

На правах рукописи



Люгай Антон Дмитриевич

**ПОВЫШЕНИЕ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ
СОДЕРЖАНИЕМ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ
(на примере Астраханского ГКМ)**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2016

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор **Васильев Юрий Николаевич**.

Официальные оппоненты:

Ермолаев Александр Иосифович, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений;

Тупысев Михаил Константинович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории геоэкологической и промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса ИПНГ РАН.

Ведущая организация: АО «Газпром промгаз».

Защита состоится «15» июня 2016 г. в ____ час.

на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), адрес: 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru).

Автореферат разослан «__» _____ 2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.г.-м.н.

Соловьев Николай Николаевич

Актуальность темы.

В настоящее время основной экономической эффект от освоения Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) формируется за счет реализации жидких углеводородов. Доля жидких УВ в выручке составляет порядка 60%, а затраты на их добычу и доведение до товарных кондиций не превышает 30 % от всех производственных затрат. Вместе с тем, в соответствии с имеющимися оценками при сохранении существующей системы разработки на истощение в период после 2015 года из-за падения пластового давления ожидается снижение содержания конденсата в добываемом сырье. Согласно имеющимся оценкам конечная конденсатоотдача месторождения при его разработке на истощение составит около 45 % (при давлении забрасывания, равном 20 МПа), при этом суммарные пластовые потери конденсата могут превысить сотни миллионов тонн.

Поэтому поиск и обоснование альтернативных способов разработки месторождения, направленных на повышение компонентоотдачи продуктивного пласта, является актуальной задачей.

Цель работы – Обоснование (на примере Астраханского ГКМ) способа повышения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений, содержащих в своем составе неуглеводородные компоненты, за счет их обратной закачки в пласт.

Задачи исследования:

1. Анализ и обобщение имеющегося опыта освоения газоконденсатных месторождений с содержанием в пластовом сырье неуглеводородных компонентов.

2. Анализ мирового опыта повышения компонентоотдачи пласта в процессе разработки месторождений углеводородов.

3. Исследование перспектив использования неуглеводородных компонентов для повышения компонентоотдачи башкирской залежи Астраханского ГКМ.

4. Моделирование закачки различных агентов в пласт с целью повышения компонентоотдачи башкирской залежи АГКМ.

5. Определение наиболее перспективного агента для закачки в продуктивные пласты АГКМ.

6. Определение стратегии реализации технологии закачки кислых газов на Астраханском ГКМ.

7. Оценка изменения технико-экономических показателей разработки Астраханского ГКМ при реализации технологии закачки кислых газов обратно в пласт.

Научная новизна.

На примере Астраханского ГКМ показано, что разработка газоконденсатных месторождений с повышенным содержанием кислых компонентов на истощение позволяет экономически обосновано извлечь не

более 60 % газа и 45 % газового конденсата, являющегося наиболее ценным (с экономической точки зрения) компонентом пластовой смеси.

С целью повышения конечной углеводородоотдачи Астраханского ГКМ и повышения экономической эффективности от его освоения, в работе обоснована альтернативная система разработки месторождения, предусматривающая обратную закачку в пласт наименее ценных (с финансовой точки зрения) неуглеводородных компонентов пластовой смеси.

Впервые для Астраханского ГКМ по результатам исследований РVT-свойств пластовых систем месторождения, гидродинамического и термодинамического моделирования процессов закачки, а также финансово-экономического анализа обоснован наиболее эффективный агент для реализации поддержания пластового давления (ППД).

Выполнено технико-экономическое обоснование системы разработки Астраханского ГКМ, включающей закачку кислых газов обратно в пласт. Разработана наиболее целесообразная стратегия реализации предложенного способа, исходя из конкретных технико-технологических и технико-экономических условий.

Защищаемые положения.

1. Технико-технологическое обоснование выбора системы разработки Астраханского ГКМ с поддержанием пластового давления за счет обратной закачки неуглеводородных компонентов пластовой смеси.

2. Технико-экономическое обоснование выбора агента закачки для увеличения компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений (на примере башкирской залежи Астраханского ГКМ).

3. Способ повышения компонентоотдачи продуктивных пластов при разработке газоконденсатных месторождений за счет обратной закачки неуглеводородных компонентов пластовой смеси, минимизирующей пластовые потери жидких углеводородов.

Практическая значимость. Состоит в обосновании возможности существенного расширения добычи углеводородного сырья на Астраханском ГКМ с использованием технологии закачки кислых газов в подземные пласты.

Основные результаты, полученные автором в диссертации, реализованы в следующих научно-исследовательских работах (НИР) ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- отчет о НИР «Разработка технико-экономического обоснования создания полигона по закачке кислых газов в пласт на Астраханском своде» (2010 г.);

- отчет о НИР «Комплексная программа развития нефтегазодобывающего комплекса Астраханского региона» (2011 г.);

- отчет о НИР «Оценка целесообразности закачки диоксида углерода в продуктивные пласты АГКМ с целью повышения конденсатоотдачи» (2013 г.);

- Обоснование инвестиций в создание опытного полигона на разбуренной части Астраханского ГКМ и Алексеевского ГКМ для отработки технологий,

позволяющих создать условия для развития добычи на месторождениях Астраханского свода (2014 г.);

- отчет о НИР «Разработка основных технико-технологических решений и технологического проекта разработки Астраханского ГКМ» (2015 г.).

Апробация работы.

Основные результаты диссертационной работы были доложены автором и обсуждены на заседаниях секций Ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Ученого совета ИПНГ РАН, российских и международных научных конференций:

- Опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений на II международной научно-практической конференции и выставке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (Москва, 2010 г.);

- Основные факторы, определяющие уровни добычи на сложнопостроенных месторождениях, и подходы к их оптимизации (на примере месторождений Астраханского свода) на II Научно-практической молодежной конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (Москва, 2010 г.).

- Повышение компонентоотдачи и эффективности разработки АГКМ при закачке кислых газов в подземные пласты на III Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (Москва, 2013).

Публикации.

Основное содержание диссертационной работы изложено автором в 4-х публикациях, в т.ч. в 2-х статьях в журнале «Газовая промышленность» входящем в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ и в одном патенте на изобретение.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, 5-ти глав, заключения и списка литературы из 36 наименований. Работа изложена на 121 странице, содержит 62 рисунка и 16 таблиц.

Автор выражает признательность научному руководителю д.т.н., профессору Ю.Н. Васильеву за выбор направления исследований, обсуждение задач и результатов исследований, ценные советы и предложения в ходе выполнения работы. Автор признателен за консультации и ценные советы в ходе обсуждения отдельных результатов диссертационной работы чл. корр. РАН д.т.н. Б.А. Григорьеву, д.г.-м.н. Н.Н. Соловьеву, к.т.н. Р.А. Жирнову, к.т.н. В.А. Дербенёву, д.т.н. Лапшину В.И., к.г.-м.н. Ю.М. Фриману, к.т.н. К.Т. Сайфееву, к.т.н. Р.Л. Шкляру.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении раскрыта актуальность темы диссертационной работы, сформулированы основные задачи исследований, научная новизна,

защищаемые положения, практическая значимость проведенных автором исследований и их апробация.

В первой главе автором анализируется мировой опыт разработки газоконденсатных месторождений, имеющих в составе пластового сырья высокое содержание C_{5+} , а также неуглеводородные составляющие. Констатируется, что конечная технико-экономическая эффективность разработки таких месторождений во многом определяется полнотой извлечения газового конденсата на дневную поверхность, так как он является наиболее ценным сырьевым продуктом. Отмечается большой вклад в изучение вопросов сайклинг-процесса и повышения компонентоотдачи за счет закачки различных агентов в подземные пласты зарубежных и российских ученых: Pedersen K.S., Thomassen P., Peneloux A., Rauzy E., Milter J., Christensen P.L., Lohrenz J., Bray V.G., Clark C.R., Дмитриевский А.Н., Вяхирев Р.И., Тер-Саркисов Р.М., Закиров С.Н., Бузинов С.Н., Захаров А.А., Гурленов Е.М., Лапук Б.Б., Леонтьев, Степанов Н.Г., Лапшин В.И., Мирошниченко М.Г. и др.

Основная причина снижения извлечения конденсата в процессе разработки месторождения является выпадение тяжелых углеводородов (C_{5+}) при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления начала конденсации ($P_{н.к.}$). Это происходит при разработке месторождения на «истощение» (без применения методов поддержания пластового давления (ППД)), Вследствие этого, значительная часть выпавшего в пласте конденсата «теряется» для добычи из-за того, что находится ниже порога своей гидродинамической подвижности.

