	Количество отбираемого конденсата, тыс.т			
		при обычном методе эксплуатации ПХГ		при «дифференцированном» методе эксплуатации ПХГ	
		месячное	накопленное	месячное	накопленное
XI	0,92	0,013	0,013	0,023	0,023
	1,79	0,025	0,038	0,045	0,068
	3,18	0,044	0,082	0,080	0,148
	17,5	0,240	0,322	0,438	0,586
XII	29,39	0,534	0,856	0,735	1,321
I	25,51	0,363	1,219	0,663	1,984
II	21,67	0,297	1,516	0,542	2,526
III	22,04	0,302	1,820	0,551	3,077

4.2. Расчет объемов активного и буферного газа хранилища

Одним из важнейших показателей подземных газохранилищ является объем активного газа. Он определяет не только особенности технологии, но и технико-экономическую целесообразность создания и эксплуатации хранилища в данном экономическом регионе.

Объем газа, который может вместить в себя объект хранения, определяется на основе уравнения материального баланса для газовой залежи при создании максимально возможного давления

$$Q_x = \Omega \frac{T_0}{P_0 T_{nl}} \left(\frac{P}{Z} \right)_{\max} \quad (4.1)$$

Объем буферного газа можно определить исходя из возможных величин минимального давления в залежи

$$Q_b = \Omega \frac{T_0}{P_0 T_{nl}} \left(\frac{P}{Z} \right)_{\min} \quad (4.2)$$

Объем активного газа определяется как разница между общим и буферным объемами

$$Q_a = \Omega \frac{T_0}{P_0 T_{nl}} \left[\left(\frac{P}{Z} \right)_{\max} - \left(\frac{P}{Z} \right)_{\min} \right] \quad (4.3)$$

Текущие пластовые давления в залежи определяются из выражений:

- для закачки

$$\left(\frac{P}{Z} \right)_{\max} = \left(\frac{P}{Z} \right)_{\min} + \frac{P_0 T_{nl}}{T_0 \Omega} \int_{t_0}^t Q(t) dt \quad (4.4)$$

- для отбора

$$\left(\frac{P}{Z} \right)_{\max} = \left(\frac{P}{Z} \right)_{\min} - \frac{P_0 T_{nl}}{T_0 \Omega} \int_{t_0}^t Q(t) dt \quad (4.5)$$

где

Q_x Q_b Q_a – общий, буферный и активный объемы газа млн.м³;
 Ω – газонасыщенный объем порового пространства, млн.м³;
 T_0 T_{nl} – стандартная и пластовая температуры, К;
 P_0 – стандартное давление;

- $P_{\max}, P_{\min}, P_{\text{тек}}$ – максимальное, минимальное и текущее пластовые давления, кгс/см²;
- $Z_{\max}, Z_{\min}, Z_{\text{тек}}$ – коэффициенты сжимаемости газа при условиях соответственно $P_{\max} - T_{\text{пл}}, P_{\min} - T_{\text{пл}}, P_{\text{тек}} - T_{\text{пл}}$;
- $Q(t)$ – объем закачиваемого или отбираемого газа во времени, млн.м³;
- $t_{\text{из}}, t_{\text{но}}$ – время начала закачки и отбора соответственно.

4.3. Расчет системы «пласт-скважина-шлейф-ГРП»

Подземное газохранилище состоит из следующих газогидродинамически связанных основных элементов; пласта, скважин, шлейфов, газораспределительного пункта (ГРП), компрессорной станции (КС) и различных сооружений, используемых при очистке, осушке, охлаждении потока газа и др.

Поэтому при расчетах основных технологических показателей эксплуатации ПХГ необходимо увязать работу всех звеньев системы [7].

В результате проявления всех трех законов по пути движения газа, зависимость его расхода от давления в пласте и на ГРП может быть найдена в результате совместного решения уравнений, описывающих:

-приток газа из пласта к забою скважины

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aq + bq^2 \quad (4.6)$$

-движение газа по стволу скважины

$$P_{\text{заб}}^2 - P_y^2 e^{2s} = \theta q^2 \quad (4.7)$$

-движение газа от устья скважины до ГРП

$$P_y^2 - P_{\text{ГРП}}^2 = Bq^2 \quad (4.8)$$

В результате совместного решения (4.6)-(4.8) получим формулы для расчета производительности скважин при отборе и приемистости при закачке с учетом потерь давления на преодоление сопротивлений при движении газа из пласта до ГРП

$$q_{\text{отб}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta + Be^{2s})(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{ГРП}}^2 e^{2s})} - a}{2(b + \theta + Be^{2s})} \quad (4.9)$$

$$q_{\text{зак}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta + Be^{2s})(P_{\text{ГРП}}^2 e^{2s} - P_{\text{пл}}^2)} - a}{2(b + \theta + Be^{2s})} \quad (4.10)$$

$$s = 0,03415 \frac{\rho L}{Z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}} \quad (4.11)$$

$$\theta = 1,377\lambda \frac{Z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{d^5} (e^{2s} - 1) \quad (4.12)$$

$$B = 640 \frac{l_{\text{ш}}}{d_{\text{ш}}^{5,33}} \quad (4.13)$$

где

- a, b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта;
- θ – газодинамическое сопротивление при движении газа по стволу скважины;
- B – газодинамическое сопротивление при движении газа по шлейфу;
- λ – коэффициент гидравлического сопротивления при движении газа по стволу скважины;
- $P_{\text{пл}}, P_{\text{зак}}, P_{\text{у}}, P_{\text{ГРП}}$ – давления соответственно в пласте, на забое, устье и ГРП, кгс/см²;
- ρ – относительная плотность газа;
- L – глубина скважины, м;
- $l_{\text{ш}}$ – длина шлейфа, км;
- $d, d_{\text{ш}}$ – диаметры насосно-компрессорных труб и шлейфа соответственно, см;
- T_{cp} – средняя по стволу температура, К;
- Z_{cp} – коэффициент сжимаемости газа при $P_{\text{cp}} - T_{\text{cp}}$.

Потребная мощность компрессорной станции (КС) для закачки (или для отбора, если давление в магистральном газопроводе выше давления в хранилище) рассчитывается на основе уравнения адиабатического сжатия газа

$$N = Aq \left[\left(\frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (4.14)$$

где

$$A = \frac{n-1}{n} \cdot \frac{P_{\text{СТ}}}{\eta \cdot 75}$$

Выражая давление на выходе КС через давление на ГРП, а на входе – через давление в магистральном газопроводе и учитывая численные значения постоянных величин, входящих в (4.14), получим формулу для определения мощности КС при закачке газа

$$N = 5,575q \left[\left(\frac{P_{\text{ГРП}}^2 + B_1 q^2}{P_{\text{МГ}}^2 - 640 \frac{l}{d_s^{5,33}} q^2} \right)^{0,107} - 1 \right] \quad (4.15)$$

Выразив давление на выходе через давление в МГ. а давление на входе КС как функцию давления на ГРП, получим формулу для определения мощности КС при отборе газа

$$N = 5,575q \left[\left(\frac{P_{\text{МГ}}^2 + 640 \frac{l}{d_s^{5,33}} q^2}{P_{\text{ГРП}}^2 - B_1 q^2} \right)^{0,107} - 1 \right] \quad (4.16)$$

где

- n – показатель адиабат сжатия;
- $P_{\text{вых}}, P_{\text{вх}}$ – давления на выходе и входе компрессора, кгс/см²;
- η – механический к.п.д. компрессора;
- N – мощность КС потребная для сжатия газа, кВт;
- q – количество закачиваемого или отбираемого газа, тыс.м³/сут;
- l – длина соединительного газопровода, км;
- d_c – диаметр соединительного газопровода, см;
- B_1 – коэффициент местного сопротивления, (1÷1,5)·10⁻⁴(кгс·сут)/см²·тыс.м³).

