

ТРЕБОВАНИЯ

**К СОСТАВУ И ПРАВИЛАМ ОФОРМЛЕНИЯ
ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ
МАТЕРИАЛОВ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ
ОБОСНОВАНИЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА**

Москва 2007

УДК 553.04:553.982

ББК 26.343.1

Т 66

Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М. 2008, 59 с.

«Требования...» разработаны в соответствии с положениями «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (МПР России, 2005).

Рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр, утвержденным Заместителем Министра природных ресурсов Российской Федерации Л.И. Варламовым.

«Требования...» определяют перечень основных вопросов, которые должны быть освещены в материалах по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа, представляемых на государственную экспертизу, и предназначены для использования всеми недропользователями и организациями, независимо от их ведомственной подчиненности и форм собственности, осуществляющими разведку, добычу и подсчет запасов месторождений нефти и горючих газов.

**Требования к составу и правилам оформления
представляемых на государственную экспертизу
материалов по технико-экономическим обоснованиям
коэффициентов извлечения газа**

1. Общие положения

Величина конечной газоотдачи пласта зависит от различных факторов, исследованию которых посвящены многочисленные публикации и монографии, включающие также большой спектр лабораторных исследований на моделях газового пласта и керна.

По аналогии с терминологией, применяемой в практике разработки нефтяных месторождений (КИН), величину конечной газоотдачи целесообразно назвать коэффициентом извлечения газа (КИГ).

Данные рекомендации, разработанные МПР России предназначены для использования, организациями Министерства природных ресурсов Российской Федерации и других ведомств при составлении ТЭО коэффициентов извлечения газа на различных этапах освоения месторождений (залежей): до начала эксплуатации; в период промышленной разработки; на завершающей стадии эксплуатации. ТЭО входит в состав материалов, представляемых уполномоченному экспертному органу для рассмотрения и утверждения запасов газа.

Коэффициент извлечения газа (коэффициент газоотдачи) – отношение величины суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) с начала разработки на дату его определения к величине начальных геологических запасов газа, выраженное в долях единицы.

Поэтому КИГ, в отличие от общей величины запасов газа (геологические запасы), определяемой только естественными природными факторами, зависит также от целого ряда так называемых неприродных факторов, связанных с технико-технологическими и экономическими аспектами добычи углеводородов. По своей сути КИГ является в конечном счете тем самым агрегатным коэффициентом, по которому судят об эффективности проектов разработки при их защите на Центральной Комиссии по разработке.

Потенциально возможный конечный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда пластовое давление снижается до давления в 1 атм.

Технологически достижимый конечный потенциальный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда пластовое давление снижается до величины давления «забрасывания», эта величина добычи достигнутой на момент прекращения эксплуатации добывающих скважин по технологическим причинам (например, вследствие обводнения), либо в связи с возможностями

использования техники и технологии эксплуатации скважин для заключительной стадии эксплуатации.

Достоверность оценки КИГ месторождений, разрабатываемых при водонапорном режиме, зависит, в основном, от трех условий:

- 1) точности прогноза внедрения объемов пластовой воды в газонасыщенную часть залежи;
- 2) погрешности прогноза характера распределения и величин остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта;
- 3) прогноза распределения пластового давления по площади и высоте залежи.

До настоящего времени в практике подсчета и представления на государственную экспертизу запасов нефти действовали только нормативно-методические документы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти.

Соответствующий документ для обоснования коэффициентов извлечения газа до настоящего времени отсутствовал. Данный документ позволит восполнить этот пробел.

2. Природные и неприродные факторы и их влияние на КИГ

На степень извлечения газа влияют две группы факторов: природные (геологические) и так называемые неприродные. **Природные факторы** определяются естественными условиями, связанными с формированием залежей и геологическими характеристиками конкретного региона, в котором они расположены. **Неприродные факторы** можно подразделить на две подгруппы: *техничко-технологические и экономические*, предопределяющие обоснование КИГ как решение технико-экономической задачи.

2.1. Природные факторы.

К **основным природным факторам** относятся следующие.

2.1.1. Характеристика продуктивного горизонта (пласта), с которым связана рассматриваемая залежь (объект разработки):

- тип коллектора (терригенный или карбонатный);
- литологическая неоднородность и фациальная изменчивость пород по площади и разрезу;
- структурно-тектонические особенности (наличие тектонических нарушений и пр.);
- деформационные свойства пород-коллекторов.

При терригенном типе коллектора фильтрационные процессы в основном определяются поровой составляющей проводящих каналов. При карбонатном коллекторе имеются матрицы и развитая система трещин и каверн, движение флюидов при этом происходит как через пористую среду, так и по трещинам и кавернам.

Для более однородных пластов КИГ, как правило, более высокий в связи с меньшими объемами заземленного газа при внедрении пластовых вод в залежь.

2.1.2. Тип залежи (пластовая, массивная, массивно-пластовая), этаж газоносности, глубина залегания.

Для массивных и массивно-пластовых залежей характерно более равномерное продвижение газовой воды. Газонасыщенность в обводненных зонах этих залежей, вследствие гравитационного разделения воды и газа, ниже, чем в пластовых залежах. Конечная газоотдача для массивных залежей обычно выше, чем для пластовых залежей.

2.1.3. Характеристика проницаемости продуктивной толщи (горизонта, пласта).

На величину газоотдачи оказывает влияние разница в проницаемости между высоко- и низкопроницаемыми пропластками терригенных коллекторов и между проводимостями матриц, трещин и каверн карбонатных коллекторов.

На завершающей стадии разработки залежей с низкой проницаемостью пород-коллекторов сохраняются высокие перепады между забойными и средними пластовыми давлениями, что снижает конечную газоотдачу.

2.1.4. Начальные термобарические условия (пластовое давление, температура).

При одинаковых величинах конечных пластовых давлений (давлений «забрасывания») конечная газоотдача залежи с более высоким начальным пластовым давлением выше, поскольку меньше отношение массы газа, остающегося в пласте, к первоначальным массовым запасам газа.

При снижении давления в залежи с большим начальным пластовым давлением, в особенности при наличии аномально высокого пластового давления, на величину конечной газоотдачи влияет деформация пласта-коллектора, приводящая к снижению проницаемости, а соответственно, и газоотдачи.

2.1.5. Запасы газа.

Величина начальных запасов газа оказывает непосредственное влияние на условия разработки месторождения (залежи), режим его эксплуатации, направления транспорта газа и конденсата и возможности их использования.