Данная система разработки оправдана при небольшом содержании конденсата в газе (менее 200 г/м^3), когда экономически нецелесообразно для дополнительного его извлечения поддерживать давление в залежи. В случае, когда содержание жидких углеводородов в газоконденсатной системе превышают $200\text{-}300 \text{ г/м}^3$, актуальным становится вопрос минимизации и/или предотвращения их выпадения путем поддержания давления в залежи выше давления начала конденсации ($P_{н.к.}$).

Автором проанализировано применение различных технологических решений, направленных на повышение конденсатоотдачи. В первую очередь, это сайклинг-процесс, т.е. обратная закачка в продуктивный пласт «сухого» газа. Отмечено, что впервые сайклинг-процесс применили в конце 30-х годов прошлого века, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах как сырье для производства моторных топлив.

В качестве примера крупномасштабных и успешных проектов реализации классического варианта сайклинг-процесса автором отмечается опыт разработки газоконденсатных месторождений Ла-Глория в штате Техас и Нокс-Бромайд, штат Оклахома (США). Благодаря малым темпам отбора и возврату практически всего добытого «сухого» газа (за время разработки было возвращено 97% газа), пластовое давление месторождения Ла-Глория снизилось незначительно, а выпадение конденсата в пласте и его потери были предотвращены практически полностью. Что касается месторождения Нокс-Бромайд, то его разработка с ППД позволила кратно увеличить извлечение газа (с 0,9 до 5,0 млрд м^3) и конденсата (с 0,85 до 5,25 млн м^3). Отмечается также,

что большинство месторождений, на которых реализовывался сайклинг, обладали небольшими начальными запасами газа (в среднем от 3 до 10 млрд м³ в пересчете на стандартные условия).

Показано, что в РФ имеется незначительный опыт применения сайклинг-процесса и в целом закачки различных компонентов в продуктивный пласт для увеличения его компонентоотдачи. Наиболее значимым опытом можно назвать закачку «сухого» газа на Вуктыльском ГКМ (начальные запасы газа составляли 429,5 млрд м³, конденсата - 141,6 млн т.). Начальное пластовое давление 36,3 МПа, $P_{н.к}$ - 32,4 МПа, конденсатогазовый фактор 360 г/см³.

С целью снижения потерь жидких углеводородов в период падающей добычи на Вуктыльском ГКМ (остаточные запасы конденсата составляли 100 млн т) рассматривалась возможность реализации сайклинг-процесса. Для этого было реализовано два проекта опытно-промышленных работ («Конденсат-1» и «Конденсат-2»), предусматривающие соответственно закачку ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов или условно - пропан-бутановая фракция) и «сухого» газа на различных опытных участках. Опытно-промышленные работы проводились в период 1987-1989 годы (закачка ШФЛУ) и девяностые годы (закачка «сухого» газа). По итогам проекта «Конденсат-1» было опытно установлено принципиальная возможность увеличения выхода конденсата при его растворении в закачиваемом агенте.

Проект «Конденсат-2» проводился с целью испытания в промысловых условиях технологии вытеснения пластовой смеси «сухим» газом при давлениях ниже начала конденсации, для чего был выделен участок в районе УКПГ-8. Проведенные исследования показали, что частичный сайклинг-процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступать процессу при высоких, близких к начальному, давлениях. Эффективность сайклинг-процесса можно повысить, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных углеводородов (этан - пропан - бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепрорывный период (Р.М. Тер-Саркисов, Г.С. Степанова). При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата - весьма длительный процесс, и с течение многих лет, после прорыва закачанного газа к добывающим скважинам, можно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата.

Проект «Конденсат-2» на Вуктыльском ГКМ не был завершен, несмотря на высокую перспективность и значительный объем получаемых научно-исследовательских и промышленных результатов. Одной из причин закрытия проекта в 1999 году послужили специфические условия налогообложения, при которых тюменский газ дважды облагался налогом – при первичной добыче, а также при его добыче в составе пластового сырья Вуктыльского ГКМ. В настоящее время в РФ приняты поправки в законодательство, которые облегчают процедуру сайклинг-процесса, освобождая компании от уплаты налогов за газ, используемый для закачки в пласт с целью повышения компонентоотдачи.

Еще одним отечественным опытом сайклинга является Новотроицкое ГКМ (начальное содержание конденсата в газе сепарации 454,5 г/м³). В 1980-х

годах с участием специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и УкрНИИГаза под руководством д.т.н., профессора С.Н. Бузинова был осуществлен проект промышленной реализации сайклинг-процесса на этом месторождении.

Анализ разработки Новотроицкого месторождения путем реализации сайклинг-процесса позволил авторам проекта сделать ряд выводов. Технологическая эффективность процесса могла быть значительно выше, если бы залежь изначально разрабатывалась методом ППД, исключая режим «на истощение». Данная схема разработки позволила бы избежать преждевременного обводнения залежи и заземления газа в коллекторе. Экономическая же эффективность реализации сайклинг-процесса существенно зависит от спроса на «сухой» газ, а также цен на жидкие углеводороды.

Автором отмечается, что в 1970-х годах прошлого века потребность в товарном газе по всему миру стала возрастать, и сайклинг с применением «сухого» газа постепенно утрачивал свою актуальность. Наибольшую популярность приобретала закачка азота, дымовых и кислых газов. Открытие на территории Прикаспийской впадины уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе одновременно ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов и неуглеводородных компонентов (сероводорода, углекислого газа), побудило вновь обратиться к проблеме разработки ГКМ с поддержанием пластового давления путем обратной закачки части добываемого сырья в пласт. Примером могут служить крупнейшие карбонатные нефтегазоконденсатные месторождения Казахстана (Тенгиз, Карачаганак и Кашаган), отличающиеся неоднородным строением продуктивной залежи, наличием в пластовом сырье кислых примесей – CO_2 и H_2S , а также азота и других элементов, на которых сегодня опробована, реализуется и/или запланирована в ближайшей перспективе система разработки с применением сайклинг-процесса.

АГКМ расположено также в Прикаспийской впадине (рисунок 1). Оно имеет во многом схожее строение с месторождениями Тенгиз и Карачаганак (продуктивными являются подсолевые карбонатные отложения, глубины залегания, аномальное давление, кислые компоненты в сырье, высокое содержание C_{5+}), в настоящее время разрабатывается в режиме «на истощение».

В таблице 1 приведены основные геолого-физические параметры по указанным месторождениям Прикаспийской впадины.

Автором отмечается, что в ранее составленных проектных документах по разработке Астраханского ГКМ, также рассматривались варианты с обратной закачкой в продуктивный пласт разных агентов (газа сепарации, CO_2 и азота). Выполненные в то время на математических моделях расчеты указанных вариантов показали, что технологический эффект от закачки начинает проявляться только при падении пластового давления ниже давления начала конденсации (примерно до 70-65 % от начального значения ($P_{\text{нач}}=61,18$ МПа)).



Рисунок 1 - Обзорная карта месторождений Прикаспийского бассейна (пунктирная линия)

Таблица 1 – Крупнейшие месторождения Прикаспийской впадины, где реализовано либо планируется ППД

Параметры	Месторождения Прикаспийской впадины			
	Карачаганак	Тенгиз	Кашаган	АГКМ
Открыто/ввод	1979/1985	1979/1991	2000/2013	1976/1986
C_{5+} , г/м ³ (ГФ)	380-705	ГФ-487	5,5 млрд м ³ э.у.т	230
Запасы газа, млрд м ³	1,3	1,8		3,8
Запасы жидких углеводородов (ЖУВ), млрд т	1,2	3,1		0,9
Глубина, км	5,0	4,0-5,5	4,2-5 км	4,0
$P_{пл}$, МПа	60	85	80	61
Коллектор	карбонатный			
$H_2S + CO_2$	10	20	24	40
ППД	Реализовано	Планируется	Планируется	Актуально
	Прогноз закачки на 2020 год – до 50 млрд м ³ сырого газа по трем месторождениям			Обосновывается в диссертации
ГФ – газовый фактор; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; э.у.т – эквивалент условного топлива.				

При сохранении существующих темпов отбора сырья на АГКМ, такое падение давления прогнозировалось только в период после 2019 года. Однако уже сейчас существуют локальные участки (на территории УППГ-1 и 2), где пластовое давление приближается или достигло величины $P_{н.к}$ (около 40 МПа).