Зная мощность одного компрессорного агрегата N^1 , можно определить требуемое количество компрессоров

$$n_k = \frac{N}{N^1} \quad (4.17)$$

4.4. Исходные данные к расчету технологических показателей эксплуатации ПХГ

Достоверность исходных данных в значительной степени определяет точность газогидродинамических расчетов основных технологических показателей эксплуатации ПХГ.

Исходные данные, необходимые для разработки технологического проекта, условно можно подразделить на две группы: геологогазогидродинамические, носящие объективный характер, и технико-экономические, зависящие от деятельности человека [7].

К первой группе относятся такие как: коэффициенты фильтрационных сопротивлений, газонасыщенный объем пор, пористость, проницаемость и пьезопроводность коллектора, эффективная мощность (толщина) пласта, его средняя глубина залегания, пластовая температура, свойства газов и жидкостей, насыщающих пласт и др. К этой группе относятся, естественно, и данные о литологии, стратиграфии и тектонике объекта.

Ко второй группе можно отнести такие данные как: максимальное и минимальное давления в хранилище, давления на ГРП при закачке и отборе газа, вязкость и плотность закачиваемого газа, средняя протяженность и диаметры шлейфа, соединительного и подводящего газопроводов, а также число и размещение скважин на площади.

На стадии создания ПХГ исходные данные могут быть получены лишь из анализа результатов исследований скважин в период предшествующей эксплуатации объекта. Сведения, получаемые по вновь пробуренным скважинам, не могут быть использованы для получения исходных данных вследствие сильной загрязненности их призабойных зон фильтратом бурового раствора, в результате чего сильно возрастают фильтрационные сопротивления и

ухудшается проницаемость призабойной зоны. Кроме того, как показал опыт создания ПХГ в истощенных залежах, ухудшение фильтрационно-емкостных параметров коллектора к концу разработки залежи часто обусловлено деформацией слагающих пород при снижении пластового давления (а в условиях Карадагского ГКМ оно упало довольно значительно – с 39 до 3,5 МПа) и выпадением конденсата в призабойной зоне скважины [6].

Одним из наиболее важных параметров, обуславливающим производительность скважин, их количество и, следовательно, технико-экономическую эффективность создания и эксплуатации хранилища, является величина коэффициентов фильтрационных сопротивлений (КФС).

В общем случае вопрос о выборе значений КФС по результатам анализа разработки истощенной залежи является весьма сложным, т.к. немногочисленность и довольно широкий диапазон колебания их значений по площади и во времени, ограничивают возможность статистической обработки информации. При этом следует отметить, что вследствие наличия в продукции скважин значительного количества конденсата индикаторные кривые имели искаженную форму.

Сравнение значений КФС, полученных аналитическим путем и по результатам газодинамических исследований в период эксплуатации залежи, указало на значительное расхождение, что предопределило их уточнение методом, основанным на анализе изменения во времени коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин, по которым объем данных достаточен для статистической обработки.

Для описания динамики изменения коэффициента продуктивности, который определялся по формуле

$$k_{\Gamma} = \frac{q_{\Gamma}}{P_{nl}^2 - P_{заб}^2} \quad (4.18)$$

использовалась величина

$$\psi = \frac{k_{\Gamma}}{k_{\Gamma}^1} \quad (4.19)$$

Величина коэффициентов продуктивности определялась по данным глубинных замеров пластовых и забойных давлений на одном режиме. Изменение коэффициента продуктивности скважин в зависимости от темпа падения давления приведено на рис.4.1.

Статистическая обработка данных приведена к следующей аналитической зависимости:

ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА
ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