2.1.6. Режим разработки залежи (газовый, водонапорный).

Режим обуславливается характеристикой водоносного бассейна и условиями связи разрабатываемой залежи с этим бассейном. Количественной характеристикой, по величине которой можно судить о режиме разработки залежи, является отношение ее обводненного порового объема на конец разработки к начальному поровому объему. Если эта величина меньше 0,1, то залежь следует относить к группе залежей с газовым режимом, а если больше 0,1, то к группе залежей с водонапорным режимом.

При газовом режиме или слабом проявлении водонапорного режима конечная газоотдача обычно выше, чем при водонапорном режиме.

Для залежей с терригенными коллекторами конечная газоотдача, как правило, выше, чем для залежей с карбонатными коллекторами. В более значительной степени это проявляется при водонапорном режиме разработки вследствие более неравномерного продвижения пластовых вод при карбонатном типе коллекторов.

2.1.7. Состав пластового газа.

От состава зависят направления использования газа в связи с наличием в нем сопутствующих компонентов (сероводорода, гелия и пр.).

2.2. Неприродные факторы.

2.2.1. Техничко-технологические факторы в основном представлены *системой сбора и подготовки газа к дальнему транспорту*.

Газ от устья каждой скважины по индивидуальным (лучевая система сбора газа) либо коллективным (коллекторно-лучевая система сбора газа) шлейфам поступает на установку комплексной подготовки газа (и конденсата). Компримирование газа, как правило, происходит до поступления газа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Очищенный газ (и стабильный конденсат) после УКПГ через межпромысловый коллектор поступает в систему магистрального транспорта и далее – к потребителю.

С целью увеличения КИГ при проектировании системы обустройства рассматриваются следующие технические решения:

- подключение скважин к УКПГ индивидуальными шлейфами с целью регулирования дебитов в широких пределах;
- использование коллекторов высокого и низкого давления с целью установления оптимальных дебитов для скважин с различной продуктивностью;
- использование эжекторных технологий и винтовых компрессоров на завершающей стадии разработки с целью эксплуатации скважин при низких давлениях на устье;
- использование информационно-управляющей системы работы скважин, способной фиксировать наличие пластовых вод и механических примесей в продукции скважин, и применение эффективных методов эксплуатации.

Система сбора и подготовки газа к дальнему транспорту должна эффективно функционировать в течение всей жизни месторождения без капитальных вложений в глобальную реконструкцию.

2.2.2. Как уже отмечалось выше, на заключительном этапе разработки обоснование КИГ производится как решение технико-экономической задачи. Значительная часть капитальных вложений приходится на реконструкцию системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту.

С целью увеличения эффективности разработки и достижения максимального КИГ время разработки всего месторождения не должно превышать срока физического износа промышленного оборудования.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений-гигантов большое значение на оценку КИГ оказывает *очередность вовлечения отдельных участков залежи в разработку*.

Как правило, освоение газовых и газоконденсатных месторождений начинается с купольной его части с подключением периферии залежи. Эксплуатация малых и средних месторождений обеспечивается одной УКПГ, и период полного разбуривания составляет всего несколько лет. В результате такого освоения не возникает необходимости разновременной реконструкции системы сбора и подготовки газа на завершающем этапе разработки.

Уникальные размеры сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера предопределили поэтапный ввод в разработку отдельных участков месторождения, эксплуатация которых обеспечивается несколькими УКПГ например, на Медвежьем месторождении их 9, а на Большом Уренгое – 16.

Такая схема освоения, как показала практика, является наиболее реальной, но в то же время приводит к различной выработке запасов газа по площади газоносности уже при выходе на проектный уровень годовых отборов. На Уренгойском месторождении к этому сроку величина текущей газоотдачи по УКПГ колебалась от 37 % (УКПГ-3) до 5 % (УКПГ-1АС). Аналогичная картина наблюдалась на Медвежьем месторождении, где к моменту ввода в эксплуатацию УКПГ-9 по зоне УКПГ-2 было отобрано 35 % ее начальных запасов. Данное обстоятельство обусловило внутрипластовые перетоки газа в продуктивном пласте между зонами отборов УКПГ и образование локальных депрессионных воронок, глубина которых во времени может уменьшаться за счет сокращения интенсивности внутрипластовых перетоков. Анализ распределения пластового давления по площади газоносности во времени показывает, что его характер формировался под влиянием пяти основных факторов:

- особенностей геологического строения зон отбора;
- продолжительности эксплуатации зон отбора;
- накопленной добычи газа;
- темпа отбора (соотношение годовой добычи к запасам зоны отбора);
- проявления водонапорного режима.

Известно, что большая глубина депрессионных воронок на участках интенсивного отбора газа приводит к преждевременному обводнению скважин, разрушению пласта-коллектора, более раннему вводу ДКС, ухудшению условий выноса скважинной продукции на поверхность и т.д., последствием чего является уменьшение КИГ при всех равных условиях. В случае

многопластовой залежи негативные последствия от образования глубоких депрессионных воронок увеличиваются за счет необходимости «синхронной» отработки всего этажа газоносности.

Кроме этого поэтапный ввод в разработку отдельных участков месторождения приводит к необходимости разновременной реконструкции системы сбора и подготовки газа. На завершающем этапе разработки часть промыслового оборудования и внутривысокопластовых сетей требуют замены по причине физического износа. В итоге возникает дилемма дальнейшего использования части производственной инфраструктуры (УКПГ, ДКС, шлейфы) после глобальной реконструкции или отказа от него. В последнем случае добыча газа из части месторождения возможна лишь за счет внутрипластовых перетоков, последствием чего является уменьшение КИГ.

Таким образом, с одной стороны, большие размеры месторождения и реальные сроки строительства производственной инфраструктуры требуют поэтапного освоения месторождения, а с другой – условие минимизации внутрипластовых перетоков с целью рационального использования пластовой энергии и повышения КИГ достигается при отборах газа из участков месторождения пропорционально их запасам. Стратегия разработки, сроки ввода в разработку скважин, УКПГ определяются как компромисс вышеперечисленных условий на основе сопоставления технико-экономических расчетов вариантов разработки.

3. Типизация (подразделение) месторождений (залежей) с учетом различных факторов при обосновании КИГ

При обосновании КИГ необходимо учитывать особенности геологического строения, распределение проницаемости (проницаемости) по площади газоносности, содержание конденсата в пластовом газе и его степень выпадения при снижении пластового давления, способ и систему разработки, горно-геологические и технологические особенности. Предлагается следующая типизация месторождений при обосновании КИГ.

