

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

**Каршинский инженерно - экономический институт
Факультет Нефти и газа**

На правах рукописи

УДК 622.276

**Кафедра: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений »**

ДИССЕРТАЦИОННАЯ РАБОТА

МАВЛАНОВА ЗАФАРА АЛЛАНАЗАРОВИЧА

На соискание академической степени магистра

**На тему: «Подготовка исходной геолого-технической
информации для проектирования дальнейшей разработки
газоконденсатного месторождения Северный Гузар»**

**Специальность: 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений »**

**Работа рассмотрена и допущена
к защите:**

Зав. кафедрой «РиЭНГМ»

Научный руководитель

ТашГТУ, к.т.н.

доц. Х.Б. Асадова

доц. Н. Эрматов

Карши-2015

Каршинский инженерно-экономический институт

Факультет Нефти и газа
Кафедра Ри ЭН ГМ

Утверждаю
Зав. кафедрой
«_ _» 201 г

Задание на диссертационную работу

Студент магистратуры : Мавланов Зафар Алланазарович

1. Тема диссертации: «Подготовка исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар»

«10» 01. 2014 г одобрено на заседании кафедры.

2. Срок выполнения диссертационной работы: ----- июня 2015г

3. Сведения для выполнения диссертационной работы: Материалы научно-исследовательской практики, фондовые материалы, литературные источники и материалы полученные по интернету.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки диссертационной работы (перечень рассмотренных вопросов): Литературный обзор, анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения, анализ методов промысловых исследований на ГК месторождениях Узбекистана , особенности геологического строения, основные проектные показатели разработки, анализ результатов промысловых исследований и разработка рекомендации по повышению эффективности эксплуатации месторождения , рекомендации по повышению эффективности разработки месторождения , выводы по каждой главе, литература.

5. Перечень графической части диссертационной работы (наименование чертежей указывается конкретно):

6. Консультации по диссертационной работе

1. Динамика технологических показателей разработки месторождения Северный Гузар.

2. Карта разработки месторождения Северный Гузар.

3. Зависимости дебита скважин месторождения Северный Гузар от депрессии на пласт.

4. Зависимость коэффициента продуктивности от депрессии на пласт для скважин Месторождения Северный Гузар.

5. Зависимость расчетного и фактического коэффициента продуктивности скважин месторождения Северный Гузар.

№	Тема раздела	Консультант ф. и. о.	Подпись
1.	1-Глава. Обзор методов промысловых исследований газоконденсатных месторождений	к.т.н., доц. Х.Б.Асадова	
2.	2-Глава. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Северный Гузар	к.т.н., доц. Х.Б.Асадова	
3.	3-Глава. Подготовка исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар	к.т.н., доц. Х.Б.Асадова	
4.	Выводы и рекомендации	к.т.н., доц. Х.Б.Асадова	

7. Выполнение диссертационной работы и представление к защите

Содержание

Введение.....	
1-Глава. Методы промысловых исследований газоконденсатных месторождений.	
1.1. Методы промысловых исследований на месторождении Северный Гузар.....	
1.2. Обработка и анализ газодинамических исследований скважин..	
1.3. Анализ по повышению эффективности разработки месторождения ..	
1.3. Выводы по 1 главе.....	
2-Глава. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Северный Гузар.	
2.1. Особенности геологического строения.....	
2.2. Основные проектные показатели разработки.....	
2.3. Анализ текущего состояния разработки.....	
2.4. Выводы по 2 главе.....	
3-Глава. Подготовка исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар	
3.1. Методы промысловых исследований на месторождении Северный Гузар.....	
3.2.	
3.3.	
3.4. Выводы	
Литература	

Введение

В целях повышения эффективности поисковых и разведочных работ, увеличения объемов разведанных запасов углеводородного сырья и создания благоприятных условий для привлечения прямых иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор экономики Узбекистана президент республики Ислам Каримов подписал указ “ О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа ”. Указом президента Узбекистана иностранным компаниям, привлекаемым для ведения поисковых и разведочных работ на нефть и газ, предоставляется режим наибольшего благоприятствования , обеспечивающий эксклюзивное право на проведение на определенной территории поисковых и разведочных работ с последующей разработкой любого из выявленных на указанной территории месторождений путем создания совместного предприятия или на условиях концессии.

Состояния развития нефтегазовой промышленности, как и любой другой сырьевой отрасли индустрии, зависит от целого ряда факторов, и прежде всего природного характера, т.е. от наличия сырьевой базы и ее количественной и качественной характеристики.

Газовые и газоконденсатные месторождения в республике разрабатываются на строго научных основах, с комплексным использованием при проектировании и регулировании разработки геологических и гидродинамических геофизических исследований. Вопросам дальнейшей разработки газоконденсатных месторождений посвящены многочисленные исследования в которых предлагались различные методы разработки и эксплуатации .

Научная новизна работы - Разработаны рекомендации по повышению компонентоотдачи и дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения .

Актуальность работы - Подготовка обоснованной исходной геолого-технических информации направленные для дальнейшего разработки месторождений является актуальным вопросам.

Цель диссертационной работы – Анализировать текущую состояния и геолого-технические условия разработки, рекомендации и предложения для дальнейшей разработки месторождения .

Задача диссертационной работы - является анализ проведенный гидродинамических исследований с целью дальнейшей разработки месторождений и увеличения нефтеотдачи пластов.

Предмет исследования – предметом исследования – дальнейшая эксплуатация и разработка месторождения .

Объектом исследования - является газоконденсатное месторождение Северный Гузар.

Практическая значимость – Полученные теоритические выводы и практические рекомендации можно внедрять на нефтегазовых месторождениях.

1-Глава. Анализ и обзор результатов промысловых исследований и разработка рекомендации по повышению эффективности эксплуатации месторождения Северный Гузар.

1.1. Методы промысловых исследований на месторождении Северный Гузар

При решении подобных задач обоснованность полученных результатов во многом зависит от качества исходной информации и методов ее интерпретации.

В связи с этим приведем краткую информацию о том, как проводились промысловые исследования на месторождении Северный Гузар.

Газогидродинамическое исследование скважин проведено специализированной экспедицией по опробованию и креплению скважин объединения «Узбекнефтегазразведка».

Сообщение эксплуатационной колонны с пластом осуществлялось кумулятивной перфорацией ППК-89, КПРУ-65 с пелотностью от 6 до 25 отверстий на 1 п.м и торпедированием ТШТ-35 и ТШТ-45.

Возбуждение скважин проводилось после перфорации сменой глинистого раствора на воду и аэризацией. При получении притока газа производилась продувка скважин в атмосферу попеременно через трубное и затрубное пространство с целью очищения забоя и призабойной зоны от фильтра бурового раствора. Время очистки составляло 4-24 часа. В процессе исследования скважины эксплуатировались по НКТ.

Замеры давлений производилось образцовыми манометрами с пределом измерения до 60 Мпа. Замеры дебитов газа производились диафрагментным измерителем критического течения или трубкой ПИТО. Изменение режима осуществлялось сменой штуцеров различного диаметра. Время работы на одном режиме в большинстве случаев составляло от 1 до 3 часов. Продолжительность остановки скважин для восстановления статического давления от 40 мин. до 4 часов. После

окончания исследования интервалов в скважинах устанавливались герметичные цементные мосты.

Газоконденсатные исследования выполнены по методике, разработанной ВНИИГаз [1], предписывающей разделение на фазы всего продуктивного потока в промышленных сепараторах. Согласно этой методике весь суточный поток газа пропусклся через сепарационное устройство, в котором при различных режимах сепарации осуществлялось отделение и замеры количества жидкой фазы (конденсата и воды), содержащегося в газе. Порядок проведения исследований соответствовал предписаниям руководящего документа Института РН 39.0.0-23 [2]. В исследованиях скважины 25 в качестве сепаратора использовалась передвижная сепарационная установка СЦВ-5, обеспечивающая первую степень сепарации газоконденсатной смеси. Исследование проводилось на трех режимах работы скважины и пяти режимах сепарации. Материалы исследований представлялись в таблиц.