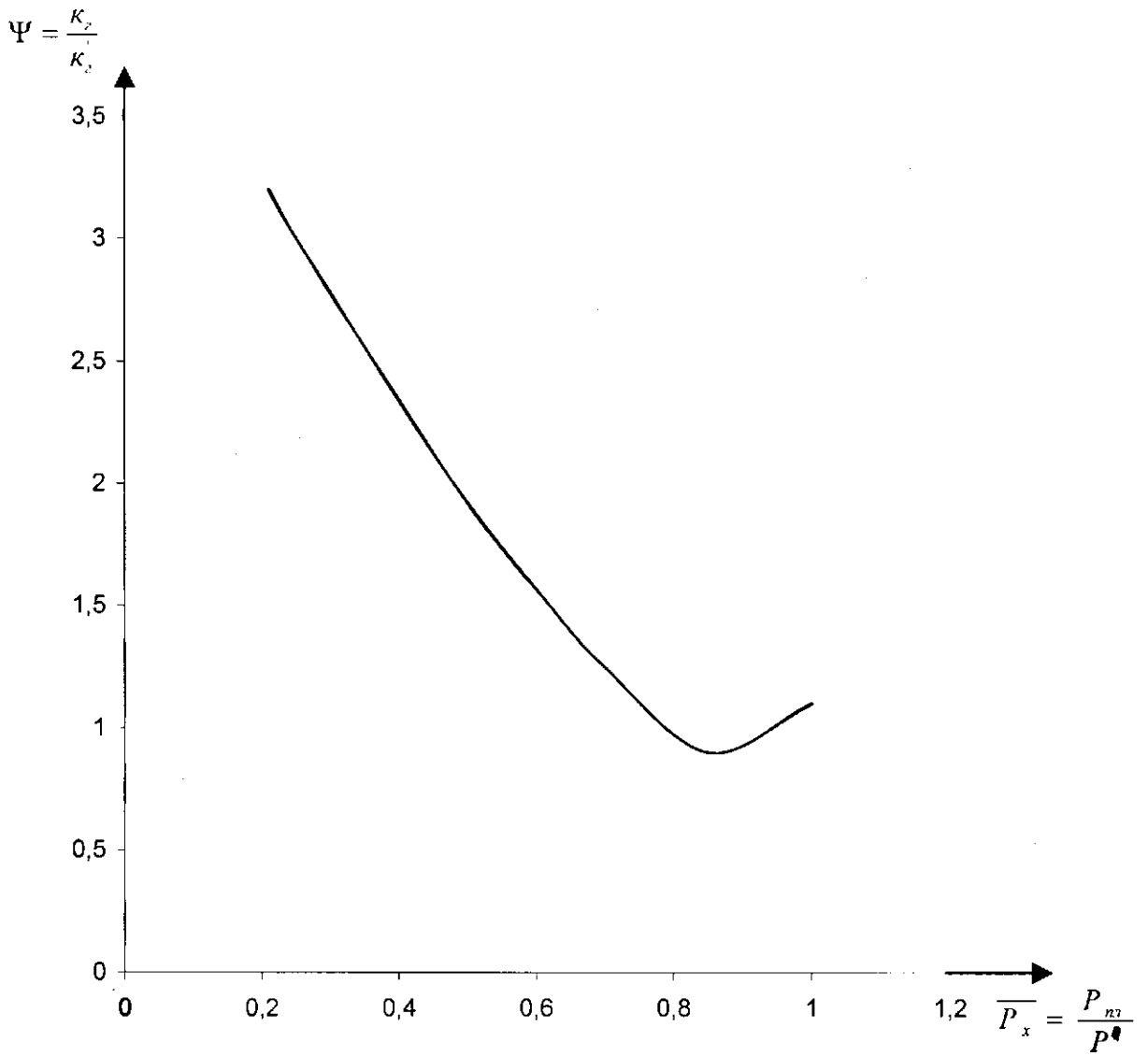


Рис.4.1

$$\psi = 4,86 - 8,82\overline{P_x} + 4,96\overline{P_x}^2 \quad (4.20)$$

где

$$\overline{P_x} = \frac{P_{nl}}{P^1}$$

$k_{Г}^1, k_{Г}$ — коэффициенты продуктивности, соответствующие первой и последующей датам исследования, соответственно;

ψ — коэффициент корреляции;

P^1, P_{nl} — первоначальное и текущее пластовое давление, кгс/см².

Коэффициент корреляции, характеризующий степень связи между ψ и $\overline{P_x}$, равен 0,844.

Для согласования результатов расчета производительности скважин при различных значениях коэффициентов фильтрационных сопротивлений и пластовых давлений вычислялись значения дебитов и забойных давлений при постоянстве остальных параметров. Согласующим параметром служит коэффициент продуктивности, вычисленный для тех же значений КФС и P_{nl} .

Проведенные расчеты показали, что наиболее близкое значение $k_{Г, Г}$ к указанной выше контрольной цифре достигается при значениях КФС, равных $a = 5; b = 1 \cdot 10^{-4}$, принятых в качестве исходных данных для расчетов.

Другими важными исходными данными являются емкостные параметры, к которым относятся газонасыщенный объем пор, пористость и эффективная толщина пласта.

Одним из основных параметров, обуславливающих максимально возможный объем хранения газа, является максимально возможное давление в залежи, которое, в свою очередь, обусловлено герметичностью крыши пласта. О степени герметичности кровли пласта судят по мощности, плотности, малой проницаемости и другим коллекторским свойствам пласта-крышки и пород, залегающих выше. Верхним пределом давления, до которого может быть сжат газ в хранилище, является горное давление, определяемое глубиной залегания пласта-объекта создания ПХГ, и перекрывающих его пород.

Первоначальное давление в газовой части залежи Карадагского ГКМ составляло 39 МПа, что намного превышает таковое, создаваемое современным парком компрессорных машин. Следовательно, с геологической точки зрения на величину максимального давления в рассматриваемом хранилище ограничений не накладывается. В данном случае за верхний предел давления на

выкиде компрессоров принимается 20 МПа, соответствующий технической характеристике компрессорных машин марки ГПА-Ц-6,3/200. Это позволяет принять максимальное давление в большом блоке Карадагского ПХГ равным 25 МПа. Эта величина не превышает начального пластового давления и позволяет сохранить естественные условия герметичности хранилища. Нижний предел давления, как известно, зависит от минимально возможного давления на выходе компрессора, протяженности и диаметра соединительного и подводящего газопроводов, параметров системы сбора газа на самом хранилище. Минимальное пластовое давление в данном случае обусловлено давлением, создаваемым на приеме компрессорных машин указанной марки при отборе равным 2,8 МПа.

Исходные данные для расчета технологических показателей создания и эксплуатации Карадагского ПХГ приведены в таблице 4.1.

4.5 Обоснование и расчет технологических показателей вариантов эксплуатации хранилища

Из формулы (4.3) следует, что активный объем существенно зависит от диапазона давлений, в котором оно работает. Как отмечалось выше, максимально возможное пластовое давление составляет 25 МПа и принимается постоянным для всех вариантов. При этом активный объем тем больше, чем меньше минимальное (буферное) давление, определяющее буферный объем газа. Поэтому количество вариантов в основном определяется минимальным пластовым давлением в хранилище и соответственно объемом буферного газа. Варианты исходных данных для расчета процесса эксплуатации хранилища приведены в таблице 4.2.

В соответствии с выбранными вариантами проведены расчеты технологических показателей и эксплуатации Карадагского ПХГ. Техничко-экономические расчеты показали, что оптимальным вариантом является III, для которого в таблице 4.3 приведена динамика технологических показателей отбора и закачки газа на ПХГ. Расчет проводился с учетом регулирования неравномерности газопотребления при продолжительности периодов отбора 150 суток и закачки – 199 суток.

В таблице 4.4 представлены основные технологические показатели оптимального варианта эксплуатации Карадагского ПХГ. Ниже показаны сроки создания или процесс заполнения хранилища газом. Характерными особенностями процесса заполнения хранилища газом являются: возрастание от цикла к циклу количества газа,

**Исходные данные для расчета технологических показателей
создания и эксплуатации Карадагского ПХГ**

Наименование показателей	Единица измерения	Величина
Максимальное давление в залежи	МПа	25
Давление на ГРП:		
при закачке	МПа	20
при отборе	Мпа	2,8
Газонасыщенный объем пор	млн.м ³	34
Эффективная толщина	м	48
Средняя глубина залегания	м	3250
Пористость	%	13
Проницаемость	мД	63
Вязкость газа	мПа·с	0,014
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:		
«а»		5
«в»		1·10 ⁻⁴
Длина пласта	м	3500
Ширина пласта	м	3000
Пластовая температура	К	355
Относительная плотность газа	-	0,6
Средняя протяженность шлейфа	км	2
Диаметр шлейфа	см	15
Протяженность подводящего газопровода	км	3
Диаметр подводящего газопровода	см	72
Протяженность соединительного газопровода	км	7
Диаметр соединительного газопровода	см	122

Таблица 4.2

**Варианты исходных данных для расчета
эксплуатации Карадагского ПХГ**

№№ вариантов	P_{\max} , МПа	P_{\min} , МПа	Q_x , млрд.м ³	Q_b , млрд.м ³	Q_a , млрд.м ³
I	25	6	7,41	1,74	5,67
II	25	7	7,41	2,05	5,36
III	25	8	7,41	2,37	5,04
IV	25	9	7,41	2,69	4,72