По особенностям геологического строения месторождения (залежи) могут быть:

- *простого строения*, т.е. связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами и отличающиеся выдержанностью продуктивных пластов по площади и разрезу;
- *сложного строения*, характеризующиеся невыдержанностью пластов как по мощности, так и по коллекторским свойствам, наличием литологических замещений и тектонических нарушений.

По величине средней проницаемости пород-коллекторов залежи можно условно разделить на залежи с *высокой* и с *низкой проницаемостью*. При этом граничное значение последней составляет 0,01 мД (0,01 мкм²).

По **содержанию конденсата** месторождения (залежи) природного газа можно подразделить на группы:

- с *малым содержанием* конденсата (менее 25 г/м³);
- со *средним содержанием* конденсата (от 25 до 100 г/м³);
- с *высоким содержанием* конденсата (более 100 г/м³).

По **степени выпадения конденсата** газоконденсатные залежи подразделяются на две группы в зависимости от принятого параметра – градиента конденсатной характеристики. Последний представляет собой отношение разности между начальным и минимальным содержанием конденсата в пластовом газе к разности между начальным пластовым давлением и давлением максимальной конденсации. Группе залежей с *незначительным выпадением* конденсата соответствует величина указанного параметра менее 5 (г/м³)/МПа, а группе залежей с *существенным выпадением* конденсата – более 5 (г/м³)/МПа.

По **способу разработки** месторождения (залежи) подразделяются на:

- *разрабатываемые на естественном режиме* (истощение);
- *разрабатываемые с использованием методов поддержания пластового давления и воздействия на пласт* (сайклинг-процесс, перепуск газа из другого горизонта, закачка воды и других агентов).

В зависимости от **системы разработки** многозалежные месторождения подразделяются на два вида:

- с *эксплуатацией каждой залежи самостоятельной сеткой скважин*;
- *при объединении нескольких залежей в эксплуатационный объект с единой сеткой скважин*.

Месторождения (залежи) можно подразделить также на две группы с учетом **горно-геологических и технологических особенностей**, влияющих на условия разработки, строительство скважин и их эксплуатацию (деформация пород, в том числе вышележащих, наличие АВПД или АНПД, присутствие тектонических нарушений и др.):

- *месторождения без осложнений*;
- *месторождения со сложными условиями*.

4. Оценка КИГ на различных этапах освоения месторождений (залежей)

4.1. Оценка КИГ проводится на этапе защиты запасов при государственной экспертизе на материалах разведочного бурения. Цель – выявление объемов газа (конденсата) для оценки капитальных вложений в систему добычи и транспорта газа (конденсата) и определения налогооблагаемой базы. На данном этапе, как правило, недостаточно информации для проведения

газодинамических расчетов при определении КИГ, поэтому используют среднестатистические данные и аналогии, экспертные оценки, статистические зависимости.

При проектировании разработки КИГ определяется на основе технологических и технико-экономических расчетов.

На начальной стадии проектирования используются, как правило, упрощенные математические модели с учетом технико-экономических показателей.

Для уникальных и крупных газоконденсатных месторождений прогнозирование конечной газоотдачи осуществляется с использованием многомерных (в случае необходимости – многокомпонентных) газогидродинамических моделей.

Для расчетов извлекаемых запасов газа требуется детальное обоснование как характеристики используемой газогидродинамической модели, так и необходимых для ее построения исходных данных.

Извлекаемые запасы рассчитываются по вариантам, отличающимся между собой количеством эксплуатационных объектов, системами размещения и количеством скважин, темпами разбуривания и отбора газа, технологическими возможностями его добычи и подготовки к транспорту, требованиями по охране недр и окружающей среды. Применяются также способы решения обратных задач на основе материалов, полученных в процессе эксплуатации. Используются также статистические зависимости величин отборов газа от различных геолого-промысловых параметров.

На этапе основной разработки при накоплении достаточного объема исходных данных создается постоянно действующая цифровая модель. На основе этой модели периодически уточняются емкостные и фильтрационные параметры как разрабатываемого месторождения (залежи), так и водоносного бассейна, с которым оно связано. С учетом уточненных параметров определяются извлекаемые запасы газа и, соответственно, коэффициент конечной газоотдачи.

На завершающей стадии эксплуатации следует учитывать целый ряд геологических, технологических и технических факторов (условия эксплуатации скважин при наличии в стволе жидкости и мехпримесей, возможности регулирования продвижения пластовых вод, выбытие скважин по аварийным причинам, снижение дебита вследствие деформации пород-коллекторов и т.д.).

Накопленные материалы эксплуатации позволяют использовать для определения конечной газоотдачи зависимости суммарных отборов газа по скважинам от времени, их дебитов и ряда других показателей. Использование указанных зависимостей для оценки извлекаемых запасов газа является обоснованным при сохранении неизменными в последующем схемы размещения скважин и системы разработки залежи.

4.2. Оценка КИГ по неразрабатываемым месторождениям (залежам).

На стадии апробации или утверждения запасов газа, т.е. до начала промышленной эксплуатации месторождения (залежи), прогнозирование КИГ расчетным путем затрудняется ввиду существенной неопределенности, обусловленной неполнотой и неточностью информации о продуктивном пласте, водоносном бассейне, динамике отборов газа и пр., а также непредсказуемостью возникновения в процессе разработки неблагоприятных ситуаций (изменения потребностей в добываемой продукции, цен на нее и пр.).

Поэтому должен использоваться имеющийся опыт разработки как отечественных, так и зарубежных месторождений. При этом можно применять как метод аналогий, так и статистический подход.

4.2.1. Использование метода аналогий. Подразделение месторождений (залежей) на группы, с оценкой КИГ.

Для экспертных оценок на основе аналогий месторождения по величине конечного КИГ с учетом вышеизложенных факторов подразделяются на следующие группы.

а) Газовые месторождения (залежи) и газоконденсатные объекты со средним содержанием конденсата, разрабатываемые на истощение, без влияния естественного водонапорного режима. Эти залежи в основном пластового типа и средние по величине запасов газа. Конечный КИГ достигает 0,9, для небольших (мелких) залежей он может снижаться до 0,8.