Лабораторные исследования проводились в лаборатории термодинамических исследований службы ГК и ГПИ, аттестованной «Агентством стандартизации, метрологии и сертификации Республики Узбекистан», (сертификат №11 от 12 апреля 2006 г) на приборах, прошедших проверку. Исследования включали следующие виды работ: разгазирование проб нестабильного конденсата, дебутанизацию дегазированного конденсата, газоаналитические определения компонентного состава газов сепарации, дегазации, дебутанизации, определения концентрации сероводорода в газе дегазации и в дегазированном конденсате. Разгазирование проб нестабильного конденсата и дебутанизация дегазированного конденсата выполнялись по схемам, рекомендованным инструкцией [1]. Компонентный состав газов сепарации, дегазации, дебутанизации определялся методом газоадсорбционной хроматографии по ГОСТ-23781 [3] на приборах марки ЛХМ-8 МД разных моделей. Основные показатели стабильного конденсата

(плотность и молекулярная масса) определены в лаборатории ФХИУССВиА согласно действующим стандартам: плотность – пикнометрическим методом по ГОСТ 3900 [4] и молекулярная масса – криоскопическим методом по ГОСТ 33 [5].

В результате проведенного комплекса промысловых и лабораторных исследований получены следующие исходные данные для расчета состава добываемого газа и содержания в нем конденсирующихся углеводородов ($C_{5+в}$):

- количество выделившегося нестабильного конденсата (определяется на промысле), cm^3 / m^3 отсепарированного газа;
- объем контейнера, в котором отобран нестабильный конденсат, m^3 ;
- количество газа (L), выделяемого из нестабильного конденсата в объеме контейнера при дегазации и при дебутанизации;
- содержание $C_{5+в}$ в дебутанизованном конденсате в объеме контейнера, cm^3 ;
- плотность $C_{5+в}$ при $20^\circ C$, g/m^3 ;
- молекулярная масса $C_{5+в}$, g/mol .

На основе данных промысловых газоконденсатных исследований, результатов по разгазированию нестабильного конденсата и аналитических данных по компонентному составу газов сепарации, дегазации, дебутанизации рассчитан согласно руководящему документу РН 39.0.0-031[6] состав добываемого газа и содержание в нем конденсирующихся углеводородов.

1.2. Обработка и анализ газодинамических исследований скважин

По результатам газодинамических исследований скважин месторождения Северный Гузар, построены зависимости дебита и коэффициента продуктивности от депрессии на пласт приведенные на рис. 3.1 и 3.2. Из которых видно, что за исключением интервала 3042-3029 м (кривая 2) остальных зависимостях после достижения определенного

значения депрессии на пласт отмечается снижение темпа роста или снижение дебита скважин. Аналогичные тенденции имеют кривые зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт, также на начальных режимах наблюдается рост коэффициента продуктивности с последующим снижением. При этом величина депрессии на пласт при которой начинается понижение коэффициента продуктивности изменяется от 4,5 МПа (кривая 1) до 11 МПа (кривая 5), составляя в среднем 8,1 МПа.

В настоящее время доказано, что снижение пластового давления в процессе разработки газовых и газоконденсатных и эксплуатация скважин при больших депрессиях приводит к изменению напряженного состояния пород коллекторов, выражающегося в снижении пористости и проницаемости продуктивных пластов. Вследствие чего, снижаются коэффициенты продуктивности скважин и газоотдача пластов /1,2,3/.

Для более точного прогноза показателей разработки месторождений необходимо знать, как и в каких пределах изменяется коэффициент продуктивности скважин в процессе эксплуатации по мере падения пластового давления и при больших депрессиях на пласт.

Проведенными исследованиями и обобщением опыта разработки газовых месторождений установлено, что снижение коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки на режимах истощения может быть значительным. Этот процесс особо сильно проявляется при разработке залежей представленных коллекторами трещинно-порового типа с аномально высокими пластовыми давлениями.

Как известно, в общем виде модель трещинно-порового коллектора представляется как среда, состоящая из недеформируемой поровой матрицы с низкой проницаемостью, но незначительной долей запасов нефти. Ранее проведенными исследованиями трещиноватости пород отмечается, что они, как правило составляют не более 1% пустотного пространства, но сильно влияют на фильтрационные свойства коллекторов /4,5,6/.