На основе изложенного, автором делается вывод о необходимости рассмотрения мер по предотвращению потерь жидких УВ на АГКМ и применении альтернативного способа разработки месторождения с использованием технологий ППД. Возможные агенты для закачки в продуктивный пласт АГКМ, а также результаты по сопоставлению их эффективности приведены в следующих главах диссертации.

Во второй главе автором обосновывается актуальность применения на Астраханском месторождении технологий, направленных на увеличение компонентоотдачи пласта.

Астраханское ГКМ, являющееся самым крупным в России сероводородсодержащим месторождением, стало первым открытым месторождением на территории бывшего СССР с таким сложным составом пластового сырья (доля метана около 50%, а кислых компонентов – более 40%). Оно обладает уникальными запасами углеводородов, включая газовый конденсат, а также крайне сложным строением продуктивной толщи и жесткими термобарическими условиями. АГКМ было введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1986 году, и с 1987 года ведется промышленная разработка башкирской залежи месторождения.

К особенностям, определяющим схему разработки АГКМ и обуславливающим использование специфических технических решений, можно отнести:

- высокую токсичность и агрессивность пластового флюида;
- большую глубину залегания залежи и наличие АВПД ($P_{пл} = 61$ МПа);
- низкую проницаемость коллекторов;
- необходимость строительства газоперерабатывающих мощностей;
- расположение вблизи от Астраханского биосферного заповедника, а также в районе со сравнительно высокой плотностью населения.

Наличие всех перечисленных факторов, а также уникальные запасы УВ делают Астраханское месторождение наиболее сложным и экологически опасным объектом, эксплуатируемым ОАО «Газпром».

Разработка ведется на режиме естественного истощения пластовой энергии. Вся добываемая продукция подается на Астраханский газоперерабатывающий завод (АГПЗ). На базе перерабатываемого сырья выпускается значительный ассортимент товарной продукции (жидкие моторные топлива, сжиженные углеводородные газы, сера, сухой газ). Достигнутый уровень годовой добычи пластового сырья не превышает 0,5 % от балансовых запасов, а за весь период разработки АГКМ отобрано лишь около 7% от запасов. В случае сохранения подобных темпов разработки месторождения в будущем, на его полное освоение потребуется более 200 лет.

Повышение темпов освоения месторождения сдерживается в основном:

- жесткими экологическими ограничениями в зоне работ, лимитирующими объемы переработки сероводородсодержащего сырья с использованием существующей технологии;

- низкий спрос на газовую серу (побочного продукта переработки пластового сырья);

- значительными затратами, связанными с необходимостью строительства дорогостоящих газоперерабатывающих мощностей.

Следует отметить, что освоение АГКМ осуществляется на базе технических решений, разработанных в 1960-1970-е годы и являвшихся на момент ввода месторождения в разработку и проектирования газохимического комплекса наиболее передовыми. АГПЗ, сооруженный для переработки добываемого на АГКМ сырья, и на сегодняшний день остается самым крупным предприятием по объемам производимой серы в мире (около 5 млн т/год).

На сегодняшний день в разработке находится центральная часть территории АГКМ, которая включает шесть УППГ-1, 2, 3А, 4, 6 и 9. В настоящее время, не смотря на незначительные темпы разработки месторождения и накопленной добычи пластового сырья, на территории разбуренной зоны сформировались депрессионные воронки (в основном на территории УППГ 1 и 2), где пластовое давление уже равно или несколько ниже давления начала конденсации.

Согласно действующему проекту разработки АГКМ, начиная уже с 2016 года, прогнозируется постепенное снижение газоконденсатного фактора, что говорит о крайней актуальности разработки и реализации альтернативных технико-технологических решений, позволяющих минимизировать пластовые потери углеводородной части пластового сырья.

Как известно, конечная компонентоотдача месторождения определяется величиной давления забрасывания, то есть моментом, когда последующая добыча сырья будет экономически не выгодна. Выполненные, в том числе автором исследования, показывают, что давление забрасывания будет определяться несколькими факторами:

- техническими возможностями обеспечения устьевого давления на эксплуатационных скважинах достаточного для транспортировки добываемого сырья для его переработки, с учетом имеющихся технологических ограничений;

- достижением минимального рентабельного дебита эксплуатационной скважиной, ниже которого дальнейшая добыча сырья будет экономически не выгодна.

Существующая система сбора и переработки пластового сырья предполагает необходимость обеспечения минимального давления на входе газоперерабатывающего завода на уровне 7 МПа. В зависимости от территориального расположения добывающих скважин минимальное давление на входе ДКС при этом составит:

- от 2,2 до 2,8 МПа при использовании одноступенчатой системы компримирования со степенью сжатия 3,2;

- от 0,3 до 0,5 МПа при использовании двухступенчатой системы компримирования со степенью сжатия 3,2 каждая.

Дальнейшее повышение степени компримирования пластового сырья не целесообразно в силу экспоненциального повышения мощностей ДКС.

Минимальный технически возможный дебит скважин, обеспечивающий вынос добываемого сырья на дневную поверхность, оценивается на уровне 50 тыс.м³/сут, а минимальный рентабельный дебит, в зависимости от уровня цен на производимую продукцию, на уровне 100-200 тыс.м³/сут.

На рисунке 2 приведены результаты оценки давления забрасывания в зависимости от степени компримирования пластового газа и минимального дебита.

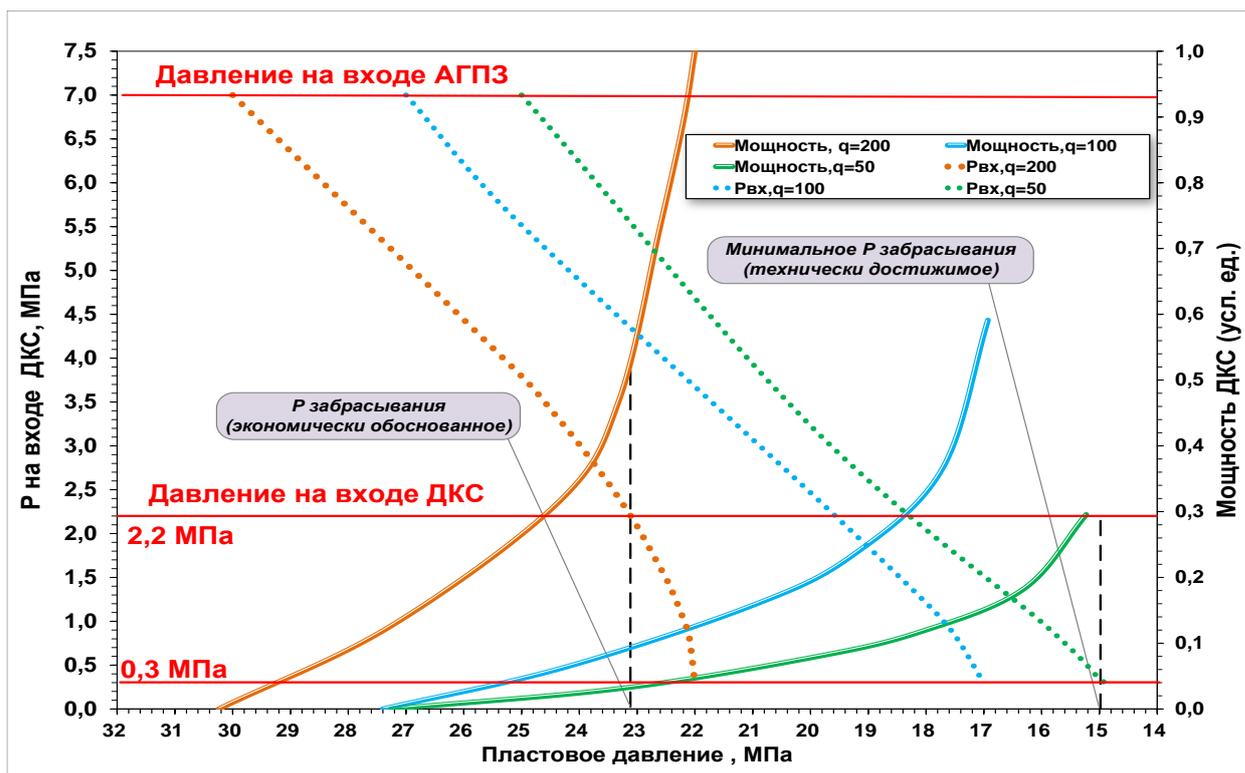


Рисунок 2 – Зависимость давления забрасывания от минимально допустимого дебита скважин и давления на входе ДКС (КИК-коэффициент извлечения конденсата, КИГ – коэффициент извлечения газа)

Из рисунка 2 видно, что давление забрасывания на АГКМ при сохранении существующей системы разработки на истощение оценивается в диапазоне 15-23 МПа. При этом давление забрасывания на уровне 15 МПа соответствует минимальному технически достижимому при существующей степени развития науки и техники, а 23 МПа с учетом обеспечения экономической целесообразности разработки месторождения при сложившихся ценах на товарную продукцию.