б) Газовые месторождения (залежи) и газоконденсатные залежи со средним содержанием конденсата, массивного и массивно-пластового типов, с низкопроницаемыми пластами-коллекторами, в частности, с наличием весьма слабопроницаемых пропластков, разрабатываемые на истощение, без влияния естественного водонапорного режима. Эти залежи, в основном крупные и уникальные по величине запасов газа. Конечный КИГ можно принимать равным 0,95.

в) Газовые месторождения (залежи) и газоконденсатные залежи со средним содержанием конденсата, массивного и массивно-пластового типов, с высокопроницаемыми пластами-коллекторами, разрабатываемые на истощение в условиях естественного водонапорного режима. Эти залежи в основном крупные и уникальные по величине запасов газа. Конечный КИГ оценивается величиной 0,9.

г) Залежи пластового типа, в том числе водоплавающие, разрабатываемые при естественном водонапорном режиме на истощение. Они в основном средние и мелкие по величине запасов газа и, как правило, характеризуются высокопроницаемыми коллекторами. В этой группе можно выделить две подгруппы:

– залежи, разработка которых характеризуется значительным возмещением пластовой энергии отбираемого газа внедряющейся пластовой водой и, соответственно, незначительным уменьшением пластового давления; по ним отмечаются низкие значения коэффициентов остаточной газонасыщенности;

– залежи, эксплуатация которых приводит к высокой средней остаточной газонасыщенности обводненной зоны и сопровождается значительным избирательным продвижением пластовой воды.

По залежам первой подгруппы конечный КИГ достигает 0,85, по залежам второй подгруппы он снижается до 0,6.

д) Многозалежные месторождения, в которых несколько залежей объединены в эксплуатационный объект, разрабатываемый единой сеткой скважин. При количестве совместно эксплуатирующихся залежей менее трех, конечный КИГ может составить 0,8, при объединении в один объект трех и более залежей он снижается до 0,7.

е) Газоконденсатные залежи с высоким содержанием конденсата, разрабатываемые на истощения без влияния естественного водонапорного режима. При незначительном выпадении конденсата конечный КИГ составляет 0,8, а при значительном выпадении конденсата он снижается до 0,6.

ж) Газоконденсатные залежи с высоким содержанием конденсата, разрабатываемые без влияния естественного водонапорного режима с применением методов поддержания пластового давления и воздействия на пласт. Конечный КИГ может достигнуть 0,8.

з) Залежи нетрадиционного типа (газогидратные, связанные с отдельными линзовидными мозаично расположенными продуктивными участками и др.), по которым конечный КИГ можно весьма приблизительно принять равным 0,5.

Для залежей, относящихся ко всем указанным группам, кроме последней, при сложном геологическом строении величина конечного КИГ может уменьшиться на 0,1, для залежей с осложненными условиями (см. раздел 3) он снижается также на 0,1.

Метод аналогий рекомендуется применять, если рассматриваемое месторождение (залежь) относится к той же группе, что и его аналог, и имеет схожие с ним характерные особенности.

4.2.2. Оценка КИГ по статистическим данным.

На основании опыта разработки отечественных месторождений систематизированы материалы по конечным КИГ с учетом основных характеристик разрабатываемых месторождений (залежей).

Полученные статистические данные по конечным КИГ приведены в нижеследующей таблице, составленной на основе анализа результатов эксплуатации большого числа (более 100) самостоятельно разрабатываемых залежей, законченных разработкой или находящихся на ее заключительной стадии. Их следует использовать для прогнозной оценки конечного КИГ по неразрабатываемым объектам. При составлении таблицы принято условие, что залежи с газовым режимом разработки – это те залежи, по которым отношение обводненного порового объема на конец разработки к начальному газонасыщенному поровому объему составляет менее 0,1. При

величине этого отношения более 0,1 режим разработки определяется как водонапорный. В указанной таблице помещены данные по КИГ для залежей, в которых содержание конденсата не превышает 250 г/м³.

В соответствии с «Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом МПР России от 01.11.2005 г. № 298 по величине геологических запасов газа месторождения подразделяются на:

- уникальные – более 500 млрд. м³;
- крупные – от 30 до 500 млрд. м³;
- средние – от 3 до 30 млрд. м³;
- мелкие – от 1 до 3 млрд. м³;
- очень мелкие – менее 1 млрд. м³.

Статистические данные по конечным коэффициентам извлечения газа (на основании отечественного опыта)

* массивно-пластовые и массивные – мп, пластовые – п
** уникальные и крупные месторождения – к; средние месторождения – с; мелкие месторождения – м

4.3. Оценка КИГ по разрабатываемым месторождениям (залежам).

Технологические схемы, проекты разработки и доработки – основные проектные документы, соответствующие стадиям разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

В составе технологической схемы рассматривается опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ). Цель ОПЭ – получение информации и уточнение необходимых исходных данных для обоснования проектных решений на период основной разработки. Срок ОПЭ устанавливается на 3–5 лет. В период ОПЭ реализуется комплекс научно-технических мероприятий для уточнения геологического строения (начальных запасов), фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, продуктивности скважин и т.д.

Проект разработки базируется на более детальной информации, включающей материалы реализации ОПЭ и анализа разработки.

Проект доработки предназначен для завершающей стадии разработки, которая характеризуется осложненными условиями эксплуатации скважин и необходимостью частичной или полной реконструкции системы сбора и подготовки газа.

Показатели разработки (в проектах разработки и доработки) определяются на основе постоянно действующей геолого-газодинамической (трехмерной) модели, адаптированной по истории разработки. Применение современных компьютерных технологий позволяет производить расчеты по прогнозированию конечной газоотдачи на этапе проектирования разработки. В рамках анализа разработки определяется величина дренируемых запасов. Анализ динамики дренируемых запасов, их сопоставление с начальными запасами, учет режима работы залежи, использование постоянно действующей геолого-газодинамической (трехмерной) модели позволяет дать адресную оценку величины КИГ как по участкам месторождения, так и для залежи в целом. Регулирование разработки, перераспределение отборов по площади газоносности, добуривание периферии залежи и слободренируемых зон позволяет минимизировать внутрислоистовые перетоки и сократить непроизводительные потери пластовой энергии. Вышеперечисленные мероприятия приводят к повышению КИГ. При проектировании разработки с целью увеличения КИГ рассматриваются следующие технические решения:

- размещение забоев эксплуатационных скважин по площади газоносности пропорционально плотности распределения начальных и дренируемых запасов, что обеспечит равномерное падение пластового давления по площади месторождения и равномерное внедрение подошвенных и краевых вод;

- дифференцированная система вскрытия продуктивного пласта-коллектора, что обеспечит равномерное снижение пластового давления по разрезу;

- опережающее бурение эксплуатационного фонда (при достижении запланированных максимальных отборов газа из месторождения все эксплуатационные скважины должны быть в действующем фонде, добуривание скважин в период постоянных отборов приводит к образованию локальных депрессионных воронок вблизи работающих скважин);

- использование передовых технологий вскрытия и освоения с целью уменьшения зоны кольтматации (поражения) пласта-коллектора и быстрого достижения потенциальной производительности скважин после начала эксплуатации;

- регулирование отборов газа с учетом сезонного спроса с целью предотвращения неравномерного продвижения подошвенных и краевых вод.