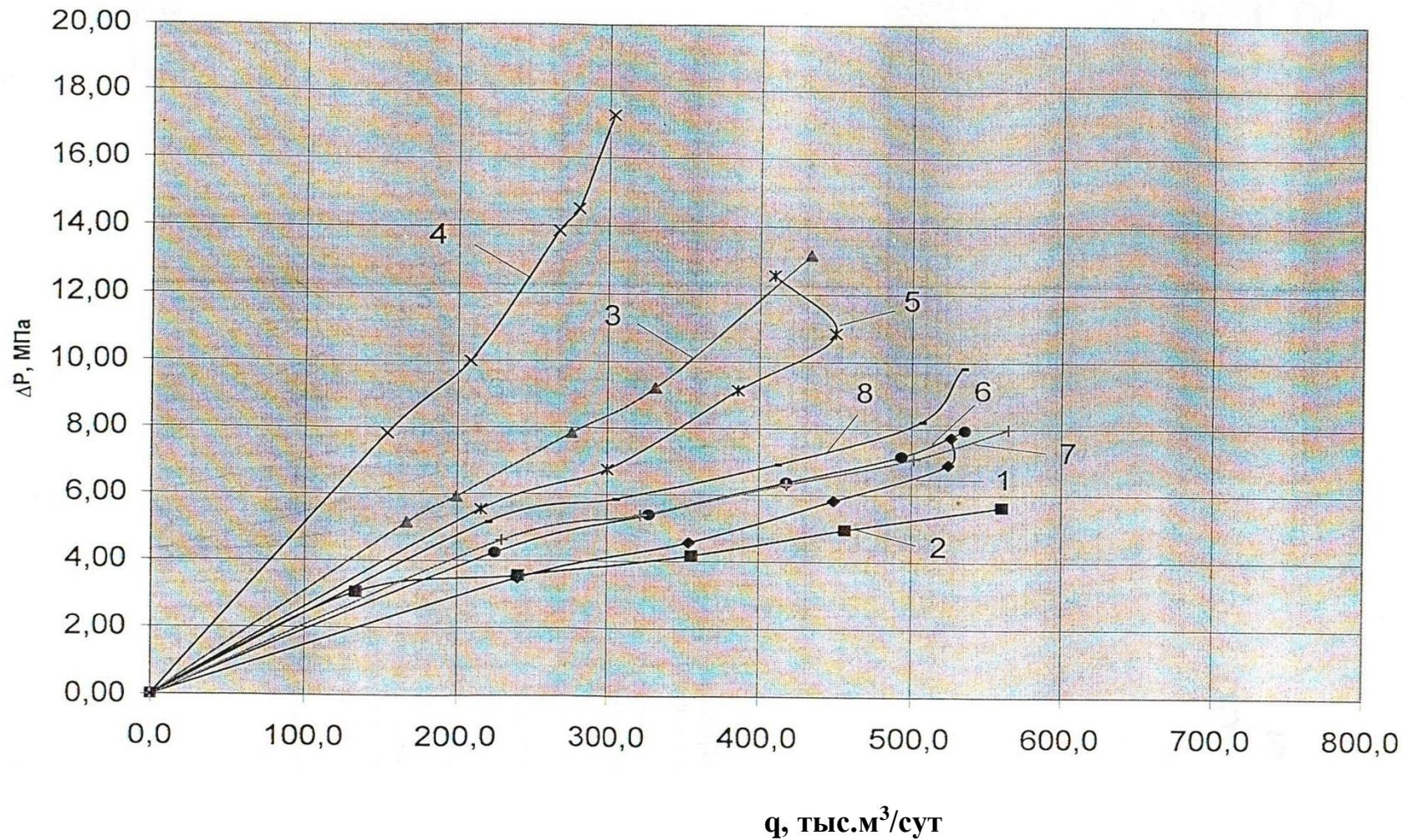
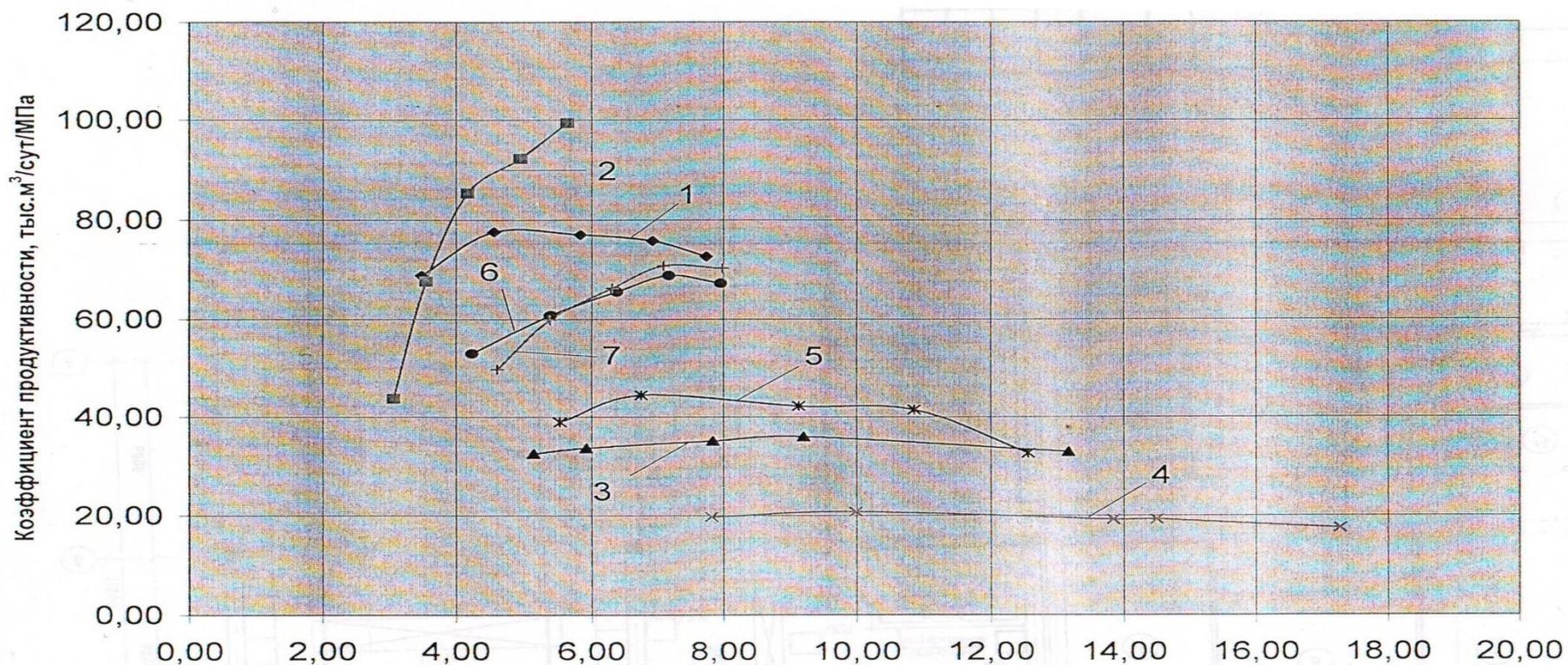


Рисунок- 1.1. Зависимости дебита скважин месторождения Северный Гузар от депрессии на пласт:
 1-сква.№1, 3063-3050м; 2-сква.№1, 3042-3029м; 3-сква.№5, 3068-3058м; 4-сква.№5, 3056-3050м;
 5-сква. №5, 3048-3038м; 6-сква.№5, 3036-3029м; 7-сква.№ 5, 3024-3016м; 8-сква.№ 5, 2913-2901м.



Депрессия на пласт, МПа

Рисунок- 1.2. Зависимость коэффициента продуктивности от депрессии на пласт для скважин Месторождения Северный Гузар: 1-скв. №1, 3063-3050м; 2-скв. №1, 3042-3029м; 3-скв. №5, 3068-3058м; 4-скв. №5, 3056-3050м; 5-скв. №5, 3048-3038м; 6-скв. №5, 3036-3029м; 7-скв. №5, 3024-3016м; 8-скв. №5, 2913-2901м; 9-скв. №5, 2942-2932м; 10-скв. №5, 2913-2901м.

Анализ результатов газодинамических исследований и поведение кривых зависимостей K и Q_r от ΔP для скважин месторождений Северный Гузар показывает, что по большинству исследованных интервалов, начиная с некоторого значения депрессии на пласт происходит снижение темпа роста коэффициента продуктивности и дебита. Эти снижения объясняются изменением напряженного состояния и изменением фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов.

Однако, не исключается вероятность того, что она может быть вызвана выпадением водного и углеводородного конденсата в призабойной зоне, а также увеличением скорости движения газа и вследствие этого увеличением потерь давления, вызванными инерционными силами, возникающими за счет извилистости поровых каналов, резкой неоднородностью коллекторов по площади, обуславливающей ограниченную область дренирования.

Для продуктивных объектов трещинно-порового типа характерно изменение продуктивности скважин в зависимости от раскрытости трещин, на которую, в свою очередь, влияет изменение эффективных напряжений по мере снижения пластового давления. В связи с этим изучение влияния деформационных процессов в трещинно-пористых коллекторах на коэффициент продуктивности скважин является одной из актуальных задач при разработке месторождений углеводородов.

Для изучения этого процесса используются все доступные методы экспериментальных, геофизических, статистических и промысловых исследований. Из которых на наш взгляд наиболее доступными и достоверными являются промысловые, основанные на результатах обработки гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов /Лысенко 8,9/. Исследования по этому методу основаны на использовании двух главных показателей, также как депрессия на пласт и продуктивность скважины, которые в свою очередь

зависят от эффективного давления и коэффициента деформации коллектора /6,10/.

Анализ результатов промысловых исследований влияния деформации трещинно-порового коллектора на продуктивность скважин методом установившихся отборов показывает, что в подавляющем большинстве они проведены для условий разработки нефтяных месторождений, а для газовых и газоконденсатных объектов такие исследования малочисленны.

В связи с этим актуальной проблемой при разработке газовых и газоконденсатных месторождений является изучение влияния деформационных процессов в трещиноватых породах коллекторах на коэффициент продуктивности скважин. На наш взгляд для решения этой проблемы можно использовать основную закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти, которая представляется формулой /11/:

$$\eta_{тек} = \eta_0 \cdot e^{-\alpha(P_{нас} - P_c)}, \quad (1.1)$$

где $\eta_{тек}$ – текущий коэффициент продуктивности при текущем забойном давлении P_c , которое ниже давления насыщения $P_{нас}$; η_0 – начальный коэффициент продуктивности при забойном давлении выше или равном давлению насыщения P_0 ; α – показатель снижения коэффициента продуктивности по нефти.

Формула (1.1) в работах /11,12/ использована для определения степени снижения коэффициента продуктивности скважин из-за снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. Однако, в работах /13,14/ в результате анализа формы индикаторных кривых установлено, что их искривления к оси дебитов при $P_c > P_{нас}$ связано с деформацией коллектора, т.е. формулу (1.1) можно использовать для определения показателя снижения коэффициента продуктивности по нефти из-за деформации коллектора.