Таблица 4.3

**Динамика основных технологических показателей
эксплуатации хранилища (III вариант)**

Месяц	Активный объем газа на начало месяца, млн.м ³	Отбор или закачка газа за месяц, млн.м ³	Активный объем газа на конец месяца, млн.м ³	Пластовое давление на начало месяца, МПа	Пластовое давление на конец месяца, МПа	Среднесуточ- ный отбор или закачка газа, млн.м ³	Средний дебит скважин, $\frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сутки}}$	Количество скважин	Давление на ГРП, МПа
XI	5042,2	705,9	4336,3	25,00	22,00	23,53	1085	22	13,8
XII	4336,3	1159,7	3176,6	22,00	17,93	37,41	970	39	11,1
I	3176,6	1109,3	2067,3	17,93	14,41	35,78	835	43	7,9
II	2067,3	1159,7	907,6	14,41	10,84	41,42	690	60	5,2
III	907,6	907,6	0	10,84	8,00	29,28	535	55	2,8
с 15.IV	0	302,5	302,5	8,00	8,95	20,17	336	60	8,4
V	302,5	756,3	1058,8	8,95	11,31	24,40	407	60	10,0
VI	1055,8	958,1	2016,9	11,31	14,26	31,93	532	60	12,4
VII	2016,9	1008,4	3025,3	14,26	17,44	32,53	542	60	14,6
VIII	3025,3	958,3	3983,4	17,44	20,70	30,90	515	60	16,8
IX	3983,4	756,3	4739,7	20,70	23,54	25,21	420	60	18,6
X	4739,7	302,5	5042,2	23,54	25,00	9,76	163	60	20,0

**Основные технологические показатели
оптимального варианта эксплуатации хранилища**

Показатели	Единицы измерения	Значения
Общий объем газа	млн.м ³	7407,4
Активный объем газа	млн.м ³	5042,2
Буферный объем газа	млн.м ³	2365,2
Максимальное давление в хранилище	МПа	25
Минимальное давление в хранилище	МПа	8
Остаточный объем газа	млн.м ³	960
Закачиваемая часть буферного объема	млн.м ³	1405,2
Максимальный суточный отбор	млн.м ³	41,42
Максимальная суточная закачка	млн.м ³	32,53
Количество скважин	ед.	69
Давление на ГРП	Мпа	
при закачке (макс)		20
при отборе (мин)		2,8
Мощность КС	тыс.квт	
при закачке		57,9
при отборе		24,9
Количество компрессорных машин	ед.	
при закачке		4
при отборе		2

существенное изменение давления газа в пласте, необходимость учета требований и наращивание производственных мощностей по обустройству хранилища.

Расчет заполнения основывается на реальных возможностях создания хранилища – объемах закачиваемого и отбираемого газа, темпах строительства и ввода в эксплуатацию скважин и наземных сооружений. Результаты расчёта заполнения для Ш варианта эксплуатации приведены на рис.4.2.

Первые четыре года наращивание объема газа в хранилище происходит за счёт разницы в величинах объемов закачиваемого и отбираемого газа. К началу закачки 1У цикла заполнения объем газа в пласте достигает буферного значения при пластовом давлении 8 МПа. Поэтому, в дальнейшем, объем отбираемого газа равен общему закачиваемому, при возрастании последнего от цикла к циклу. Объем газа в хранилище достигает своего максимального значения на X году создания, после чего начинается циклическая эксплуатация хранилища.

5. АНАЛИЗ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА ПРИ ЗАДАННЫХ УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРАДАГСКОГО ПХГ, ОЦЕНКА ПРИРОСТА АКТИВНОГО ОБЪЕМА И РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

5.1 Результаты экспериментальных исследований извлечения конденсата

Известно, что при разработке газоконденсатных месторождений на истощение в результате ретроградной конденсации в пласте выпадает значительное количество конденсата, которое считается безвозвратно потерянным. Одним из преимуществ создания подземных хранилищ газа в истощенных газоконденсатных залежах является то, что при отборе газа из пласта можно извлечь часть "потерянного" конденсата. Необходимо отметить, что оценка