При проектировании доразработки с целью увеличения КИГ рассматриваются следующие технические решения:

- интенсификация притока газа к забоям скважин;
- применение эффективных технологий проведения капитальных ремонтов скважин;
- при необходимости добуривание скважин на слабодренлируемых участках залежи и зарезка боковых стволов на обводненных скважинах;
- локальная или глобальная реконструкция системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту.

На заключительном этапе разработки обоснование КИГ производится как решение технико-экономической задачи. С одной стороны, оцениваются капитальные вложения в реконструкцию системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту, капитальные ремонты скважин, зарезке боковых стволов и т.д., с другой – определяются технико-экономические показатели, характеризующие эффективность работы недропользователя.

Таким образом, наличие дополнительной информации в связи с уточнением геологического строения (начальных запасов), учет геолого-промысловых и технологических характеристик, режима работы залежи, возможность использования постоянно действующей геолого-газодинамической (трехмерной) модели даст более надежную и обоснованную оценку КИГ.

5. Влияние газодинамических параметров и режимов разработки на величину конечной газоотдачи.

5.1. Газовые и газоконденсатные месторождения (далее по тексту ГМ и ГKM) являются уникальными скоплениями углеводородов с невозобновляемыми ресурсами, поэтому увеличение КИГ даже на 1–2 % – важнейшая народнохозяйственная задача. Отметим попутно, что для больших и уникальных месторождений это увеличение равносильно открытию среднего по запасам ГМ.

Среди факторов, влияющих на величину КИГ при разработке ГМ на истощение, отметим следующие:

- фильтрационно-емкостные свойства пласта (ФЕС), в том числе агрегатный коэффициент пьезопроводности пласта ($\chi = k/(\mu m)$), где k – проницаемость, μ – вязкость, m – пористость);
- система расположения эксплуатационных скважин (расстояние между забоями), характеризующее эффективные области дренирования пласта:
 - темп отбора газа из каждой скважины и месторождения в целом;
 - технологический режим эксплуатации, включая определение предельно допустимой депрессии на пласт и безводного дебита;
 - система вскрытия пласта, в том числе расстояние от нижних дыр перфорации от плоскости ГВК;
 - мероприятия по интенсификации притока газа к скважине (гидроразрыв, пескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны пласта реагентами и пр.);
 - степень неоднородности пласта и анизотропия по проницаемости;
 - активность водонапорной системы (газовый, упруговодонапорный или водонапорный режимы разработки);
 - экономическая эффективность проекта и технических решений по его реализации, обоснование рентабельного дебита и давления «забрасывания» на завершающей стадии разработки месторождения, альтернативные методы использования остаточного низконапорного газа в залежи на месте при неэффективности его транспортировки на дальнейшее расстояние;
 - методы воздействия на пласт (закачка воды, газа или нейтральных агентов в пласт) с целью повышения конденсатонефтеотдачи при большом содержании жидких углеводородов и наличии нефтяных оторочек.

Детальный анализ вышеназванных факторов показывает, что основным параметром, влияющим на величину как текущего, так и конечного КИГ, является агрегированный в реальном макрообъеме параметр пьезопроводности, от значения которого зависят и сам эффективный радиус, и объем дренирования запасов, откуда следует и расстояние между забоями добывающих скважин (иными словами предлагаемая к реализации сетка расположения скважин). Отсюда следует очень важный в практическом смысле вывод: в проектных проработках должны быть представлены оптимизационные расчеты по расстановке эксплуатационного фонда скважин, обеспечивающие получение максимального возможного значения КИГ. Эти расчеты проводятся при использовании двухмерных или трехмерных геологических моделей. Для решения задачи оптимальной расстановки скважин в качестве первого приближения можно использовать достаточно простые соотношения, вытекающие из самого определения КИГ, а именно:

$$\kappa_{\Gamma}(t) = \frac{\sum_{t=0}^{\tau} q(t) dt}{V}, \quad (1)$$

где $\kappa_{\Gamma}(t)$ – текущий КИГ; $q(t)$ – годовой отбор газа, млрд. м³; V – начальные запасы газа месторождения, млрд. м³.

Если раскрыть в формуле (1) числитель и знаменатель через соответствующие параметры (дебит, время, число скважин, темп снижения пластового давления, ФЕС пласта), то после некоторых преобразований получим

$$R_{\kappa} = 0,01078 \sqrt{\frac{n \chi t (p_{\text{пл}}^2(t) - p_{\text{зб}}^2(t))}{k_{\Gamma}(t) \beta \ln(R_{\kappa} / r_c)}}, \quad (2)$$

где R_{κ} – эффективный радиус дренирования, км; n – количество скважин;

$p_{\text{пл}}$, $p_{\text{зб}}$ – соответственно пластовое и забойное давления, кгс/см²; r_c – радиус скважины по долоту, β – коэффициент газонасыщенности пласта; $\chi(t)$ – коэффициент пьезопроводности пласта.

Из формулы (2) видно, что ни эффективный радиус дренирования, ни КИГ в явном виде не зависят от дебита и толщины пласта, а целиком определяются пьезопроводностью, газонасыщенностью, текущей депрессионной воронкой и темпом изменения ее во времени. На рис. 1 приведена зависимость КИГ от количества эксплуатационных скважин и устьевого давления по Ковыктинскому ГКМ. Коллектор месторождения имеет сложное строение и характеризуется низкими значениями пористости (0,14) и проницаемости (0,018–0,024 мД). Как видно из рисунка, практический диапазон конечного значения КИГ лежит в пределах от 0,70 до 0,75. Достичь больших значений можно лишь ценой резкого увеличения количества скважин, что не эффективно с экономической точки зрения.