Задачей данного анализа является количественная оценка изменения коэффициента продуктивности скважин газоконденсатных месторождений вследствие деформации коллектора. Для решения поставленной задачи, по аналогии с ранее проведенными исследованиями на нефтяных объектах, нами использована методика определения показателя снижения коэффициента продуктивности основанная на использовании формулы (1.1).

Возможность использования данной формулы для определения показателя снижения коэффициента продуктивности газовых скважин вследствие деформации коллектора обосновывается следующими положениями:

1. В формуле (1.1) для определения уменьшения коэффициента продуктивности скважин используются параметры не связанные с составом и свойствами углеводородов.
2. Уменьшение коэффициента продуктивности скважин происходит за счет снижения проницаемости вследствие деформации пород-коллекторов /1/. При этом механизм процесса снижения проницаемости от давления для месторождений углеводородов независимо от типа залежей и насыщающих флюидов описываются по экспоненциальному закону /1, 15, 16, 17 и др./:

$$K=K_0 \cdot \exp[-\alpha_k(P_0 - P_{пл})], \quad (1.2)$$

где K_0 и K – соответственно начальная и текущая проницаемость при начальной (P_0) и текущем пластовом давлении ($P_{пл}$); α_k –коэффициент изменение проницаемости коллекторов в зависимости от давления.

Ранее проведенными исследованиями установлено, что влияние деформации коллектора на продуктивность скважин по нефти наиболее существенно проявляется в залежах с аномально высокими пластовыми давлениями и давлением насыщения нефти газом близкой к первоначальному пластовому давлению. В связи с

этим при исследовании влияния деформации коллектора на продуктивности скважин по нефти возникают проблемы с обеспечением необходимого объема гидродинамических исследований скважин, т.к. в исследованиях методом установившихся отборов величина забойного давления насыщения нефти газом, но должна охватить область выше и ниже бокового горного давления. Естественно, материалы гидродинамических исследований отвечающих этим условиям мало, а при $P_o \approx P_{нас}$ их просто не может быть.

Определение уменьшения коэффициента продуктивности скважин по нефти за счет деформации коллектора или же за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом без учета этого условия может привести к некорректным результатам вследствие одновременного проявления обоих процессов.

В связи с этим исследования влияния на продуктивность деформации коллектора предпочтительно проводить на материалах газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений, т.к. отпадает необходимость учета ограничивающего условия $P_c > P_{нас}$ и тем самым будет обеспечена более высокая чистота эксперимента и достоверность полученных результатов.

Как известно, напряженное состояние горных пород в природных условиях обусловлено действием горного давления. Если в пустотном пространстве пород имеется давление жидкостей и газов, эффективная часть горного давления ($P_{эф}$) равна разности между горным давлением (P_g) и пластовым давлением ($P_{пл}$), т.е.

$$P_{эф} = P_g - P_{пл}. \quad (1.3)$$

Горное давление вышележащих горных пород равно:

$$P_{г} = \sum_{i=0}^n \rho_i g h_i \quad (1.4)$$

где ρ_i – плотность прослоев вышележащих пород;

g – ускорение свободного падения;

h_i – толщина вышележащих прослоев.

По фактическим данным стратиграфического разреза месторождения по скважине №1 (табл.1.1) были рассчитаны величины горного давления и начального эффективного горного давления, которые оказались равными 68,33 МПа и 35,62 МПа соответственно. В процессе исследования скважин забойное давление в скважинах было снижено до 20,15 МПа, что приводило к увеличению эффективного горного давления до 48,18 МПа, а начального напряженного состояния пород коллекторов 1,35 раза.

Математическая обработка зависимостей продуктивности от депрессии на пласт для скважин месторождения Северный Гузар также достаточно хорошо описывается распределениями Хойерла, Вейбула и рациональной функцией. Как видно из рис. 1.3, зависимость коэффициента продуктивности скважин, определенная по результатам газодинамических исследований скважин ($K_{факт}$), и расчетная ее величина по распределению Хойерла ($K_{расч}$) практически представляют прямую линию, свидетельствующее о высокой их сходимости (коэффициент корреляции 0,967).

Таблица- 1.1

Стратиграфический разрез месторождения Северный Гузар
по поисковой скважине №1

Возраст пород	Интервал залегания, м	Мощность, м	Плотность горных пород, кг/м ³	
			диапазон изменения	среднее значение
Неоген + четвертичные	0-924	924	2050-2100	2075
Эоцен	924-989	65	2100-2200	2150
Палеоцен	989-1086	97	2100-2170	2135
Сенон	1086-1620	534	2170-2250	2210
Турон	1620-1913	293	2250-2300	2275
Сеноман	1913-2143	230	2300	2300
Альб	2143-2429	286	2350-2580	2465
Апт	2429-2511	82	2500-2580	2540
Неоком	2511-2869	358	2550-2710	2630
Кимеридж-Титон	2869-3238	369	2650-2750	2700

Результаты расчета максимальной продуктивности скважин по распределению Хойерла приведены в табл. 1.2. Из сопоставления с фактической величиной максимального коэффициента продуктивности видно, что в процессе исследования в некоторых скважинах потенциально возможная продуктивность не была достигнута. Вследствие чего дебиты скважин в некоторых интервалах оказались на 8-26 % ниже потенциальной.

Результаты расчетов показателя изменения коэффициента продуктивности скважин показывают, что они изменяются в достаточно большом диапазоне от 0 до 0,0246 1/МПа, составляя в среднем 0,00835 1/МПа. При этой средней величине α_g снижение коэффициента

продуктивности скважины при падении пластового давления на 10, 20 и 30 МПа составит соответственно 1,02; 1,11 и 1,21 раза.

Таким образом, в результате оценки влияния деформации коллектора на коэффициент продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар, можно сделать следующие выводы:

1. Значительное уменьшение коэффициента продуктивности характерно для сводовых скважин. На наш взгляд, причиной этого явления является относительное недоуплотненность пород коллекторов в сводовой части залежи при формировании залежей.
2. Относительно низкопродуктивные коллектора в присводовой части залежей практически не подвержены к деформациям из-за низких ФЭС коллекторов.
3. В сводовых скважинах отмечается снижение коэффициента продуктивности за счет деформации коллектора до 20% к концу разработки месторождения.

Таблица -1.2

Результаты оценки коэффициента деформации коллектора в разрезах скважин месторождения Северный Гузар

№ п/п	№ скв.	Интервал исследо- вания, м	Горизонт	Начальное пластовое давление, МПа	Пределы изменения депрессии на пласт, МПа	Показатель изменения коэффициента продуктивности, 1/МПа	Коэффициент продуктивности, тыс.м ³ /сут/МПа		Дебит скважины, тыс.м ³ /сут		Снижение дебита скважины за счет деформации коллектора, %
							фактическая	расчетная	фактическая	расчетная	
1	1	3063-3050	XV-P	33,05	3,48 - 7,74	0,0085	72,63	77,59	562,17	600,50	6,38
2	1	3042-3029	XV-P	33,23	3,06 - 5,64	-	99,35	99,35	560,33	560,33	-
3	5	3068-3058	XV-P	33,34	5,14 - 9,21	0,0068	9,21	13,16	433,29	473,54	8,51
4	5	3056-3050	XV-P	33,27	7,82 - 9,99	0,0100	17,54	20,81	303,00	359,39	15,69
5	5	3048-3038	XV-P	33,23	5,53 -12,56	0,0246	32,61	44,44	409,62	558,21	26,62
6	5	3036-3029	XV-P	33,14	4,24 - 7,96	0,0029	67,24	68,83	535,29	547,95	2,23
7	5	3024-3016	XV-P	33,07	4,61 - 7,99	0,0009	70,26	70,75	561,36	565,29	0,7
8	5	2913-2901	XV-HP	32,58	5,14 - 9,83	0,0131	54,24	61,68	533,16	606,31	12,06