На рисунке 3 показаны конечные показатели компонентоотдачи АГКМ в зависимости от степени компримирования пластового газа при обеспечении минимального рентабельного дебита скважин.

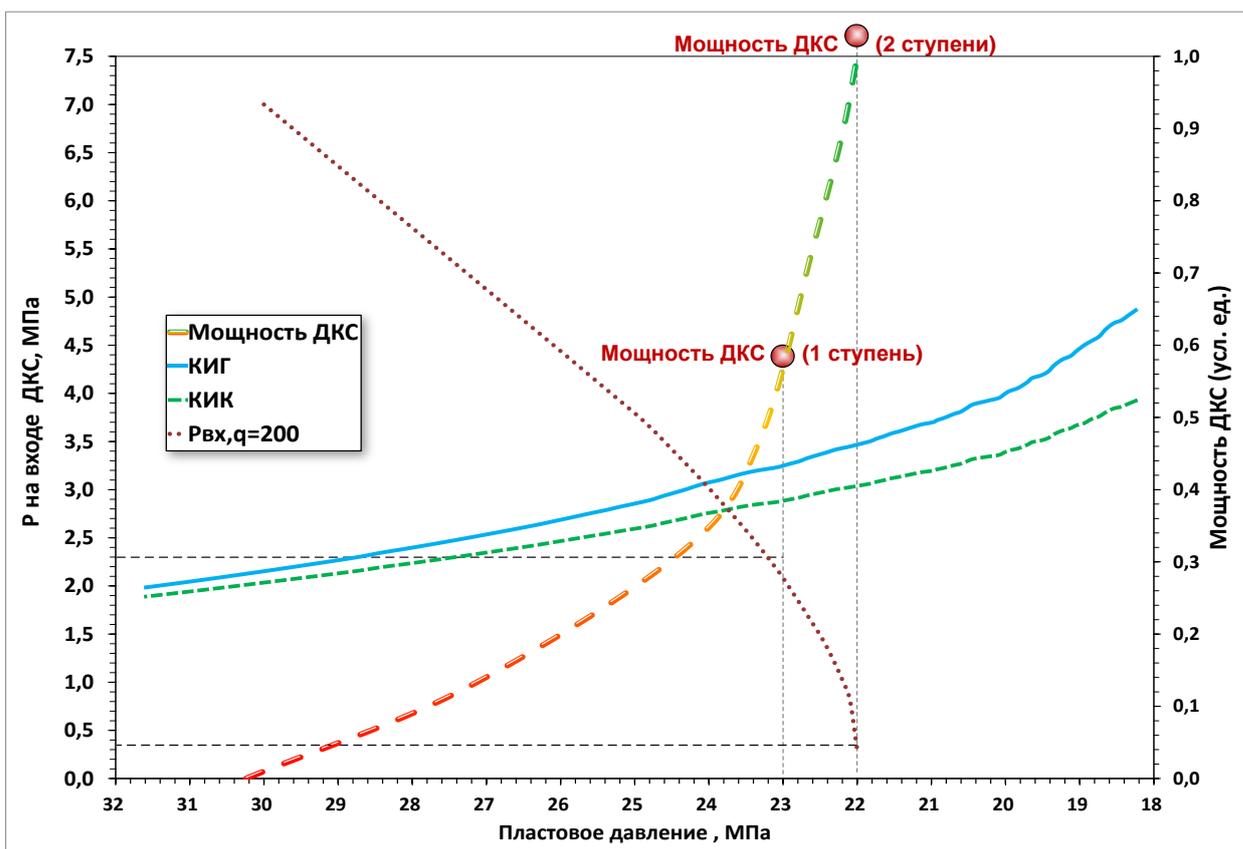


Рисунок 3 – Конечные показатели компонентоотдачи АГКМ в зависимости от давления забрасывания (КИК-коэффициент извлечения конденсата, КИГ – коэффициент извлечения газа)

Как показывает рисунок 3, дальнейшая разработка АГКМ позволит экономически эффективно извлечь на дневную поверхность не более 45 % газового конденсата и порядка 60 % газа, что подтверждает актуальность поиска способа повышения компонентоотдачи пласта.

Третья глава посвящена исследованию перспектив использования неуглеводородных компонентов для повышения компонентоотдачи башкирской залежи Астраханского ГКМ

Прежде всего, для определения направления поиска наиболее перспективных агентов для закачки с целью повышения компонентоотдачи на АГКМ вначале был проведен анализ компонентов пластовой смеси месторождения с точки зрения их товарной ценности (таблица 2).

Таблица 2 – Финансовая ценность компонентов пластовой смеси АГКМ

Компонент	Содержание, % мол.	Товарная продукция	Доля в выручке	Доля в затратах	Индекс доходности затрат
CH ₄ C ₂ H ₆	51,13 2,31	«Сухой» газ	0,285	0,53	0,9
C ₃ H ₈ iC ₄ H ₁₀ nC ₄ H ₁₀	1,08 0,24 0,55	Сжиженные углеводороды (СУГ)	0,070	0,08	1,4
C ₅₊ +в	4,24	Конденсат	0,600	0,27	3,7
H ₂ S	26,19	Сера	0,045	0,12	0,7
CO ₂	14,26	-	-	-	-

Примечание. Для анализа использован состав пластового сырья одного из УППГ

Как видно из приведенной таблицы, реализация жидких углеводородов приносит большую часть выручки при невысокой доле затрат на их производство.

Диоксид углерода не является товарной продукцией, полностью выбрасывается в атмосферу с дымовыми газами и оказывает дополнительное негативное воздействие на окружающую среду региона добычи.

Наименее ценным товарным продуктом, получаемым в процессе переработки пластового сырья, является сера. Спрос на серу не стабилен и периодически возникают проблемы при ее реализации. По существующему прогнозу мировое производство серы будет превышать ее потребление. Кроме этого производство серы также связано с выбросами загрязняющих веществ, и технологии повышения очистки дымовых газов формируют значительную долю капитальных затрат производства.

В сумме неуглеводородные компоненты составляют около 40 % объемных от добываемого газа, что с учетом низкого экономического эффекта от их использования при существующей системе разработки АГКМ, позволяет их рассматривать как наиболее перспективные в качестве агента для обратной закачки в пласт с целью повышения степени извлечения наиболее ценных компонентов пластовой смеси.

На следующем этапе было проведено обобщение результатов исследования свойств и особенностей фазового поведения пластовой системы Астраханского ГКМ, выполненных в 80-90 годы прошлого века в АНИПИГазе и в 2012-2014 гг во ВНИИГАЗЕ.

Особую ценность представляли результаты исследований влияния сероводорода и углекислого газа на фазовые переходы пластовых смесей АГКМ, физически моделирующих процессы закачки агентов в пласт. Исследования охватывали системы с различным конденсатосодержанием в широком диапазоне изменения содержания кислых газов.

Анализ результатов исследований показал, что в случае разработки Астраханского ГКМ на истощение, приняв давление забрасывания в 25–30 МПа, коэффициент конденсатоизвлечения на момент забрасывания составит 46-48 %. Таким образом, без применения агентов, более половины наиболее ценного пластового сырья не будет добыто.

Увеличение концентрации сероводорода и углекислого газа в углеводородной системе ведет к снижению давления начала конденсации, причем, влияние сероводорода сказывается в большей степени. Таким образом, закачка кислых газов увеличивает степень недонасыщенности пластовой системы, отодвигая по времени начало выпадения конденсата в пласте.

В случае, если процесс выпадения конденсата в пласте уже начался, отдельный интерес представляют исследования влияния диоксида углерода на испаряемость конденсата в условиях существования в пласте двухфазной углеводородной системы.

Экспериментально было установлено («АНИПИГаз»), что путем закачки кислых газов в газоконденсатную систему АГКМ, в газовую фазу может испарить 78 - 85 % выпавшего в пласте конденсата. Таким образом, показано,

что используя кислые газы в качестве агента под закачку возможно эффективно доизвлекать уже выпавший в пласте конденсат.

В целом, учитывая низкую товарную ценность неуглеводородных компонентов и их значительную долю в составе пластовой смеси АГКМ, а также результаты известных экспериментов, возможность их использования в качестве агента для закачки с целью повышения компонентоотдачи пласта, представляется весьма перспективной.