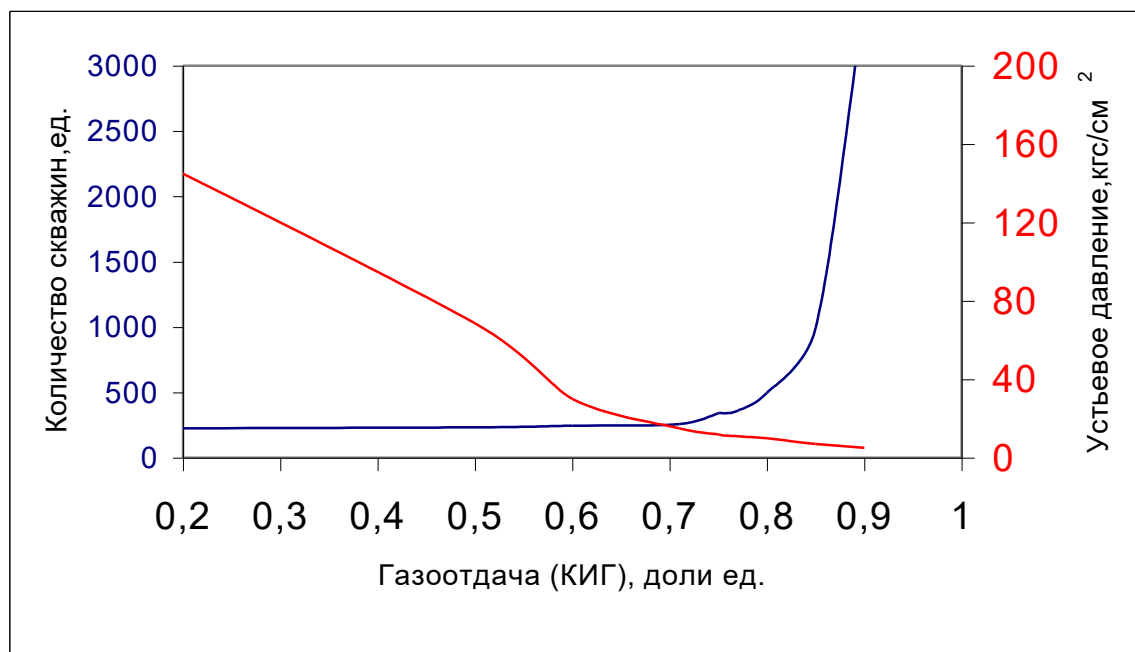


Рисунок 1. Ковыктинское ГКМ. Зависимость КИГ от количества эксплуатационных скважин и устьевого давления.

Выше были проведены оценки без учета вторжения пластовых вод в залежь и при условии квазистационарности процесса. Нами проведены модельные расчеты в широком диапазоне изменения проницаемости и пористости коллектора в нестационарной постановке (по методу И.Б. Чарного) и с учетом интегральной оценки внедрения пластовых вод (Ван-Эвердинген и Херст).

Результаты моделирования представлены на рис. 2 в виде зависимости КИГ от расстояния между забоями скважин для различных значений проницаемости пласта. По результатам моделирования можно сделать следующие выводы:

5.2. Компьютерное моделирование при изучении КИГ.

- конечное значение КИГ в сильной мере зависит от проницаемости пласта и сетки расположения скважин;

- даже при большой проницаемости (от 0,5 Д и выше) конечное значение КИГ не превышает 0,95, что коррелируется с данными статистики и лабораторными исследованиями. По самой оптимистической оценке величина заземленного газа в водоносной части пласта составляет не менее 5 %;

- если сравнить данные рис. 2 с приведенной в 1 разделе статистикой изменения КИГ по отработанным месторождениям с различным геологическим строением и значениями их ФЕС, то наблюдается довольно четкое совпадение оценок;

– таким образом, можно констатировать, что вся наблюдаемая в природе неоднородность строения коллекторов довольно хорошо учитывается комплексным агрегированным параметром пьезопроводности;

– модельные расчеты довольно просты и используются при оптимизационных расчетах, которые после выбора варианта уточняются с учетом площадной или трехмерной неоднородности коллектора, в прикладных пакетах, предназначенных для газодинамических расчетов.

Компьютерное моделирование

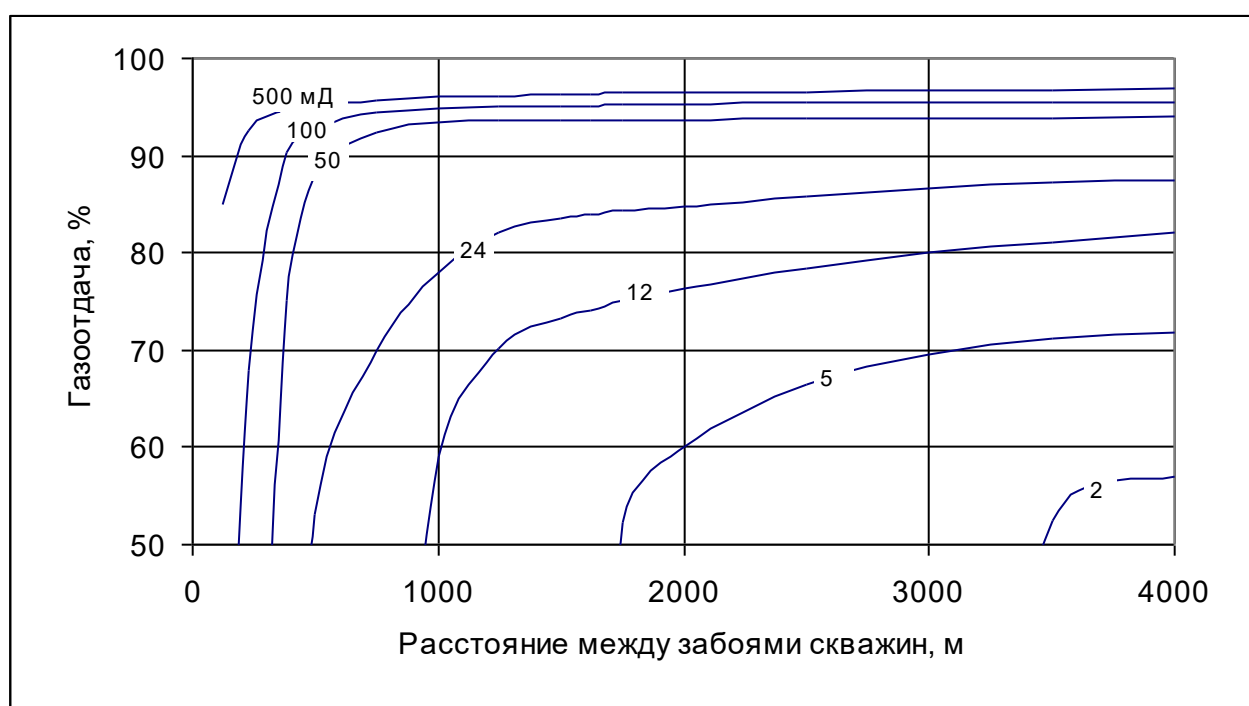


Рисунок 2. Зависимость КИГ от расстояния между забоями газовых скважин при различной проницаемости пласта

6. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения газа

6.1. Выше отмечалось, что величина КИГ зависит от множества факторов, включающих как природно-геологические, так и технико-технологические условия разработки конкретного газового или газоконденсатного месторождения. С позиции рационального использования ресурсов недр задача получения максимального КИГ ставится и прорабатывается в любом проектом документе на разработку месторождения. Поэтому все предлагаемые в проектах технические и технологические решения должны быть направлены на достижение именно этой цели. Каждое месторождение является уникальным скоплением углеводородов, запасы которого являются невозобновляемыми. Исходя из этого, расчеты по оптимизации КИГ с экономической оценкой должны сопровождать любой проект. Исходные данные для технико-экономических расчетов показателей разработки месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные для технико-экономических расчетов показателей разработки месторождения

Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
1. Цена реализации на природный газ, стабильный конденсат		
- на внутреннем рынке	руб. за 1000 м ³ , руб./т	
- на внешнем рынке	долл. за 1000 м ³ , долл./т	
2. Налоги и платежи		
НДС	%	
Налог на добычу полезных ископаемых газа, конденсата	руб. за 1000 м ³ %,	
Единый социальный налог (средний)	%	
Плата за землю	руб. за 1 га	
Страховые платежи на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	%	
Расходы на обеспечение условий труда и техники безопасности	%	
Налог на имущество	%	
Налог на прибыль	%	

3. Капитальные вложения		
Бурение скважин	тыс.руб./1 скв.	
вертикальные		
горизонтальные		
Обустройство газоконденсатных скважин	тыс.руб./1 скв.	
Подъезды к кустам скважин	тыс.руб./1 км	
Газосборные сети	тыс.руб./1 км	
Межпромысловый коллектор	тыс.руб./1 км	
Метанолопровод	тыс.руб./1 км	
УКПГ	тыс.руб.	
УППГ	тыс.руб.	
ДКС	тыс.руб./1 МВт	
Конденсатопровод	тыс.руб./1 км	
Телемеханика и связь	тыс.руб./1 скв.	
АСУТП	тыс.руб./1 скв.	
<i>Общепромысловые объекты</i>		
Обустройство карьеров	тыс.руб./1 скв.	
Опорная база промысла	тыс.руб./1 скв.	
Вахтовый поселок	тыс.руб./1 чел.	
Межпромысловая дорога	тыс.руб./1 км	
Водозаборные сооружения	тыс.руб./1 скв.	
Площадка погл. скважин	тыс.руб./1 скв.	
ВЛ-35 Кв	тыс.руб./1 км	
Автодорога	тыс.руб./1 км	
Природоохранные мероприятия	%	
Реконструкция объектов добычи	%	
Прочие затраты	%	
4. Эксплуатационные затраты		
Среднемесячная заработная плата	руб./1 чел.	
Ремонтный фонд	млн.руб./скв., % от стоимости ОФ	
Нормативы расхода материалов:		
- метанол	г/1000 м ³	
- диэтилен гликоль	г/1000 м ³	
- ингибитор коррозии	г/1000 м ³	
Норма амортизационных отчислений:		
- скважины газовые	%	
- объекты обустройства (средний процент)	%	
Затраты на освоение природных ресурсов:		
- бурение разведочной скважины	тыс.руб./1 м.п.	
- сейсмика	тыс.руб./1 км	
5. Дополнительные данные		
Стоимость ликвидации 1 скв.	млн. руб.	
Норма дисконта	доли ед.	
Удельная численность ППП	чел./скв.	
Курс доллара	руб./долл.	

Экономическая оценка проводится на основе общепринятой методики оценки инвестиционных проектов с использованием следующих критериев:

- чистая прибыль (доход–ЧД) предприятия за рентабельный срок разработки (прямой ЧД и дисконтированный ЧДД);
- цена реализации продукции (промысловая цена газа, нефти, конденсата);
- срок окупаемости затрат (POT – *Pay Out Time*);
- внутренняя норма рентабельности (IRR – *Internal Rate of Return*) и ее соотношение с ценой на газ;
- индекс прибыльности проекта (DPR – *Discoynted Profit – To Investmen Ratio*), определяемый как отношение суммы дисконтированной прибыли и реновации к сумме дисконтированных капиталовложений за период разработки;
- денежный поток (CF – кеш-флоу).

Таблице 3.

Технико-экономические показатели варианта разработки месторождения за период

Наименование показателей	Единица измерения	Вариант
1. Запасы природного газа (первоначальные/остаточные на 1.01.200...г.)	млрд.куб.м.	
2. Период разработки проектный расчетный	лет	
3. Фонд газовых скважин (действующий, эксплуатационный)	скв.	
4. Максимальный годовой объем добычи: газа, стабильного конденсата	млрд.куб.м., тыс.т.	
5. Объем товарной продукции: природный газ, стабильный конденсат	млрд.куб.м., тыс.т.	
6. Выручка от реализации: газа, стабильного конденсата	млн. руб.	
7. Капитальные вложения (с НДС), всего в том числе: бурение обустройство ДКС трубопроводы реконструкция	млн. руб.	
8. Затраты на производство продукции, всего в том числе: материальные затраты амортизация арендная плата расходы на оплату труда единый социальный налог налог на добычу полезных ископаемых прочие налоги и платежи прочие расходы	млн. руб.	

9 Средняя себестоимость добычи за период расчета: газа, стабильного конденсата	руб./тыс.м ³ , руб.т.	
10. Чистая прибыль	млн. руб.	
11. Чистый доход	млн. руб.	
12. Накопленный чистый дисконтированный доход	млн. руб.	
13. Срок окупаемости с учетом дисконтирования	лет	
14. Внутренняя норма доходности	%	
15. Коэффициент извлечения газа	доли ед.	
16. Индекс доходности	доли ед.	