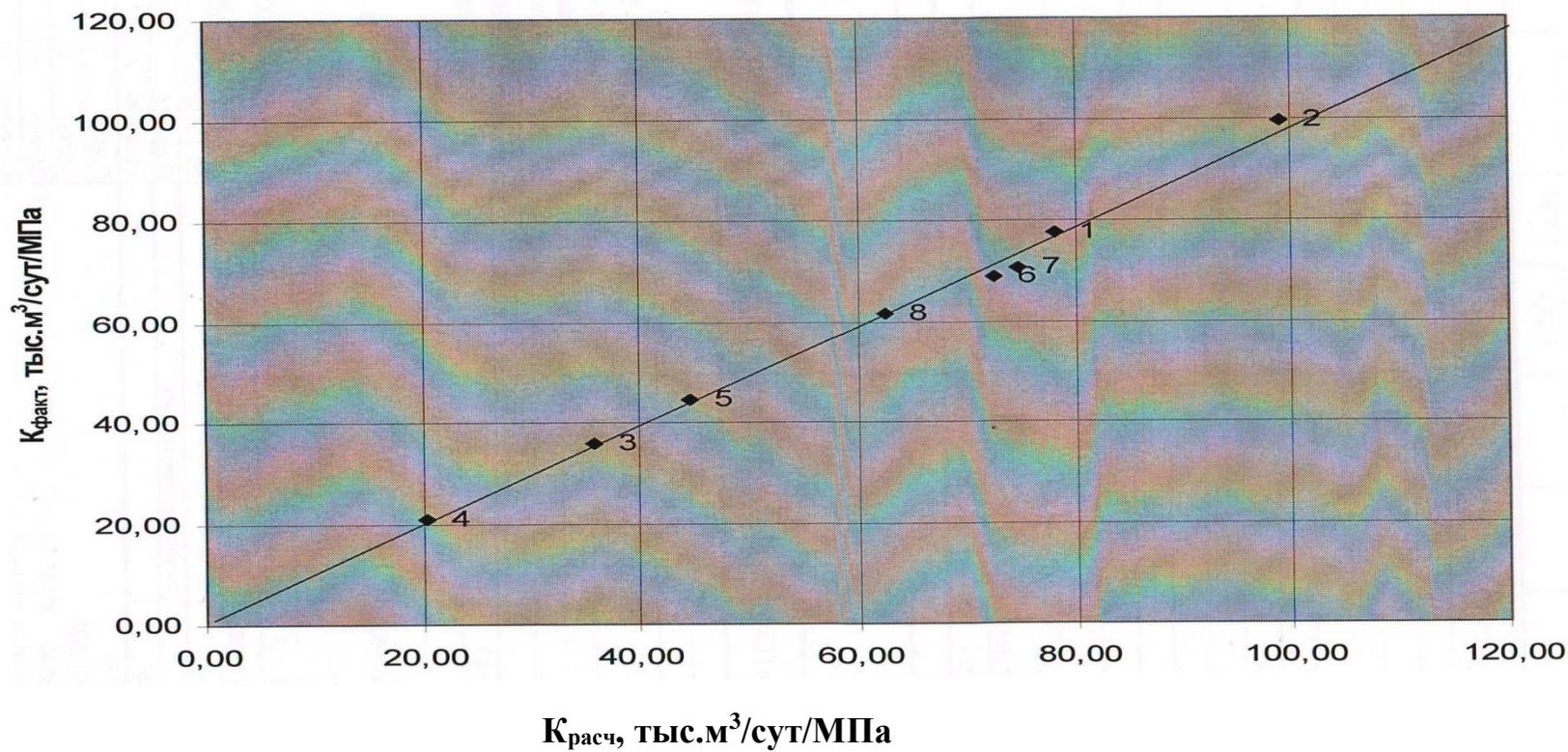
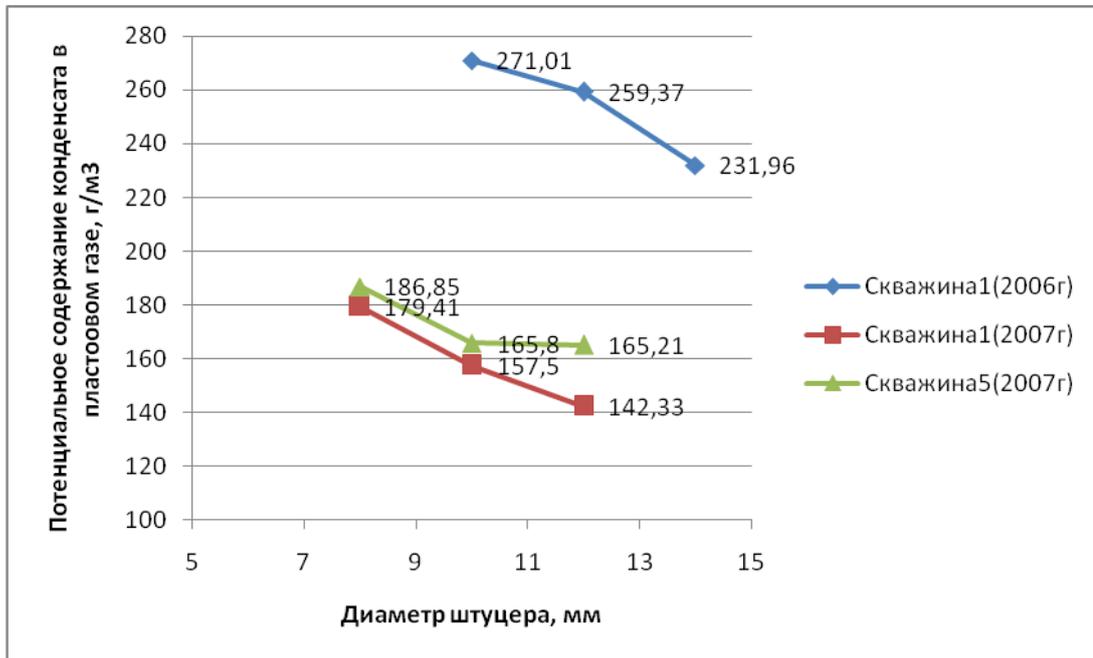
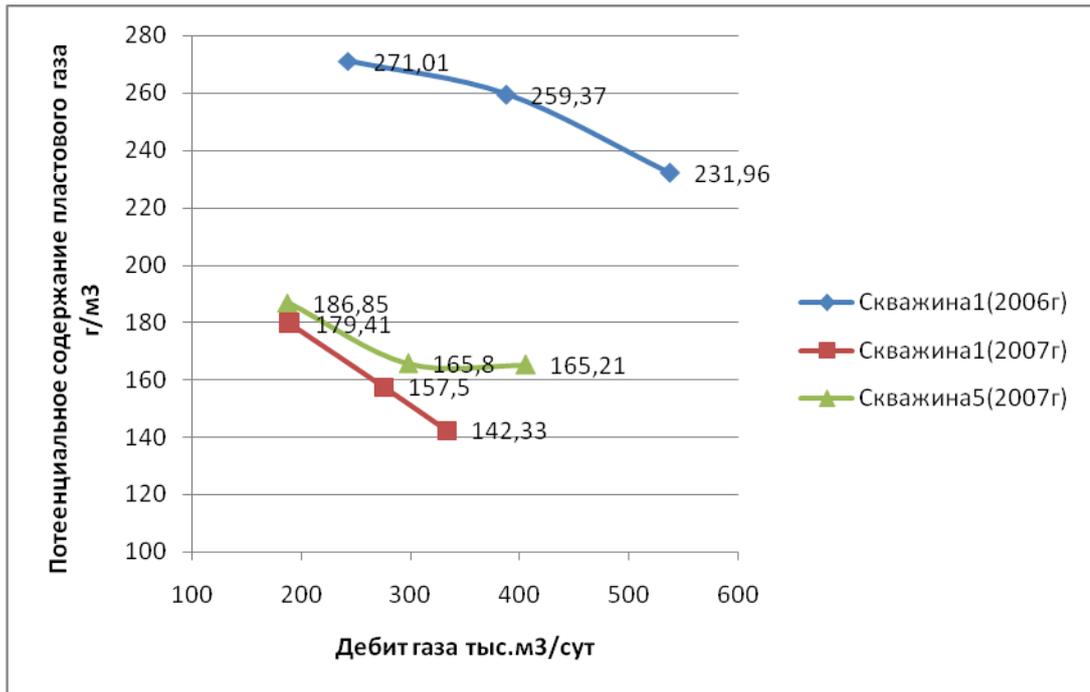


Рисунок-1.3. Зависимость расчетного и фактического коэффициента продуктивности скважин месторождения Северный Гузар (номера точек соответствуют номерам исследований приведенных в табл.3.3.)