Таким образом, для дальнейшего моделирования процессов закачки, с целью определения технико-экономической эффективности, в качестве агента под закачку рекомендуются, прежде всего, сероводород и диоксид углерода (как отдельно, так и в составе смеси).

Четвертая глава посвящена моделированию процессов закачки для оценки влияния на компонентоотдачу продуктивных пластов АГКМ.

В начальной стадии моделировались РVT-свойства пластовой системы АГКМ с учетом имеющихся результатов экспериментальных исследований, а затем, в два этапа, уже и сами процессы закачки:

- термодинамическое моделирование процессов закачки с определением основных закономерностей и наиболее перспективных агентов (упрощенная модель);

- моделирование процессов закачки с использованием трехмерных цифровых моделей (геологической и фильтрационной).

Такой подход позволил значительно сократить время на моделирование и повысить достоверность полученных результатов.

Для создания термодинамической модели были использованы данные о среднем составе пластового газа Астраханского ГКМ. Для описания свойств жидких углеводородов (C_{5+}) использовались результаты исследования фракционного состава конденсата, отобранного на головном сепараторе Астраханского ГПЗ. Для расчетов термодинамических свойств пластового газа было выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона с учетом поправки на мольную плотность жидких углеводородов. Это уравнение состояния поддерживается симуляторами и успешно используется для построения композиционных моделей. Критические свойства псевдокомпонентов и ацентрический фактор определялись по зависимостям от молекулярного веса и плотности, рекомендованным К.С. Педерсенем.

Для анализа фазового поведения флюидальной системы, соискателем обобщены данные по экспериментальному изучению сверхсжимаемости, вязкости и дифференциальной конденсации пластового газа АГКМ. Для дальнейшего их сравнения с результатами расчета и регрессии по свойствам компонентов было принято решение об использовании данных исследования пластового газа по рекомбинированным пробам, полученных на заводском сепараторе У-271, так как состав исследованного газа был наиболее близок к среднему по АГКМ.

Предварительные результаты расчета показали расхождение в давлении начала конденсации пластовой и модельных смесях. Поэтому было принято решение об адаптации критических свойств и ацентрического фактора фракций путем регрессии к экспериментальным данным с ограничением в 20 % на

возможное изменение свойств по рекомендациям (П. Кристенсон). Проведенная регрессия позволила значительно улучшить описание процесса дифференциальной конденсации (рисунок 4.а).

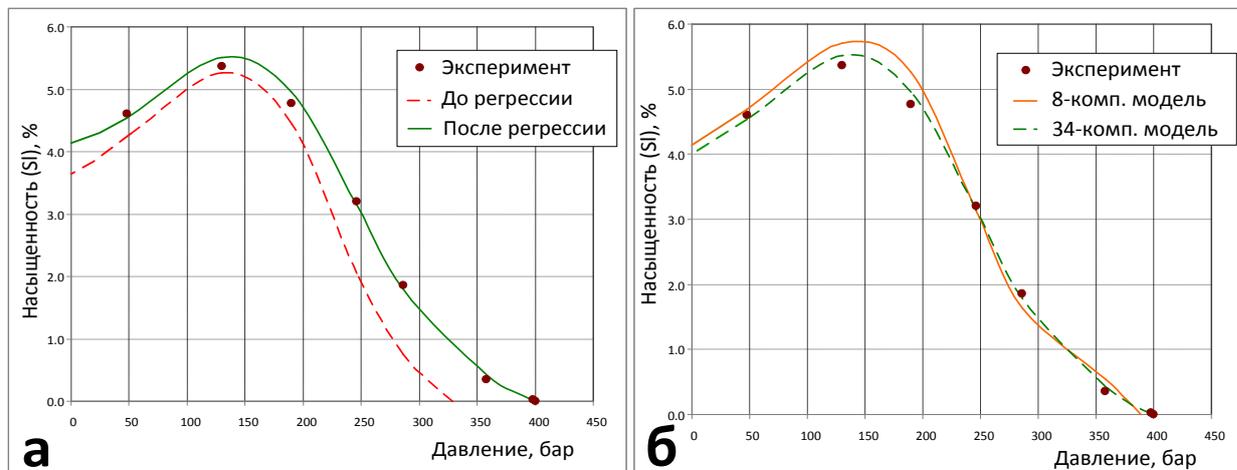


Рисунок 4 - Результаты моделирования дифференциальной конденсации (а – исходная смесь, 34-компонентная; б – укрупненная смесь, 8-компонентная)

Для сокращения времени расчетов композиционной модели выполнена группировка фракций. С целью возможности вариации закачиваемого кислого газа было решено оставить отдельными компонентами сероводород и углекислый газ. Метан имеет значительную мольную долю, поэтому оставлен в качестве индивидуального компонента. Остальные компоненты были сгруппированы на 4 фракции с примерно равными массовыми долями компонентов. Отдельно был выделен остаток с небольшой массовой долей, но сильно влияющий на фазовое поведение вблизи давления начала конденсации (таблица 3).

Таблица 3 – Принятая 8-компонентная смесь композиционной модели

Компонент	CO ₂	H ₂ S	C1	C2-4	C5-9	C10-13	C14-28	C28+
% мольн.	12,152	26,104	53,414	4,421	1,882	1,271	0,657	0,099

Для моделирования вязкости композиционной системы была использована корреляция Лоренца-Брея-Кларка. Данная корреляция представлена в диссертации пятикоэффициентной функцией коэффициента динамической вязкости от приведенной плотности и адаптирована к экспериментальным данным (рисунок 4.б).

Полученная PVT-модель далее использовалась для моделирования процессов закачки.

Как отмечалось, первый этап (предварительный) термодинамического моделирования закачки агентов в пласт заключался в получении в основном качественных закономерностей. Для расчетов использовался гидродинамический модуль MBAL (Петролиум Экспертс), позволяющий при небольшом времени вычислений выполнить значительное количество расчетных вариаций. Сам же смысл моделирования аналогичен физическому

эксперименту дифференциальной конденсации, но включает в себя этап возврата отделяемого потока отдельных компонентов и/или газа сепарации. В качестве агентов закачки были выбраны: диоксид углерода; кислый газ (смесь диоксида углерода и сероводорода) и газ сепарации, содержащий в своем составе помимо кислых компонентов еще и углеводородный газ.

Результирующие данные (в безразмерном виде) приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Показатели извлечения конденсата по вариантам

Вариант	Истощение	Закачка CO ₂	Закачка H ₂ S+CO ₂	Закачка газа сепарации
Накопленная добыча пластового газа в долях от начального запаса, %	48,26	53,79	66,13	102,00
Увеличение добычи газа %	0,00	11,46	37,02	111,35
Коэффициент извлечения УВ газа, %	48,28	52,46	59,51	22,22
Увеличение добычи УВ газа, %	0,00	8,66	23,26	-53,98
Коэффициент извлечения сухого УВ газа, %	48,45	52,67	59,65	19,26
Увеличение добычи сухого УВ газа, %	0,00	8,71	23,13	-60,25
Коэффициент извлечения конденсата, %	43,71	46,76	54,93	66,97
Дополнительное извлечение конденсата, %	0,00	6,98	25,69	53,23
Накопленный объем закачки в % от начальных запасов пластового газа	-	5,80	23,26	78,21
Объем закачки в % от добытого газа	-	10,78	35,18	76,68
Отношение дополнительно добытого конденсата к объему закаченного газа, г/м ³	-	122,13	111,96	69,01

В таблице 4 сопоставляются итоговые показатели извлечения компонентов при реализации рассмотренных вариантов. Их анализ показывает следующее. Накопленное извлечение конденсата при закачке CO₂, начиная с 40 МПа, больше, чем при истощении, на 7%, а при закачке кислых компонентов - на 25,7%. Накопленная добыча газа при этом для вариантов закачки превышает накопленную добычу газа при истощении на 11,5 и 37% соответственно. Это можно интерпретировать как увеличение времени эксплуатации месторождения при одинаковом фонде добывающих скважин по вариантам, или, наоборот, как увеличение необходимого фонда скважин для поддержания одинакового темпа падения пластового давления по вариантам. Это – «необходимая плата» за увеличение компонентоотдачи, к которой также нужно прибавить необходимость формирования и эксплуатации фонда нагнетательных скважин.