ГРАФИК ЗАПОЛНЕНИЯ КАРАДАГСКОГО ПХГ ГАЗОМ

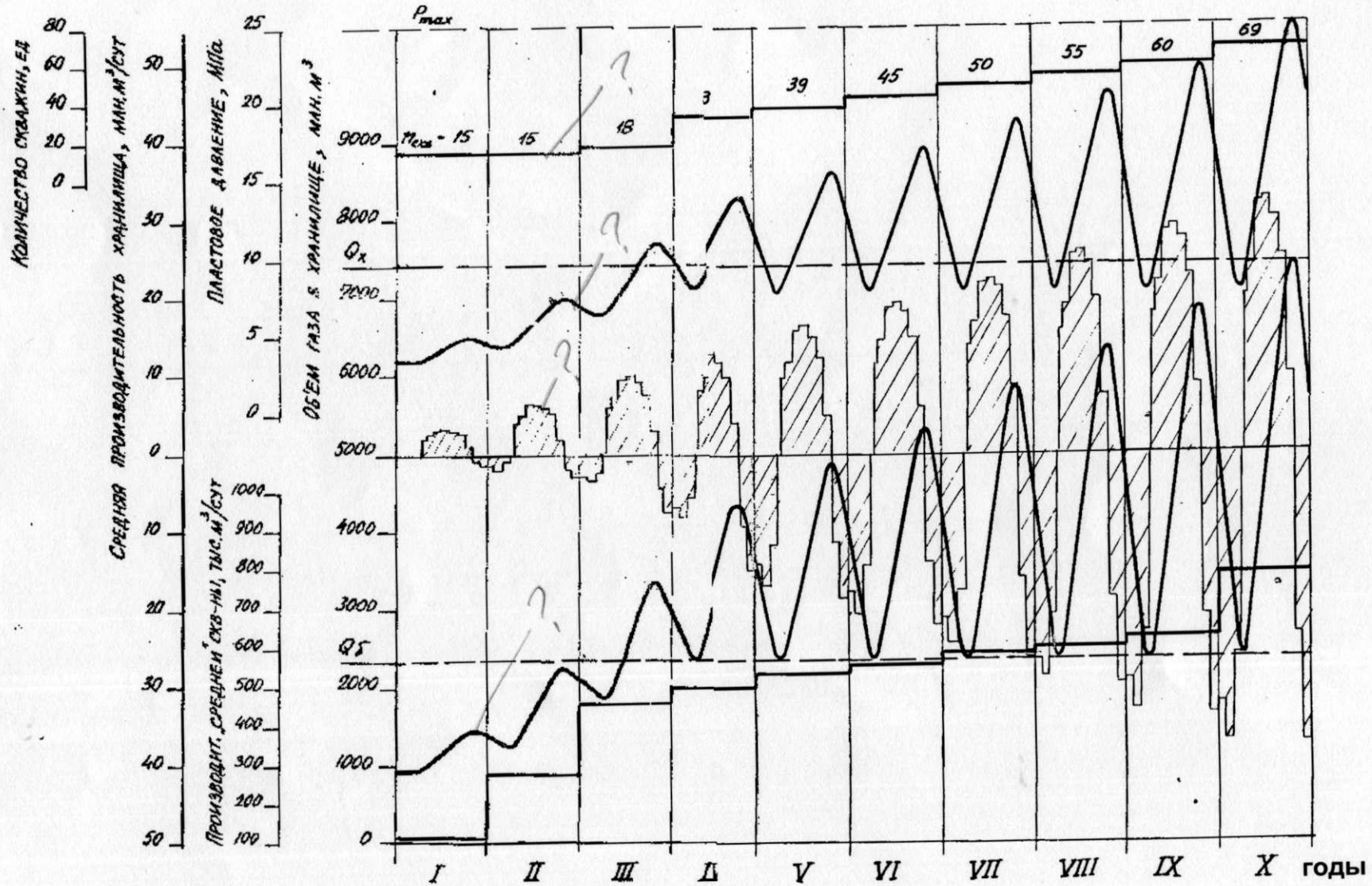


Рис.4.2

количества извлекаемого конденсата зависит в каждом конкретном случае от реальных параметров залежи и режима эксплуатации ПХГ.

В этой связи в работах [13,14,16] проведены исследования по изучению возможности извлечения выпавшего в пласте конденсата при работе залежи в режиме ПХГ для истощенного газоконденсатного месторождения Карадаг с учетом реальных параметров объекта (начального и текущего пластовых давлений, проницаемости, литологического состава пород, остаточной водонефтенасыщенности, физико-химических свойств газа и конденсата, газоконденсатного фактора, начальных и текущих запасов газа и конденсата, температуры пласта и др.), а также режимных параметров эксплуатации ПХГ.

Для оценки извлечения остаточных запасов конденсата проведены эксперименты по циклической закачке и отбору газов различного состава. В опытах использовался стабильный конденсат плотностью $740,3 \text{ кг/м}^3$ и стабильная нефть плотностью $782,8 \text{ кг/м}^3$. Имитация работы залежи в режиме ПХГ производилась посредством закачки газа до давления 25 МПа и отбора его до давления 8 МПа, что соответствует выбранному режиму эксплуатации хранилища. При исследовании замерялось количество отбираемого конденсата и влияние на него циклическости закачки и отбора газа в процессе эксплуатации ПХГ.

На модели было произведено всего 8 циклов закачки-отбора газа, результаты которых приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Изменение выноса конденсата при циклической работе модели

№№ циклов	$\Delta G_{\text{доб}}, \text{ г}$	$\sum \Delta G_{\text{доб}}, \text{ г}$	$\frac{\sum \Delta G_{\text{доб}}}{G_{\text{зап}}^{\text{общ}}}, \%$	$\frac{\sum \Delta G_{\text{доб}}}{G_{\text{зап}}^{\text{Г.К.}}}, \%$	Примечание
1	0,200	0,200	0,8	2,8	отбор жирного газа
2	0,200	0,400	1,6	5,6	отбор жирного газа
3	0,300	0,700	2,7	9,9	отбор жирного газа
4	0,300	1,100	3,9	14,1	отбор жирного газа
5	0,200	1,200	4,8	16,9	отбор жирного газа
6	0,100	1,300	5,2	18,3	отбор жирного газа
7	0,000	1,300	5,2	18,3	отбор жирного газа
8	0,000	1,300	5,2	18,3	отбор сухого газа

На рисунке 5.1 приведены результаты исследования выноса конденсата в зависимости от насыщенности пористой среды водой и нефтью. Эксперименты проводились для случаев $S_v = 0$; $S_v = 30\%$; $S_v + S_n = 35\%$. Как видно из таблицы 5.1 и рис. 5.1 извлечение выпавшего конденсата происходит до 6 цикла включительно, после чего кривая выполаживается, т.е. вынос конденсата практически прекращается.

В работе [23] показано, что при эксплуатации газоконденсатной залежи без нефтяной оторочки в режиме ПХГ дополнительное извлечение "потерянного" конденсата составляет 16,9%. Полученные результаты показывают, что в случае закачки сухого газа в истощенную газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, по сравнению с закачкой сухого газа в газоконденсатную залежь без нефтяной оторочки, происходит прирост отбора жидких углеводородов на 1,5%.

На основе проведенных исследований были рассчитаны основные параметры процесса извлечения конденсата, которые были подтверждены контрольными экспериментами с имитацией различных вариантов эксплуатации ПХГ. При этом приняты два варианта, различающиеся по составу закачиваемого газа (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Состав закачиваемого газа

Компоненты	Состав, % объемн.	
	Сухой газ	Жирный газ
CH_4	95,41	93,02
C_2H_6	2,66	4,41
C_3H_8	1,19	1,43
i – C_4H_{10}	0,22	0,29
n – C_4H_{10}	0,36	0,41
C_5H_{12+B}	0,05	0,31
CH_2	0,11	0,13
C_5H_{12+B} , г/м ³	1,78	10,32
Плотность газа абс. кг/м ³	710,8	733,9
относит.	0,5899	0,6091