Таблица-1.3.

Результаты газоконденсатных исследований месторождения Северный Гузар

№ скв	Интервал перфорации	Дата исследования	Диаметр штуцера, мм	Дебит Газы, тыс.м ³ /сут	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	
					Пластового газа	Сухого газа
1	2982-2970	28.11.2006г.	10	242.98	271.01	281.28
	2942-2926	30.11.2006г.	12	387.43	259.37	269.28
	2908-2897	ОАО“Нефтегазисследование”	14	537.14	231.96	240.74
1	2982-2897	27.06.2007г.	8	190.059	179.41	185.92
		29.06.2007г.	10	275.341	157.50	162.70
		ОАО“УзЛИТИ нефтгаз”	12	332.717	142.33	146.41
5	2913-2901 2942-2932 2980-2970	30.06.2007г.	8 10 12	187.611 297.323 405.115	186.85 165.80 165.21	193.93 171.50 170.97
		01.07.2007г.				
		ОАО“УзЛИТИ нефтгаз”				



1.3. Анализ по повышению эффективности разработки месторождения

1. Анализ зависимостей потенциального содержания конденсата в добываемом газе от диаметра штуцера (депрессии) и дебита скважин показывают, что с увеличением депрессии и дебита скважин потенциальное содержание конденсата в добываемом газе уменьшается: в скважине № 1 (2006 г.) от 271,01 до 231,96 г/м³ (на 39,05 г/м³); в скважине № 1 (2007 г.) от 179,41 до 142,33 г/м³ (на 37,08 г/м³) и на скважине №5 от 186,85 до 165,21 г/м³ (на 21,64 г/м³).
2. Анализ динамики дебитов скважин месторождения Северный Гузар показывает, что они эксплуатировались значительно большими дебитами, чем при их газоконденсатных исследованиях. Естественно это привело к потерям конденсата в добываемом газе из-за выпадения конденсата в пласте. Как видно из табл.3.3. в 1 квартале 2008 г. дебиты газа в скважинах №1 и №5 составляла 590 и 635 тыс.м³/сут соответственно, а потенциальная содержания конденсата в добываемом газе – 123,6 г/м³, что значительно (от 40 до 100 г/м³) меньше чем при газоконденсатных исследованиях.
3. Полученные результаты подтверждают выводы работы /2/.

Как известно, при разработке ГКМ без поддержания пластового давления часть конденсата выпадает в пласте и остается неизвлеченной. Величина пластовых потерь конденсата зависит от содержания и свойств газоконденсатной смеси и термодинамических условий пласта. Количество теряющегося в пласте конденсата в соответствии с Руководящим документом «Методическое руководство по определению состава пластового газа, потенциального содержания конденсата и компонентов природного газа газоконденсатных месторождений» определяется различными способами /1/.

При обосновании коэффициента извлечения конденсата из месторождения Северный Гузар при подсчете извлекаемых его запасов были использованы результаты экспериментальных исследований на установке разового равновесия в котором посредством рекомбинации

при пластовых проб отсепарированного газа и нестабильного конденсата ступенчатым снижением давления от пластового до атмосферного имитируется процесс разработки залежи на истощение.

Анализ достигнутых величин коэффициента извлечения конденсата по длительно разрабатываемым ГКМ показывает, что в подавляющей их части она ниже, чем принятая при подсчете запасов.

Проекты разработки ГКМ осуществляются с рассмотрением по вариантных расчетов технико-экономических показателей эксплуатации с учетом геолого-физических особенностей месторождений и технологических ограничений, что позволяет учитывать негативное влияние вышеприведенных причин на величину коэффициента извлечения конденсата. Косвенным подтверждением этого являются величина коэффициента, обоснованное в проекте разработки по принятому к реализации варианту. Сопоставление величин коэффициента, показывает, что в проектах ее величина значительно ниже, чем обоснованные при подсчете запасов.

2. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Северный Гузар

2.1. Особенности геологического строения

Газоконденсатное месторождение Северный Гузар расположено на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан .

В орографическом отношении площадь рассматриваемого месторождения представляет собой слабо всхолмленную равнину, покрытую лесовидными суглинками, значительная часть которой занята посевными культурами. Глубокое поисковое бурение на площади Северный Гузар было начато в 1990 г. с заложением поисковой скважины 1, при испытании которой в 1991 г. был получен промышленный приток газа с конденсатом.

Выявленная промышленная газоносность месторождения Северный Гузар приурочена к XV, XVa и частично XVI горизонтам карбонатных отложений верхней юры. Впервые оперативный подсчет запасов газа месторождения Северный Гузар был выполнен в 1992 г., по результатам бурения и испытания скважины 1. [32 ,33] В геологическом строении месторождений принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие с резким угловым и стратиграфическим несогласием на породах палеозойского фундамента.

По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Северный Гузар пробурены 13скважин, из них 8 действующих, в т.ч. 4 разведочные (скв. 1, 5, 6, 8) и 4 эксплуатационные (скв. 10, 11, 12, 13), 4 скважины ликвидированы (скв. 2, 3, 4, 7). Кроме того, проектная эксплуатационная скважина 9 находится в бурении.

Состояние фонда скважин месторождения Северный Гузар на 01.01.2011 г. приведена на рисунке 2.1, в таблице 2.1.

Структура Северный Гузар была выявлена в 1986 г. и определено ее геологическое строение по кровле нижних ангидритов.

К глубокому бурению структура была подготовлена сейсморазведкой МОГТ, проведенной Жилинской сейсмопартией 09/87-90 (Э.Ш. Давлятов, 1990 г.). В фонд подготовленных она включена в 1989 г. (И. Р. Ахматкулов, 1989 г.) по отражающему горизонту T₅, приуроченному к кровле нижних ангидритов кимеридж-титона и представляла собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания размером по изогипсе -2700 м 7×3 км, амплитудой 200 м. Следует отметить, что к моменту передачи структуры в глубокое бурение существовала альтернативная модель Северо-Гузарской складки. По результатам бурения и испытания скважины 1 на 01.01.92 г. был выполнен первый оперативный подсчет запасов газа месторождения Северный Гузар.