Так, в случае нагнетания CO₂, необходимо закачать 10,8% от добытого газа, а в случае закачки всех кислых компонентов – 35,2%. Здесь будет уместно сравнение эффекта от закачки как отношение дополнительно добытого

конденсата к объему закачки рассмотренных агентов. В случае закачки диоксида углерода этот показатель максимальный и составляет дополнительные 122 г конденсата на каждый кубический метр закачиваемого диоксида углерода.

По результатам термогидродинамического моделирования автором сделан вывод, что из всех рассмотренных агентов наименьшую технологическую эффективность показал вариант обратной закачки газа сепарации в пласт. Таким образом, по результатам 1 этапа моделирования к дальнейшему рассмотрению были отобраны два основных агента: отдельно диоксид углерода и кислый газ (смесь H_2S и CO_2).

На втором этапе моделирования использовалась трёхмерная, трёхфазная, многокомпонентная, неоднородная фильтрационная модель, по геометрии и свойствам идентичная продуктивным отложениям основной залежи в районе УППГ-1 и 2 (в зонах минимального давления). В качестве численной модели принята достаточно надежная и широко апробированная конечно-разностная схема с полностью неявным методом по давлению и насыщенности, реализованная в прикладном пакете Eclipse 300. В качестве термодинамической составляющей принята 8-компонентная пластовая смесь, описанная выше.

Исходя из сложившихся фактических условий состояния разработки месторождения и существующей схемы переработки пластового сырья, в качестве прогнозных были рассмотрены 5 вариантов, расчёты по которым выполнялись на одной и той же вычислительной основе.

Вариант 1 – базовый вариант, основанный на дальнейшем истощении залежи в рамках фактически сложившейся картины разработки. Данный вариант характеризуется падающей добычей вследствие ограничения на устьевое давление и выбытия скважин по причине минимально допустимого дебита.

Варианты 2 и 3 – закачка кислого газа (CO_2+H_2S) и отдельно CO_2 в выбывающие в ходе разработки скважины в объёме, ограниченном количеством добываемого газа на выделенном модельном участке, а также приемистостью нагнетательных скважин и их наличием (далее условно «сайклинг»). Т.е. в данных вариантах поддерживается постоянная компенсация добычи: в варианте 2 на уровне содержания кислых компонентов (40 % от добычи), а в варианте 3 - на уровне содержания диоксида углерода (12 % от добычи).

Варианты 4 и 5 – аналогично закачка кислого газа и отдельно CO_2 в выбывающие скважины, но в максимальных объёмах. Эти объёмы ограничиваются только приемистостью скважин, а также максимально возможным количеством агента при годовой добыче 12 млрд m^3 газа сепарации (далее условно «закачка в объёмах добычи АГКМ»). Ограничения по кислым газам – около 5 млрд m^3 /год и для CO_2 – 1,6 млрд m^3 /год. Варианты 4 и 5 описывают предельный случай с максимальным использованием выбывающего фонда и возможного количества агента к закачке.

Результаты расчетов по вариантам 1-5 (таблица 5) свидетельствуют о прогнозной эффективности закачки рассматриваемых агентов с целью повышения конденсатоотдачи продуктивных отложений АГКМ. Например, закачка кислых газов в пласт позволяет существенно увеличить период разработки по сравнению с разработкой на «истощение» (с 45 до 65 лет по

вариантам 2 и 5). Накопленная добыча конденсата в вариантах 2 и 3 превышает таковую в базовом варианте на 8-12 %, а в вариантах 4 и 5 – на 26 %.

Таблица 5 - Характеристика расчетных вариантов

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
	Истощение	«Сайклинг» в выбывающие скважины		Закачка в выбывающие скважины	
Рабочий агент	–	H ₂ S + CO ₂	CO ₂	H ₂ S + CO ₂	CO ₂
Период разработки, лет	45	65	61	59	65
Накопленная добыча конденсата, млн м ³	25,0	27,9	27,1	31,5	31,6
Дополнительная добыча конденсата, млн м ³	–	2,9	2,1	6,5	6,6
КИК, %	39,7	44,3	43,0	50,0	50,2
Накопленная закачка газа, млрд м ³	–	26,9	12,0	203,0	91,3
Накопленная добыча газа, млрд м ³	103,9	117,8	114,1	133,1	136,7
Накопленная добыча УВ газа, млрд м ³	62,8	70,2	68,1	77,9	79,3
Дополнительная добыча УВ газа, млрд м ³	–	7,4	5,3	15,2	16,5
КИГ, %	49,4	55,2	53,6	61,3	62,4
Дополнительная добыча конденсата, приведенная к закачке газа, м ³ /тыс.м ³	–	0,108	0,175	0,032	0,072
Пластовое давление на конец расчета, МПа	20,0	20,6	20,0	47,4	28,2
Примечание. Добыча газа и УВ газа – добыча газа с учетом его смешивания с закачиваемым агентом и добыча углеводородного газа.					

Наибольший технологический эффект за расчетный период соответствует вариантам 4 и 5 (закачка кислого газа и отдельно CO₂ в объемах добычи АГКМ), наименьший – варианту 3 (сайклинг углекислого газа).

Несмотря на сопоставимые показатели дополнительной добычи конденсата, рассмотрение эффективности закачки с точки зрения удельной добычи конденсата, отнесенной к единице закачки газа, свидетельствует о снижении компонентоотдачи пласта с увеличением объемов закачиваемого агента. Так, вариант 4, предусматривающий наибольшие объемы закачки характеризуется не только наименьшей эффективностью с точки зрения удельной добычи, но и уступает, хотя и незначительно варианту 5 в конечной конденсатоотдаче. Таким образом, повышение конденсатоотдачи не следует напрямую связывать с ростом пластового давления и количеством закачиваемого агента. Хорошо видно, что наиболее эффективный с точки зрения суммарной добычи конденсата вариант 5 не характеризуется максимальным давлением. Очевидно, что наиболее рациональные объемы закачки должны определяться по результатам технико-экономической оценки,

учитывающей как выгоды от дополнительно добытого сырья, так и связанные с этим затраты.

Автором отмечается, что выполненные оценки с привлечением гидродинамического симулятора однозначно свидетельствуют о технологической эффективности применения ППД на АГКМ. Однако экономическая целесообразность реализации закачки может быть установлена только с привлечением аппарата технико-экономического анализа.

В пятой главе автором обосновывается способ повышения компонентоотдачи башкирской залежи АГКМ путем закачки в пласт кислых газов посредством технико-экономического аппарата.

Для облегчения задачи определения наиболее перспективного агента для закачки без проведения трудоемких технико-экономических оценок и расчетов технологических показателей на полномасштабной трехмерной гидродинамической модели месторождения, был проведен сравнительный финансово-экономический анализ выделенных компонентов.

Анализ реализованной на Астраханском газовом комплексе (АГК) производственной цепочки (рисунок 5) показывает, что наиболее просто и дешево организовать закачку всех кислых газов. В этом случае, получаемые после установок аминовой очистки кислые газы направляются не на установки производства серы, а на компрессорные установки, после которых транспортируются в жидком виде до нагнетательных скважин, где они дожимаются с помощью устьевых насосов до требуемого давления и закачиваются в пласт. В результате реализации такой схемы, с одной стороны, получаем с минимальными затратами агент для закачки, с другой - значительно сокращаем эксплуатационные затраты связанные с производством газовой серы. В случае же строительства новых мощностей происходит также значительная экономия капитальных затрат, связанных как собственно с производством серы, так и с очисткой хвостовых газов от загрязняющих атмосферу веществ, количество которых строго лимитировано законодательством.

В случае организации закачки диоксида углерода потребуются организация его дополнительного селективного извлечения либо из кислых газов, выходящих из установок аминовой очистки, либо из хвостовых газов установки производства серы. Выполненная экспресс оценка технико-экономических перспектив различных вариантов селективного извлечения CO_2 показала, что потребуются значительные дополнительные инвестиции (до 1 млрд \$ USA, в случае извлечения всего количества CO_2 , содержащего в искомом сырье), при этом степень селективности не превысит 80%.

Таким образом, очевидно, что организация закачки диоксида углерода значительно затратнее и сложнее по сравнению с закачкой всех кислых газов при приблизительно одинаковой технологической эффективности. При этом количество получаемого агента с 1 м^3 пластового газа для закачки примерно в 2,5 раза меньше по сравнению с кислыми газами. Исходя из полученных результатов, на следующей стадии выполнялось технико-экономическое обоснование способа повышения компонентоотдачи на АГКМ путем обратной закачки в пласт кислых газов. Для этих оценок использовалась полномасштабная трехмерная гидродинамическая модель АГКМ.