ДИНАМИКА ОТБОРА КОНДЕНСАТА ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРАДАГСКОГО ПХГ

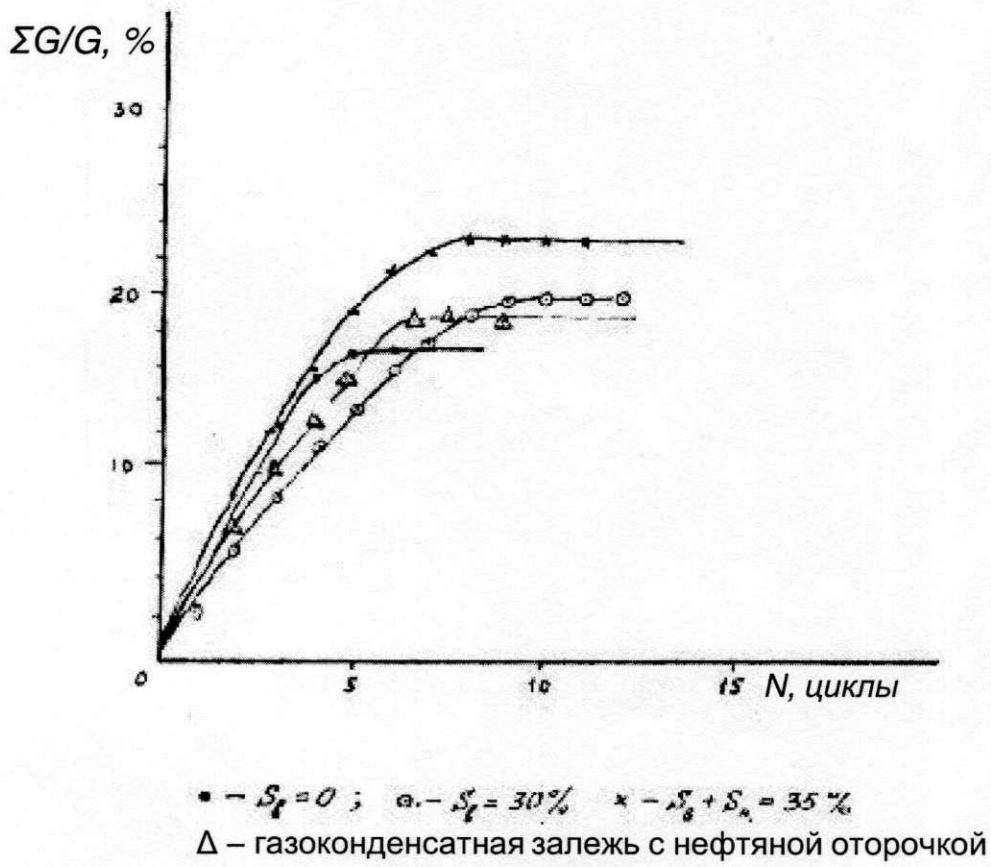


Рис.5.1

Учитывая, что после 6 цикла закачки-отбора газа вынос конденсата из пласта практически не наблюдается, то оценка извлечения конденсата производилась в среднем по пяти циклам. В таблице 5.3 приводится количественная оценка выноса конденсата за один цикл, на основе режимных показателей оптимального варианта работы ПХГ для условий закачки сухого и жирного газов.

На рисунке 5.2 приводятся зависимости суммарного количества извлекаемого из пласта конденсата от числа циклов закачек и отборов газа для оптимального варианта эксплуатации Карадагского ПХГ при условиях закачки сухого и жирного газов.

5.2 Оценка прироста объема активного газа за счет извлечения конденсата

Эксплуатация газохранилищ предусматривает циклическую смену процессов закачки – отбора. В этой связи, извлечение из залежей остаточного конденсата при отборе высвобождает насыщенный объем порового пространства, равный количеству добытого флюида, который в процессе закачки заполняется газом.

Для оценки прироста объема активного газа примем за основу количество извлекаемого конденсата за год для условий закачки сухого и жирного газов, приведенной в таблице 5.3 . В этих целях по представленному видоизмененному уравнению материального баланса (4.3) можно рассчитать прирост объема активного газа.

$$\Delta Q_a = \Delta \Omega \frac{T_0}{T_{nl} P_0} \left[\left(\frac{P}{Z} \right)_{\max} - \left(\frac{P}{Z} \right)_{\min} \right] \quad (5.1)$$

В формуле (5.1) $\Delta \Omega$ - прирост газонасыщенного объема порового пространства за счет извлеченного конденсата, в последствии заполненный при закачке газом, а ΔQ_a – прирост объема активного газа при перепаде пластового давления в хранилище от максимума до минимума.

Для принятого оптимального варианта эксплуатации Карадагского ПХГ в таблице 5.4 приведены суммарные показатели прироста объема активного газа для условий закачки сухого и жирного газа и отборе насыщенного конденсата при заданной температуре.

Отметим, что суммарный объем извлеченного конденсата за пять лет эксплуатации ПХГ при заданных температурах

Таблица 5.3

Основные параметры процесса извлечения конденсата по оптимальному варианту эксплуатации хранилища при условиях закачки сухого и жидкого газов

Условие закачки газа	Максимальное пластовое давление, МПа	Минимальное пластовое давление, МПа	C ₅₊ в закачиваемом газе, г/м ³	C ₅₊ в отбираемом газе, г/м ³	Объем активного газа, млн.м ³	Стабильный конденсат* P=0,1033 МПа t=20°C		Насыщенный конденсат P=3,5 МПа t=30°C	
						тыс.т/год	тыс.м ³ /год	тыс.т/год	тыс.м ³ /год
Сухого	25,0	8,0	1÷2	6	5042	30,2	38,7	37,9	45,3
Жирного	25,0	8,0	8÷10	16	5042	80,6	103,3	90,3	120,9

*) Количество конденсата, извлекаемого из пласта за цикл (осредненный по 5 циклам) закачки-отбора газа.

ЗАВИСИМОСТЬ СУММАРНОГО КОЛИЧЕСТВА
ИЗВЛЕКАЕМОГО ИЗ ПЛАСТА КОНДЕНСАТА
ОТ ЧИСЛА ЦИКЛОВ ЗАКАЧЕК И ОТБОРОВ ГАЗА ДЛЯ
ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭКСПЛУАТАЦИИ
КАРАДАГСКОГО ПХГ