Таблица -2.1 – Состояние скважин на месторождении Северный Гузар

№ скв.	Проектная глубина, м горизонт	Фактическая глубина, м горизонт	Бурение		Диаметр долота, мм	Глубина на спуска НКТ, м	Интервал бурения, м	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны	Всего испытан объектов	Состояние скважин на 01.01.2010 г.
			начало конец	Испытание начало конец							
1	<u>3350</u> J _{тер}	<u>3350</u> J _{тер}	<u>21.08.199</u> 0 31.08.199 1	<u>25.10.199</u> 1 28.12.199 1	394 269 190	2892,0	5-560 560-2800 2800- 3350	508 299 219 140	5 560 2800 3150	7	в эксплуатации
2	<u>3480</u> J _{тер}	<u>3400</u> J _{3(km+tit)}	<u>28.01.199</u> 2 31.01.199 3	-	394 269 190	-	5-530 530-1993 1993- 3400	508 299 219 -	5 528 1437 -	-	ликвидирована по I категории пункту «б» по геол. причинам
3	<u>3530</u> J _{тер}	<u>3304</u> J _{3(k+o)}	<u>22.04.199</u> 3 04.11.199 3	-	490 394 269 190	-	5-50 50-660 660-3150 3150- 3304	508 426 299 - -	5 50 660 - -	-	ликвидирована по I категории пункту «б» по геол. причинам
4	<u>3500</u> J _{тер}	<u>3176</u> J _{3(km+tit)}	<u>13.02.199</u> 4 16.08.199 4	-	490 394 269 190	-	5-50 50-485 485-3159 3159- 3176	508 426 299 - -	5 50 503 - -	-	ликвидирована по I категории пункту «б» по геол. причинам
5	<u>3450</u> J _{тер}	<u>3140</u> J _{3(k+o)}	<u>27.11.199</u> 4 17.10.199 5	<u>19.12.199</u> 5 07.06.199 6	394 269 190	2890,0	5-425 425-2893 2893- 3140	508 426 299 219 140	5 50 775 2893 3125	10	в эксплуатации

6	<u>3300</u> J _{тер}	<u>3240</u> J _{3(k+o)}	<u>10.05.200</u>	<u>24.02.200</u>	3029,2			508	7	6	в эксплуатации
			<u>4</u>	<u>5</u>				426	59		
			07.12.200	10.07.200				299	1213		
			<u>4</u>	<u>5</u>				219	3037		
								140	3203		

Окончание таблицы

№ скв.	Проектная глубина, м горизонт	Фактическое глубина, м горизонт	Бурение		Диаметр долота, мм	Глубина спуска НКТ, м	Интервал бурения, м	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны	Всего испытанных объектов	Состояние скважин на 01.01.2010 г.
			начало конец	Испытание начало конец							
7	<u>3300</u> J _{3(k+o)}	<u>3162</u> J _{3(k+o)}	<u>10.03.200</u> <u>5</u> 09.10.200 5	<u>23.11.200</u> <u>5</u> 23.06.200 6				530 426 299 219 140	11 50 1198 3031 3162	6	Ликвидирована как выполн. свое назначение
8	<u>3300</u> J _{3(k+o)}	<u>3150</u> J _{3(k+o)}	<u>22.10.200</u> <u>5</u> 12.07.200 6	<u>21.08.200</u> <u>6</u> 14.10.200 6	490 490 394 269,9 190,5	3014,9 3	7-11 11-51 51-1200 1200-3023 3023-3150	530 426 299 219 140	7 50 1200 3100 3150	4	в эксплуатации
10	<u>3050</u> XV	<u>3050</u> XV	<u>03.08.200</u> <u>7</u> 28.12.200 7	<u>28.12.200</u> <u>7</u> 31.12.200 7	490 394 269,9 190,5	2977,7	7-52 52-1061 1061-2870 2870-	426 299 219 140	50 1057 2870 3050	2	в эксплуатации

							3050				
11	<u>3050</u> XV	<u>3060</u> XV	<u>23.07.200</u> 8 23.11.200 8	<u>23.11.200</u> 8 25.11.208 8	490 394 269,9 190,5	2968,5	7-55 55-600 600-2923 2923- 3060	426 324 219 140	55 598 2925 3056	2	В эксплуатации
12	<u>3050</u> XV	<u>3060</u> XV	<u>04.02.200</u> 8 29.06.200 8	<u>29.06.200</u> 8 01.07.200 8	490 394 269,9 190,5	2983,9	7-40 40-1128 1128- 2894 2894- 3060	426 324 219 140	40 1126 2894 3066	1	В эксплуатации
13	<u>3050</u> XV	<u>3044</u> XV	<u>21.05.200</u> 9 28.08.200 9	<u>28.08.200</u> 9 31.08.200 9	490 393,7 269,9 190,5	2937,7	0-56 56-660 660-2927 2927- 3044	426 324 219 140	56 660 2909 3041	4	В эксплуатации

Шу бетдан кейин 1 та жадвал ва чизма 2.1. бор

Годы	Отбор газа, млн. м ³				Извлечение конденсата, тыс. т				Добыча стабильного конденсата, тыс. т				Дебит скважин, тыс. т ³ /сут.		Действующий фонд скважин, шт.		Пластовое давление (в зоне скважин), кг/см ²		Исходящее давление, кг/см ²		Исходящая скорость, м/с	
	проект		факт		проект		факт		проект		факт		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт		
	год	с начала разработки	год	с начала разработки	год	с начала разработки	год	с начала разработки	год	с начала разработки												
2007	429	429	288	288	-	-	38,9	38,9	32,2	32,2	33,4	33,4	-	418	5	5	-	254	205,1	172,0	-	6,4
2008	429	858	701	989	-	-	102,7	141,6	29,1	61,3	87,7	121,1	-	306	5	7	-	227,3	171	151	-	5,8
2009	429	1287	725	1714	-	-	117,0	258,6	26,7	88,0	96,5	217,6	-	278	6	8	-	204,1	148	143	-	6,0
2010	429	1716	452	2166	-	-	70,8	329,4	24,5	112,5	58,3	275,9	-	238	7	8	-	188,8	125,0	125,0	-	5,4

Таблица-2.3. Динамика фактических и проектных показателей разработки месторождения Северный Гузар

2.3. Анализ текущего состояния разработки (Шу бетни книжный килиш керак)

По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Северный Гузар пробурены 13 скважин, из них 8 действующих, в т.ч. 4 разведочные (скв. 1, 5, 6, 8) и 4 эксплуатационные (скв. 10, 11, 12, 13), 4 скважины ликвидированы (скв. 2, 3, 4, 7). Кроме того, проектная эксплуатационная скважина 9 находится в бурении.

В работе [1] была рекомендована следующая конструкция проектных эксплуатационных скважин месторождения Северный Гузар:

шахтное направление диаметром 530 мм устанавливается на глубину 7 м для предотвращения размыва устья скважины;

удлиненное направление диаметром 426 мм спускается на глубину 100 м для перекрытия осыпающихся и обваливающихся пород в верхней части разреза скважины;

кондуктор диаметром 299 мм спускается на глубину 1100 м для изоляции палеогеновых отложений, склонных к поглощению промывочной жидкости;

промежуточная колонна 219 мм спускается на глубину 2885 м для перекрытия обваливающихся пород меловых отложений, склонных к желобообразованию, сужению ствола скважины, а также для изоляции соляно-ангидритовой толщи киммеридж-титонского яруса;

эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спускается до глубины 3060 м для освоения и дальнейшей эксплуатации скважины.

Высота подъема цемента за всеми колоннами до устья.

Эксплуатация газодобывающих скважин месторождения Северный Гузар осуществляется фонтанным способом по комбинированной НКТ диаметрами 73 и 89 мм без изоляции затрубного пространства пакером.

Таблица- 2.4 – Характеристика фонда скважин месторождения Северный Гузар на 01.01.2011 г.