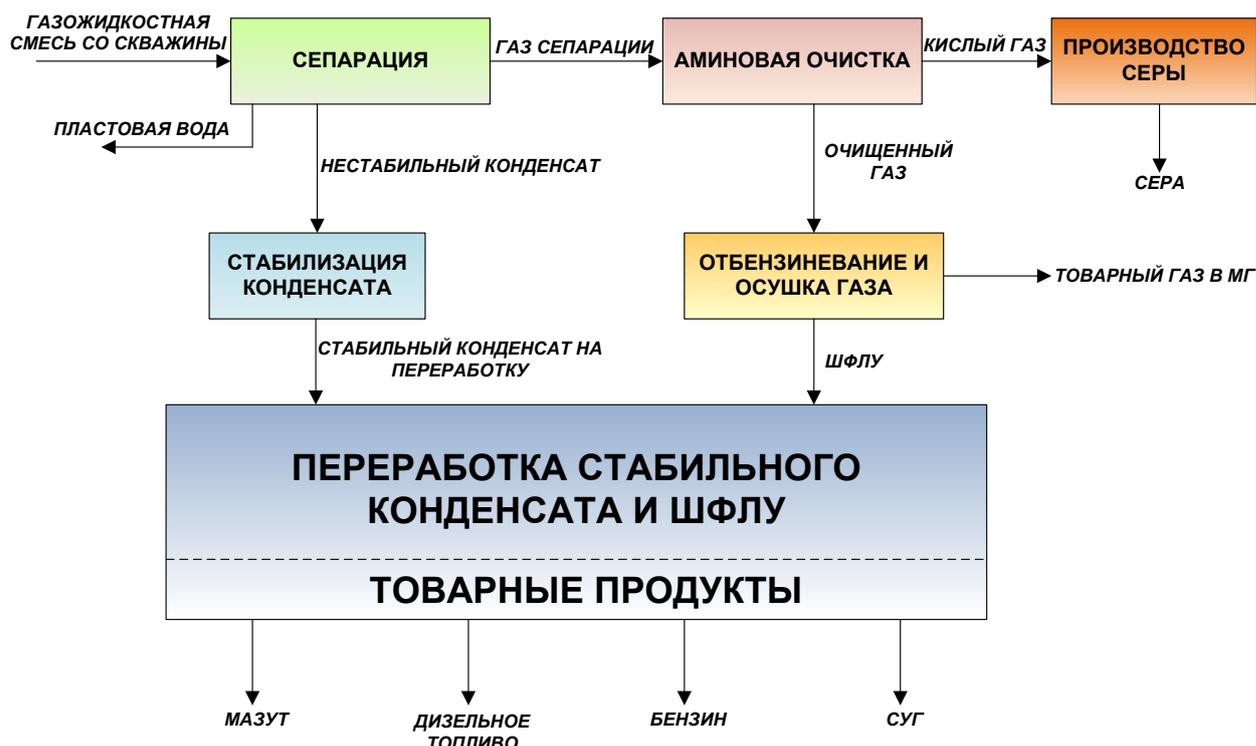


Рисунок 5 – Принципиальная схема производственной цепочки АГК

Организация процесса ППД на УВ месторождениях весьма сложное и затратное мероприятие. Учитывая данные обстоятельства, была разработана стратегия реализации способа повышения компонентоотдачи продуктивного пласта АГКМ, позволяющая максимально минимизировать связанные с этим риски и затраты. Несмотря на незначительные темпы освоения АГКМ и отобранные запасы, в центральной части месторождения сформировались депрессионные воронки, на территории таких зон сейчас располагается значительное количество низкопродуктивных и обводненных скважин, эксплуатация которых экономически невыгодна. Их использование в качестве нагнетательных позволит значительно сократить потребности в инвестициях и максимально эффективно воздействовать на продуктивный пласт с целью повышения его компонентоотдачи.

Наиболее целесообразно реализовывать такую схему при увеличении добычи на АГКМ. В этом случае весь дополнительно добываемый газ сепарируется и очищается от кислых компонентов и направляется в магистральный газопровод, стабильный конденсат отбирается, а кислый газ на закачку в существующие скважины, находящиеся в зонах с пониженным пластовым давлением.

Реализация такой схемы позволит увеличить добычу из новых зон без строительства дополнительных мощностей производства серы, повысить компонентоотдачу в зонах пониженного пластового давления, а также минимизировать затраты за счет использования для нагнетания скважин существующего фонда.

В рамках разработанной стратегии реализации технологии ППД на АГКМ, для минимизации технологических рисков недостижения ожидаемых

результатов, предлагается до начала крупномасштабных работ провести пробную закачку выбранного агента в одну из действующих скважин Астраханского ГКМ. Организация пробной закачки позволит получить новые знания и тем самым значительно сократить риски на стадии промышленной реализации технологии ППД.

По экологическим ограничениям на АГКМ достигнута предельная добыча (12 млрд м³/год газа сепарации). Расширение добычи потребует также более совершенных технологий по очистке хвостовых газов от серных соединений, что приведет к значительному росту производства серы, которая, как отмечалось выше, в настоящее время малоликвидна, а ее рынок – волатильный. Использование же при разработке месторождения технологии закачки кислого газа позволит избежать как увеличение выбросов загрязняющих веществ, так и перепроизводство серы, так как основной источник токсичности и получения серы (сероводород) будет возвращаться обратно в пласт в составе кислого газа

Для оценки эффективности перспектив реализации на АГКМ закачки кислых газов обратно в пласт с целью повышения его компонентоотдачи был выполнен расчет технико-экономических показателей двух вариантов разработки месторождения:

- вариант 1 (базовый вариант) предусматривает дальнейшую разработку месторождения на базе реализованных технико-технологических решений месторождения с сохранением достигнутых темпов его освоения (12 млрд/м³ газа сепарации в год);

- вариант 2 предусматривает увеличение добычи пластового сырья до 18 млрд/м³ газа сепарации в год с использованием технологии ППД путем закачки кислого газа. Причем, дополнительно добываемый объем 6 млрд/м³ газа сепарации в год перерабатываются на новом ГПЗ.

Для расчета технологических показателей вариантов разработки месторождения использовалась полномасштабная трехмерная гидродинамическая модель АГКМ, адаптированная по истории разработки от начала эксплуатации месторождения до сегодняшних дней. Модель позволяет рассмотреть варианты закачки в прогнозный период отдельных компонентов смеси в пласт, проследить их распространение и изменение компонентного состава в добыче скважин. С учётом этого в работе использовалась трехмерная изотермическая композиционная модель фильтрации в среде с одинарной пористостью. Расчетные показатели приведены на рисунке 6.

Стратегия базового варианта основывалась на поддержании добычи 12 млрд м³/год газа сепарации с минимизацией ввода новых скважин (только для поддержания добычи). Добыча и выработка стабильного конденсата планомерно уменьшается по причине снижения пластового давления в зоне эксплуатационных скважин ниже $P_{н.к.}$

В варианте 2 осуществляется закачка смеси кислых газов, выделяемых из пластового газа. Объемы закачки определялись исходя из возможности газоперерабатывающих мощностей: 100% номинального объема выделяемого кислого газа из дополнительно (по сравнению с базовым вариантом) добытого сырья (без учета прорыва) – 2460 млн м³ в год.