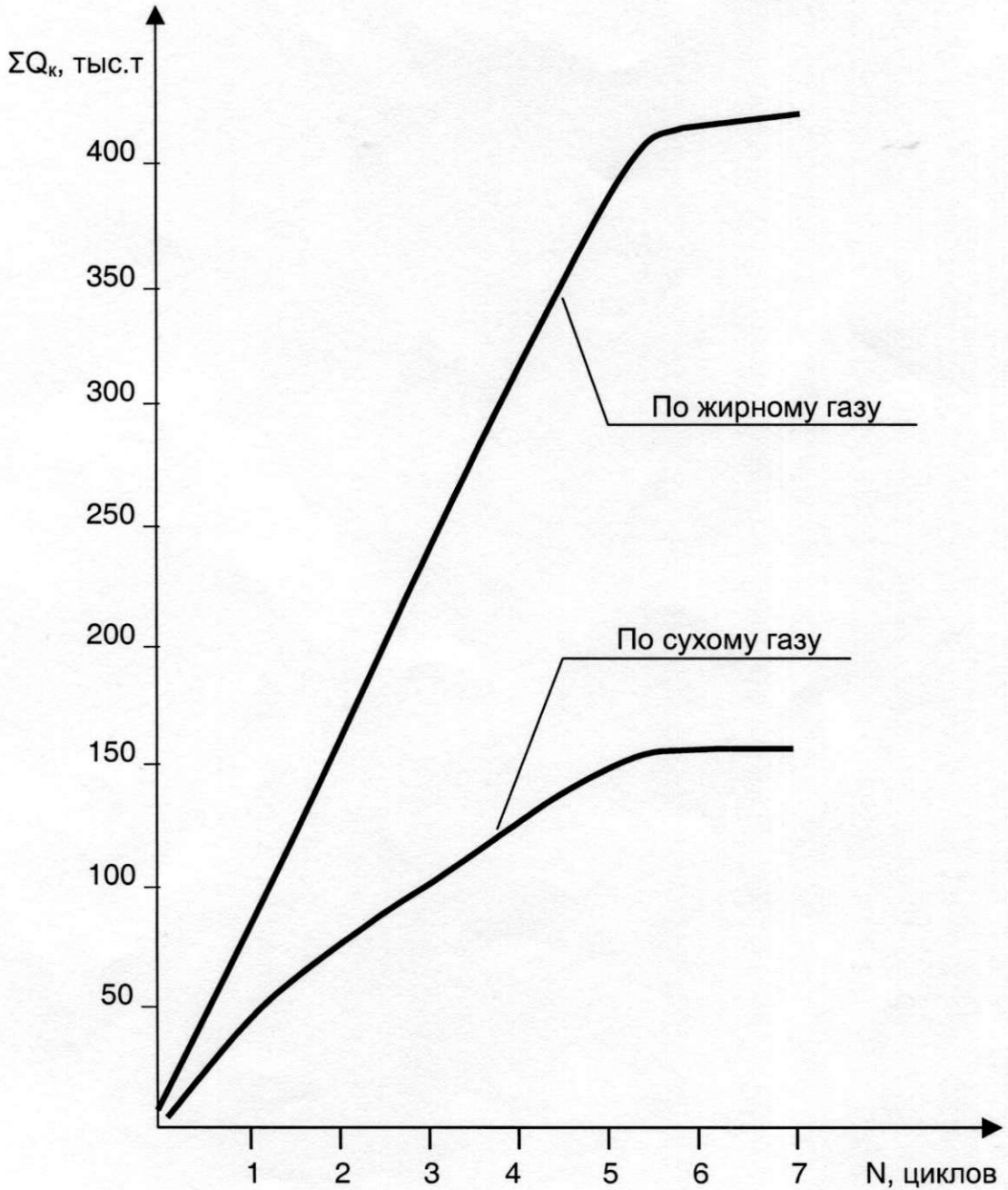


Рис.5.2

Таблица 5.4

**Оценка прироста объема активного газа для оптимального варианта
эксплуатации Карадагского ПХГ**

Условия закачки газа	Суммарный объем извлеченного насыщенного конденсата, тыс.м ³		Суммарный прирост газо- насыщенного объема пор, млн.м ³	Суммарный прирост объема активного газа, млн.м ³
	за год	за 5 циклов отбора		
Сухого	45,3	226,5	0,227	34,7
Жирного	120,9	604,5	0,605	92,5

5

3

2

2

-

приравняется суммарному приросту газонасыщенного объема пор. Подставляя указанные $\Delta\Omega$ в уравнение (5.1) получаем суммарный прирост объема активного газа при изменении пластового давления от 25 до 8 МПа.

Таким образом, прирост объема активного газа при закачке жирного газа по сравнению с сухим в 2,7 раза больше. Увеличение объема активного газа за пятилетний цикл эксплуатации примерно на 100 млн.м³ улучшит технико-экономические показатели Карадагского ПХГ.

5.3. Разработка принципиальной схемы подготовки газа к транспорту

Качественная подготовка газа к транспорту на ПХГ является одной из важных проблем газовой отрасли. При некачественной обработке газа на ПХГ в магистральный газопровод вместе с потоком газа попадает жидкость, которая снижает его пропускную способность, способствует увеличению энергозатрат на транспортирование газа, уменьшению производительности газопровода и снижению надежности бесперебойного газоснабжения. Поэтому при выборе технологической схемы подготовки газа к транспорту и оборудования необходимо учитывать особенности изменения всех параметров в период отбора газа. Кроме того, необходимо учитывать, что газ в основном, отбирается в зимнее время, когда требуется его глубокая осушка и отбензинивание в целях обеспечения однофазного состояния транспортируемого газа.

Система обустройства ПХГ в основном определяется характеристикой хранилища, давлением, температурой и составом газа, дебитом скважин и их размещением на структуре, конденсатным и водным факторами и изменением параметров газа за период закачки и отбора. Наряду с этим обустройство зависит также от климатических условий района, расположения хранилища, магистрального газопровода и потребителей газа.

Как известно, аппараты в технологической цепи подготовки газа в условиях ПХГ эксплуатируются только в период отбора, поэтому целесообразно в схему включать такое оборудование, как сепаратор, теплообменник, расширительная камера, пылеуловитель и т. д., которые могут быть использованы и при закачке газа.

Из вышеуказанного следует, что основной базовой технологической схемой подготовки газа в условиях ПХГ можно

считать низкотемпературную сепарацию, которая полностью соответствует особенностям эксплуатации газохранилищ.

На рис.5.3 приводится принципиальная технологическая схема установки подготовки газа на Карадагском ПХГ. По данной схеме сырой газ из ПХГ (1) по обвязочным шлейфам поступает на газораспределительный пункт (ГРП). В каждом шлейфе имеется расширительная камера (1), где частично отбивается капельная жидкость поступающая из скважин. Далее газовый поток поступает в общий коллектор, откуда подаётся в сепаратор I ступени (2), где также дополнительно отбивается жидкость. После сепаратора газ проходит через теплообменник (3), охлаждается встречным потоком осушенного газа и после дросселирования (4), подаётся в сепаратор II ступени (5), где окончательно освобождается от жидкости – тяжелых углеводородов и воды.

Для предотвращения гидратообразования до дросселирования при необходимости в газ впрыскивается метанол (III). Далее газ, проходя через теплообменник (3), поступает в масляный пылеуловитель, где очищается от мехпримесей и подается в магистральный газопровод. Жидкость, выделенная в расширительных камерах и в сепараторах, поступает в разделительную емкость (8), откуда углеводородный конденсат (IV) отправляется в конденсатопровод, а водометанольный раствор (V) – на регенерацию.

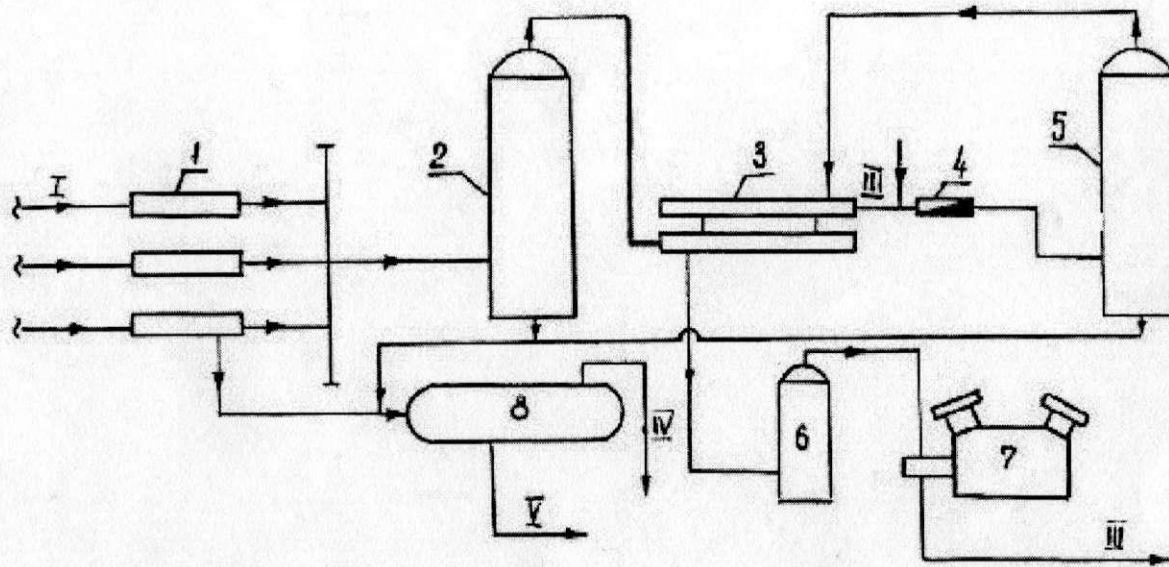
В случае недостаточности дроссель-эффекта в конце периода отбора необходимая температура сепарации может быть достигнута за счет дросселирования газа до давления, более низкого, чем давление в газопроводе. При таком режиме работы для подачи газа в газопровод должны использоваться компрессоры, предназначенные для его закачки.