Категория скважин	Количество скважин	Номера скважин
Действующие:	8	1, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13
эксплуатационные	4	10, 11, 12, 13
разведочные	4	1, 5, 6, 8
В ожидании КРС	-	-
Контрольные	-	-
В ожидании ликвидации	-	-
Ликвидированные в том числе:	4	-
после эксплуатации	-	-
разведочные по геологическим причинам	1	4
поисковые по геологическим причинам; и выполнивших свое назначение	3	2, 3, 7
выполнившие свое назначение	-	-
В бурении	1	9
Всего	13	

2.4. Выводы по 2 главе

Газоконденсатное месторождение Северный Гузар расположено на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан . По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Северный Гузар пробурены 13 скважин, из них 8 действующих, в т.ч. 4 разведочные (скв. 1, 5, 6, 8) и 4 эксплуатационные (скв. 10, 11, 12, 13), 4 скважины ликвидированы (скв. 2, 3, 4, 7). Кроме того, проектная эксплуатационная скважина 9 находится в бурении. Месторождение Северный Гузар введено в эксплуатацию в июне 2007 г. и в настоящее время разрабатывается согласно документу. На 01.01.2011 г. разработка месторождения Северный Гузар характеризуется следующими технологическими показателями:

накопленная добыча газа –24,9 % от его утвержденных запасов в т.ч. извлечено из недр конденсата –19,0 % от его геологических запасов; пластовое давление – 188,7 кгс/см² или снизилось на 40,5 % в сравнении с начальным – (317,0 кгс/см²). Сложившаяся динамика добычи углеводородов приведена на рисунке 2.3, в т.ч. нарастающая добыча в период 2008-2010 гг., обусловлена опережающим бурением скважин, а также отклонением от технологических ограничений, предусмотренных проектным документом. Резкое падение добычи в 2010 г. обусловлено повышением обводненности продукции скважин, обусловившей ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны отдельных скважин действующего фонда. начиная с 2008 г., превышала проектный уровень (в 2008 г. в 1,68 раза, в 2009 г. – 1,69 раза, в 2010 г. – 1,05 раз). Фактический фонд газодобывающих скважин в период 2008-2010 гг. превышал проектные показатели.

Выводы

Состояния развития нефтегазовой промышленности, как и любой другой сырьевой отрасли индустрии, зависит от целого ряда факторов, и прежде всего природного характера, т.е. от наличия сырьевой базы и ее количественной и качественной характеристики.

Газовые и газоконденсатные месторождения в республике разрабатываются на строго научных основах, с комплексным использованием при проектировании и регулировании разработки геологических и гидродинамических геофизических исследований. Промысловые газоконденсатные исследования на месторождении Северный Гузар проводились на скважинах 1, 10, 13 в августе 2010 г. По методике ВНИИГаза предписывающей разделение на фазы всего продуктивного потока в промышленных сепараторах. Согласно этой методике весь суточный поток газа пропускается через сепарационное устройство, в котором на различных режимах сепарации осуществляется отделение и замеры количества жидкой фазы (конденсата и воды), содержащегося в газе. Порядок проведения исследований на скважинах соответствовал требованиям руководящего документа. В общем комплексе проблем разработки месторождений углеводородов важное место занимает начальная и текущая информация о параметрах пласта - сведения о продуктивных

пластах, их строении и коллекторных свойствах, насыщающих флюидах, геолого-промысловых условиях, добычных возможностях скважин и др. Объем такой информации о параметрах пласта весьма обширен. Анализ достигнутых величин коэффициента извлечения конденсата по длительно разрабатываемым ГКМ показывает, что в подавляющей их части она ниже, чем принятая при подсчете запасов. Проекты разработки ГКМ осуществляются с рассмотрением по вариантных расчетов технико-экономических показателей эксплуатации с учетом геолого-физических особенностей месторождений и технологических ограничений, что позволяет учитывать негативное влияние вышеприведенных причин на величину коэффициента извлечения конденсата. Косвенным подтверждением этого являются величина коэффициента, обоснованное в проекте разработки по принятому к реализации варианту. Сопоставление величин коэффициента, показывает, что в проектах ее величина значительно ниже, чем обоснованные при подсчете запасов.

Литература

1. Стрижков И.Н., Кочкин С.Е., Михайлов А.И. Влияние деформации продуктивных пластов на показатели их разработки при режиме растворенного газа // Нефтяное хозяйство. -2004.-№ 4.-С. 52-53.
2. Стрижев И.Н., Замахаев В.С. Упруго-грузовой режим разработки залежей углеводородов (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. - 2004.-№8. -С. 82-83.
3. Особенности проявления флюидодинамических процессов на больших глубинах / С.Г. Попов, А.В. Белоконь, Ю.А. Ехлаков, А.Н. Угрюмов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2005. -№ 3-4. -С. 55-59.
4. Некрасов А.С., Макаловский Г.В. Методика построения модели дифференцированной индикаторной диаграммы сложнопосстроенного коллектора фаменско-турнейских отложений Шершневого нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2005. -№ 5-6. -С. 11-15.
5. Митрофанов В.П. Об исследовании фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватых карбонатных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2005.-№ 5-6.-С. 23-36.

6. Кашников Ю.А., Попов С.Н., Гладышев С.В. Гидродинамическое моделирование разработки турнейско-фаменского объекта Шершневого месторождения с учетом геомеханического эффекта деформирования трещин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. -№ 10. -С. 50-56.
7. Иванников В.И. Аномально высокие пластовые давления в природных резервуарах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2003. -№ 9. -С. 30-32.
8. Лысенко В.Д. Самыми экономически эффективными мероприятиями при разработке нефтяных месторождений являются гидродинамические исследования скважин // Нефтепромысловое дело. -2006. -№ 9. -С. 5-8.
9. Мордвинов В.А., Пономарев И.Н. К оценке состояния околоскважинной зоны пласта и коэффициента продуктивности скважины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002. -№ 11. -С. 26-30.
10. Запывалов Н.П. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. -2005. -№ 11. -С. 20-23.
11. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. -М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. -607 с.
12. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения) / М.М.Иванова, В.А.Григорьева, В.Д. Лысенко и др. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996.- 71 с.
13. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990.- 427 с.
14. Белоножко А.И. Проявление деформационных процессов при разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах Белоруссии // Бурение и нефть. -2008. -№ 11. – С. 16-18
15. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 334 с.

16. Перепеличенко В.Ф., Дербенев В.А., Тан Цинн Ю. прогнозирование дебитов скважин глубокозалегающих месторождений с АВПД // Газовая промышленность. – 2004. - № 5. – С. 55-57.
17. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 237 с.
18. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководства по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – М.: «Печерское время», 2002. – 894 с.
19. Бабаев А.Г. Карбонатная формация юрского возраста платформенной области Узбекистана и ее нефтеносность. –Ташкент: Фан, 1983. – 175 с.
20. Бабаев А.Г., Талипов С.Т. Размещение и гидродинамические системы нефтяных залежей Западного Узбекистана. – Ташкент: Фан, 1980. – 146 с.
21. Терентьев Б.В., Плотников В.В., Щипанов А.А. Изменение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов при разработке залежей нефти – влияние на результаты моделирования; экспериментальные исследования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 5-6. – С. 59-67.
22. Митрофанов В.П. О влиянии эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 1. – С. 34-44. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин М., Недра, 1980.
23. РН 39.0.0-23:2003 инструкция по проведению промысловых газоконденсатных исследований на разведочных объектах.
24. ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.
25. ГОСТ 3900-85 Методы определения плотности.
26. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1948.

27. РН39.0.0-031:2005. Методическое руководство по определению состава пластового газа, потенциального содержания конденсата и компонентов природного газоконденсатных месторождений.
28. ГОСТ 22387.2-97 Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы.
29. ГОСТ 18917-82 Газы горючий природный. Методы отбора проб.
30. РН 39.0.0-24:2003 Инструкция о порядке проведения промысловых и лабораторных определений содержания сероводорода в газе разведочных скважин.
31. Нарижная В.Е. Природные газы Средней Азии. М., Недра,1976.
32. Методическое руководство по определению состава пластового газа, потенциального содержания конденсата и компонентов природного газа газоконденсатных месторождений (РН 39.0-031:2005).- Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз».-40 с.
33. Ким В.С., Агзамов А.Х. Методика расчета добычи газового конденсата по разрабатываемым газоконденсатным месторождениям // Узбекский журнал нефти и газа.-2010.-№1.-С.34-36.