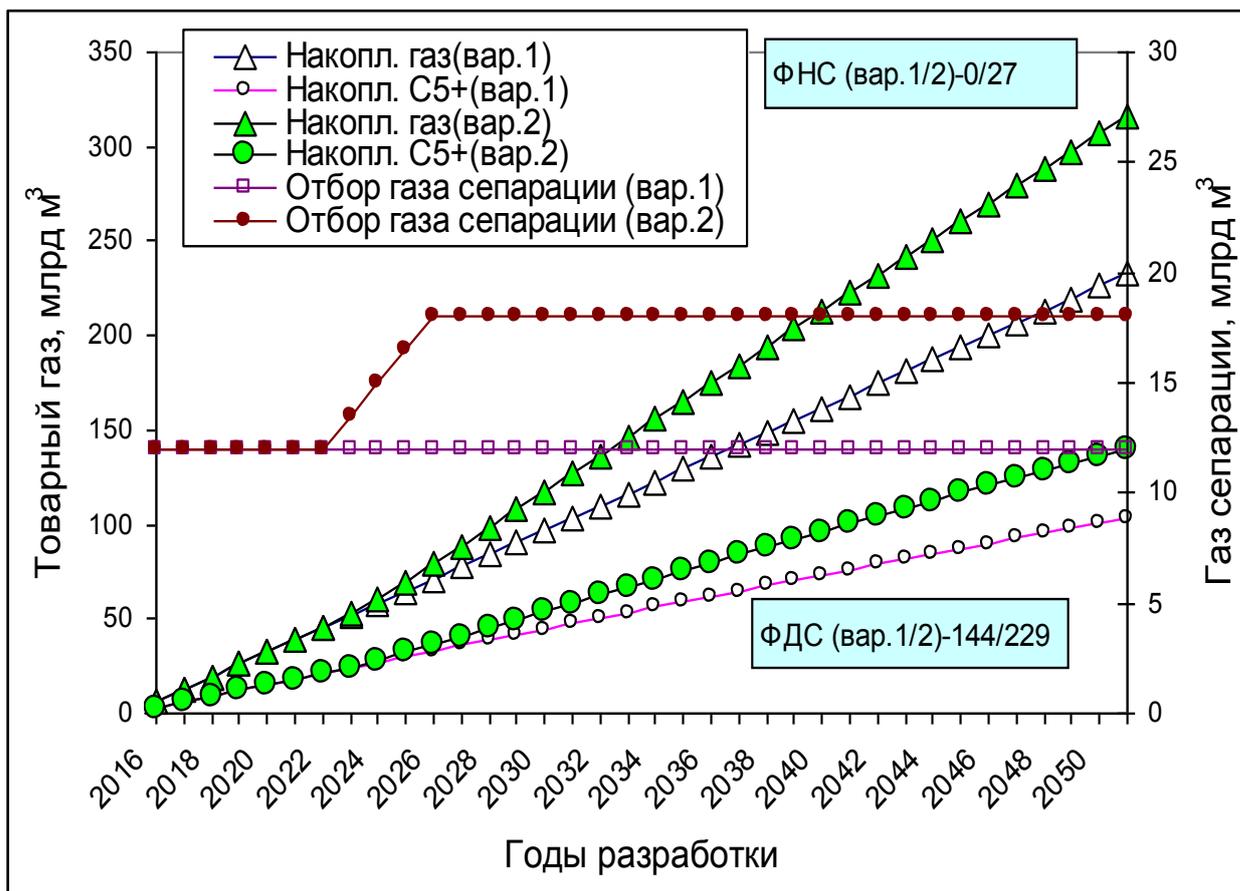


Рисунок 6 – Основные технологические показатели разработки АГКМ по вариантам (ФДС и ФНС - фонд добывающих и нагнетательных скважин)

Согласно методике оценка экономических показателей и анализ экономической эффективности вариантов разработки месторождения основывается на расчете и анализе чистого денежного потока, генерируемого проектом для различных исходных данных по капитальным вложениям, эксплуатационным затратам, и выручки от реализации продукции. При этом экономическая эффективность варианта 2, предусматривающего увеличение уровней добычи на АГКМ с использованием технологии закачки кислых газов обратно в пласт, оценивалась по результатам анализа дополнительного, по сравнению с базовым вариантом (вариантом 1 – «без проекта»), чистого денежного потока, генерируемого в результате реализации предлагаемых технико-технологических решений.

Было выделено три инвестиционных этапа:

- этап 1 – создание опытного полигона (2016-2017 гг.);
- этап 2 - опытно-промышленные работы в рамках действующего АГК (2019-2022 гг.). В этот период расширение добычи не предусмотрено;
- этап 3 – промышленная реализация вариантов (2023-2051 гг.). В этот период предусматривается постепенное повышение добычи с достигнутого уровня 12 до 18 млрд м³ газа сепарации в год.

Конечные показатели экономической эффективности рассмотренных вариантов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Суммарные показатели экономической эффективности за рассматриваемый период по вариантам

Наименование показателей	Вариант 1	Вариант 2
Товарный газ, млрд м ³	233	316
Закачка, млрд м ³	-	70
Стабильный конденсат, млн т., в т. ч.:	104	140
Эксплуатационный фонд скважин, ед.	144	229
Капитальные вложения, млрд руб.	28	238
Затраты на производство (без амортизации и налогов), млрд руб.	1217	1631
Налоги, включаемые в себестоимость, млрд руб.	703	911
Выручка от реализации продукции, млрд руб.	3122	4171
Чистый доход, млрд руб.	1179	1423
Срок окупаемости дополнительных инвестиций (по ЧД), лет	-	7,2
Чистый дисконтированный доход, млрд руб.	332	368
Срок окупаемости дополнительных инвестиций (по ЧДД), лет	-	9,2
Внутренняя норма доходности дополнительных инвестиций, %	-	19,8
Ставка дисконтирования, %	10	

Как видно из приведенных данных, повышение добычи на АГКМ с применением технологии закачки кислых газов обратно в пласт экономически выгодно.

Вариант 2, предполагающий закачку обратно в пласт всего дополнительно добываемого объема кислых газов, характеризуется высокими показателями экономической эффективности (ВНД около 20 %).

Выводы и рекомендации

1. В результате проведенного анализа и обобщения имеющегося опыта освоения газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений показано, что комплексное исследование вопросов закачки неуглеводородных компонентов пластовой смеси с позиций технологической целесообразности, технической реализуемости, а также экономической эффективности является в настоящее время актуальной и практически значимой задачей.

2. В результате выполненных оценок обоснована актуальность реализации на АГКМ технологий, направленных на повышение компонентоотдачи пласта. Показано, что при разработке месторождения на истощение конечная величина конденсатоотдачи пласта не превысит 40-45%, при этом суммарные пластовые потери газового конденсата превысят сотни миллионов тонн.

3. На основании результатов исследований свойств пластовой системы АГКМ и их изменений в зависимости от содержания неуглеводородных компонентов выбраны наиболее перспективные для их обратной закачки в продуктивный пласт с целью повышения компонентоотдачи.

4. Проведено моделирование процессов обратной закачки различных агентов (углекислый газ, смесь кислых газов, газ сепарации) для оценки ее влияния на компонентоотдачу продуктивных пластов Астраханского ГКМ. Задача моделирования решалась поэтапно. Предварительно, основываясь на известных закономерностях термодинамических процессов, было проведено

принципиальное сравнение эффективности влияния на конденсатоотдачу закачки различных агентов в продуктивный пласт АГКМ, выделены наиболее перспективные агенты, а также определен (качественно) технологический эффект от закачки. По результатам последующего гидродинамического моделирования на трехмерной секторной геолого-фильтрационной модели АГКМ была определена наиболее рациональная стратегия закачки выделенных агентов, а также исследованы основные закономерности распространения закачиваемого агента к добывающим скважинам и влияние закачки на конечную компонентоотдачу пласта.

5. С учетом экономических критериев обоснован наиболее эффективный агент для закачки (смесь сероводорода и диоксида углерода, которая содержится в пластовом сырье). ППД с его применением позволит повысить величину конечной конденсатоотдачи пласта до 50-55 %.

6. Предложена стратегия реализации способа повышения компонентоотдачи пласта на АГКМ, базирующаяся на экономии необходимых затрат, получении максимальной компонентоотдачи и снижении возможных рисков.

7. Выполнено технико-экономическое обоснование способа повышения компонентоотдачи путем закачки в продуктивный пласт смеси кислых газов. Реализация предложенного способа обеспечивает внутреннюю норму доходности требуемых для реализации инвестиций на уровне 20%.

Основные научные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих работах:

1. Мирошниченко М.Г., Жирнов Р.А, Сидорчук Е.А., Люгай А.Д. «Опыт и перспективы освоения уникального Астраханского ГКМ» / Тезисы докладов всероссийской молодежной научной конференции «Трофимуковские чтения» – Новосибирск: ИНГГ РАН, 2008. - С.103-106

2. Шкляр Р.Л., Дербенёв В.А., Мирошниченко М.Г., Гатин Р.И., Люгай А.Д. Опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений // Газовая промышленность. – 2010. – №5. – С.29-34

3. Люгай А.Д. Совершенствование системы разработки Астраханского ГКМ в целях увеличения конденсатоотдачи // Газовая промышленность. – 2014. – №9. – С. 59-61.

4. Патент РФ № 2428375 Способ подготовки двуокиси серы для закачки в пласт через нагнетательную скважину / Шкляр Р.Л., Люгай Д.В., Мамаев А.В., Жирнов Р.А., Набоков С.В., Дербенёв В.А., Чуманова Е.И., Люгай А.Д. Приоритет от 11.01.2011. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 10.09.2011 (Патентообладатель - ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Подписано к печати «11» апреля 2016 г.

Заказ № 4333

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд. л., ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717, Московская область,

Ленинский р-н, п. Развилка.