Определение объема водометанольного раствора и целесообразности строительства установки регенерации метанола будет производиться после уточнения периода роста низкотемпературной сепарации в гидратном режиме.

Согласно предложенному варианту закачки газа в ПХГ, можно отметить, что количество выделенного конденсата в сепараторах составит: $2 \div 4 \text{ г/нм}^3$ газа при циклической закачке сухого газа и $5 \div 10 \text{ г/нм}^3$ при циклической закачке жирного газа в ПХГ.

Следует отметить, что выбор оптимальных параметров технологического оборудования установки подготовки газа на Карадагском ПХГ, определение эффективности использования оборудования, а также уточнение основных параметров установки должно осуществляться в процессе эксплуатации ПХГ.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА
ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА КАРАДАГСКОМ ПХГ



1 – расширительная камера; 2 – сепаратор I ступени; 3 – теплообменник; 4 – штуцер;
5 – сепаратор II ступени; 6 – пылеуловитель; 7 – газокompректор; 8 – разделитель.

I – сырой газ; II – обработанный газ; III – метанол; IV – углеводородный конденсат;
V – водометанольный раствор на регенерацию.

Рис.5.3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Изучением геологического строения газоконденсатного месторождения Карадаг установлено, что брахиантиклинальная складка делится на три блока, в двух из которых (Центральном и Восточном) в истощенной залежи VII-х горизонтов продуктивной толщи создается подземное хранилище газа.

2. Анализ геолого-промысловых и газогидродинамических данных показал, что подземная емкость отличается надежной изолированной глинистой покрывкой, наличием тектонического и литологического экрана, малой степенью разбуренности залежи, обеспечивающие герметичность создаваемого ПХГ.

3. Анализ характера проявления вод в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин позволил сделать вывод о слабой активности законтурных вод.

4. Режим работы газоконденсатной залежи в течение периода разработки определился как газовый; незначительное внедрение нефтяной оторочки в газовую зону влияния на режим не оказало.

5. Анализ разработки газоконденсатной залежи свиты VII-х горизонтов, выполненный по отдельным тектоническим блокам, позволил уточнить основные показатели на начало создания ПХГ.

6. Анализ разработки газоконденсатной зоны позволил выявить распределение начального содержания конденсата в газе залежи VII-х горизонтов, которое уменьшается вверх по восстанию пласта в северо-западном и западном направлениях при максимальном его значении в юго-восточной погруженной части залежи.

7. На основе выявленного распределения конденсатогазового фактора показаны преимущества технологического режима закачки и отбора газа с использованием дифференцированного подключения в работу нагнетательно-эксплуатационных скважин на ПХГ, способствующего рациональному извлечению ретроградного конденсата. Предложенный подход дифференцированной закачки-отбора позволит уже в первом цикле извлечь дополнительное количество конденсата.

8. По приведенной методике произведен расчет вариантов основных технологических показателей, оптимальным из которых явился вариант с объемом активного газа 5 млрд.м³. Для этого варианта рассчитан процесс заполнения хранилища, продолжительность которого определилась в 10 лет.

9. С использованием экспериментальных исследований по извлечению ретроградного конденсата, интенсивность которого

определена в шесть циклов, дана оценка суммарного объема его добычи, дополнительного прироста газонасыщенного объема порового пространства и объема активного газа, повышающего экономическую эффективность создания и эксплуатации Карадагского ПХГ.

10.В связи с выносом в процессе отбора газа из залежи конденсата, нефти и воды дана принципиальная схема подготовки газа к транспорту в соответствии с действующим отраслевым стандартом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бузинов С.Н и др. Динамика извлечения конденсата при разработке истощенной газоконденсатной залежи в режиме подземного газохранилища. Экспресс-информация, ВНИИЭгазпром. М., 1976, №14 с 11-15.
2. Бузинов С.Н. , Миркин М.И., Соколов В.А. Перспективы внедрения сайклинг-процесса в отечественную газопромысловую практику. В кн. "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". М., Тр . ВНИИГАЗ, вып. 45(53), 1972, с 87-95.
3. Гуревич Г.Р. Критская С.Л. Оценка конденсатоотдачи пласта. Обзорная информация. Сер ."Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений" ВНИИЭгазпром. М., 1980, вып. 8, 41 с
4. Гуревич Г.Р., Соколов В.А, Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления М., Недра, 1976, 184с.
5. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения Азербайджана. Баку, Азернешр, 1967, 261 с.
6. Курбанов М.Н. Изменение фильтрационно-емкостных параметров выработанных газоконденсатных залежей при создании в них подземных хранилищ. Транспорт и хранение газа. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1979, №4, с 19-25.
7. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах М., Недра, 1973, 207с.
8. Листенгартен Б.М. и др. О характере водопроявлений в свите VII-х горизонтов площади Карадаг. Известия АН Азерб.ССР, Серия геолого-геофизических наук.. Баку, 1965, №6.
9. Макеев Б.В., Сергеев А.В. Извлечение конденсата при работе подземных хранилищ газа. Транспорт и хранение газа. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1977, №4, с 16-22.
10. Мартос В.Н. Анализ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ. М., 1976.
11. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1967, 355с.
12. Николаев В.А., Бузинов С.Н., Макеев Б.В., Тер-Саркисов Р.М. Вытеснение растворителями жидких пластовых углеводородов с низкой фазовой насыщенностью. Экспресс-информация Геология, бурение и разработка газовых месторождений. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1977, №15, с 10-13.

13. Панахов Р.А., Мирзаджанов Р.Х., Абдуллаев А.А. Исследование возможности повышения конечной конденсатоотдачи залежи при ее работе в качестве ПХГ. Вопросы подготовки и переработки природного газа. Тр.ВНИПИГАЗ. Выпуск IV. Баку,1977, с. 165-170.

14.Панахов Р.А., Мирзаджанов Р.Х., Искендерова М.А., Абдуллаев А.А. О возможности выноса "потерянного конденсата" при использовании истощенных газоконденсатных пластов в качестве ПХГ. Тезисы доклада на симпозиуме по повышению газоконденсатоотдачи пластов. Краснодар, 1977, с 65.

15. Панфилов М.Б. Накопление конденсата в газовом пласте. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1980, №9, с 17-19.

16. Садых-заде Э.С. и др. Экспериментальное исследование частичного извлечения "потерянного" конденсата при создании хранилищ-регуляторов. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Реф. сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1971, №2, с. 16-21.