Группе оценок представленных в таблице добавляется оценка риска проекта, в которой, наряду с влиянием обычных экономических составляющих (изменение капиталовложений, цены углеводородов), рассматривается влияние технологических и геологических факторов. В частности исследуется чувствительность проекта к изменению начальных запасов месторождения, начального рабочего дебита эксплуатационных скважин и темпов отборов газа, так как от их изменения меняется, в принципе, вся система разработки и, как следствие значение конечной величины КИГ. Таким образом, задача получения максимально возможного КИГ становится системной. С другой стороны, поскольку прогноз этой величины осуществляется на дальнюю перспективу, сама оценка в значительной мере носит вероятностный характер. Исследование сложных систем осуществляется по частям, т.е. с соблюдением основных принципов диакоптики (термин предложен Стенли).

6.2. Влияние основных технологических параметров разработки и геологического строения месторождения на КИГ.

6.2.1. Годовые отборы газа (доля от начальных запасов, %), т. е. темп отбора газа в период постоянной добычи газа из месторождения.

От темпа отбора газа зависит срок разработки месторождения и количество необходимых для этого технологических объектов. Его значение по статистике разрабатываемых ныне месторождений изменяется от 2 до 6 % (по отдельным месторождениям и более), составляя в среднем 4 %. Причем наблюдается корреляция: для месторождений с плохими коллекторскими свойствами темп отбора, как правило, менее 4 %, с хорошими – 4 % и более. В принципе, строго говоря, темп может быть определен при решении задачи оптимизации затрат в разработку с наложенным ограничением – получение максимума КИГ. Оптимизация проводится по совокупности выше названных экономических критериев.

6.2.2. Начальный рабочий дебит эксплуатационной скважины и ее конструкция.

От величины дебита скважины и ее конструкции зависит степень выработки месторождения и конечная величина КИГ. Дебит определяет, в конечном счете, всю систему разработки, так как от него зависит количество скважин и их расстановка по площади месторождения, что, в свою очередь, предопределяет формирование эффективных зон дренирования с учетом коллекторских

свойств пласта и внедрения пластовых вод в залежь на завершающей стадии разработки. Диапазон изменения дебита по различным месторождениям весьма широк от 150 до 2000 тыс. м³/сут., и более в зависимости от коллекторских свойств пласта и ограничений по депрессии на пласт. На завершающей стадии разработки темп падения дебита в значительной мере определяет конечный КИГ. Минимальная величина дебита скважин по месторождению определяется из решения экономической задачи, в которой определяется рентабельный дебит, ниже которого разработка не эффективна.

6.2.3. Стадийность и срок разработки месторождения.

Разработка любого газового (газоконденсатного) месторождения предполагает ярко выраженные три стадии (периода).

Период нарастающей добычи, когда производится разбуривание месторождения и, обустройство промысла, вплоть до выхода на уровень постоянных отборов газа из месторождения. Продолжительность этого периода составляет по статистике от 2–3 до 5–10 лет и более, в зависимости от уровня годовых отборов, развития инфраструктуры на месторождении и обустройства. В общем случае продолжительность этого периода является предметом оптимизации (количество буровых бригад, продолжительность строительства газопроводов до потребителя, промысла и пр.);

Период постоянной добычи газа из месторождения, когда все обустройство практически завершено (за исключением строительства ДКС). Продолжительность периода зависит от уровня годовых отборов газа, мощности ДКС и количества эксплуатационных скважин. По статистике этот период разработки длится от 8 до 12–15 лет, в зависимости от продолжительности первого периода. В конце этого периода КИГ может составлять от 45 до 60 %, (в среднем 50 %).

Период падающей добычи, когда из-за небольшого устьевого давления невозможно удерживать достигнутый уровень постоянных отборов газа, при этом ни увеличение числа скважин, ни рост мощности ДКС не приводит к существенному росту продолжительности предыдущего периода, а затраты возрастают в геометрической пропорции. Обычно продолжительность этого периода составляет до 10–15 лет. Период довыработки месторождения является очень важным, так как именно в это время на месторождении в значительной мере проявляются все те негативные факторы, которые влияют на конечную величину КИГ (вторжение пластовых вод в залежь, появление песчаных пробок в стволах скважин, резкая дифференциация скважин по дебитам и необходимость установки штуцеров, появление процессов гидратообразования там, где их не было ранее, необходимость в ряде случаев переобвязки в наземной системе сбора, сооружение второй и третьей очередей ДКС и пр.).

Важным моментом является также то, что показатели разработки до наступления второго этапа зачастую на промысле не соблюдаются по различным причинам (отставание в обустройстве

и своевременном вводе новых площадей в разработку, нарушение технологического режима эксплуатации скважин, слабый контроль за процессом разработки и пр.). Поскольку «предоставленные самим себе события имеют тенденцию развиваться от плохого к худшему» (Закон Мерфи), все негативные моменты разработки приходится исправлять на стадии падающей добычи газа, которая и без того сложна по комплексу проблем, которые надо решать на этом этапе разработки. К технологическим проблемам на завершающем этапе прибавляются проблемы экономического порядка. Ввиду того, что месторождение уже эксплуатируется более 30 лет, наступает физический износ основных фондов, на реконструкцию которых необходимы дополнительные капиталовложения. Все это приводит к резкому ухудшению экономических показателей. Поэтому, общий срок разработки газового месторождения не должен превышать 35 или 40 лет. За этот период нужно обеспечить максимально возможный для данного месторождения КИГ.

Наглядной иллюстрацией для характеристики этапа падающей добычи является опыт разработки месторождений Медвежье, Уренгой, которые вступили в завершающую стадию разработки и где остро встали проблемы реконструкции и использования так называемого низконапорного газа.

6.2.4. Давление на устье скважин и удаленность потребителя от месторождения.

Эти параметры хотя не напрямую, но все же влияют на КИГ. При снижении давления на устье скважин от 12–15 до 1 атм. приходится вплотную столкнуться с проблемой использования «низконапорного» газа. Теоретически при продлении срока разработки можно получить КИГ, близкие к единице при устьевом давлении на скважинах 1 атм. Проблема состоит в том, как подать этот газ на дальнейшее расстояние по магистральному газопроводу. Для этого потребуется скомпримировать его до 75 атм. Существующие ДКС рассчитаны в основном на двух–трех ступенчатое сжатие. Винтовые компрессоры, которые обеспечивают дожатие газа с 1 до 12–15 атм, отличаются малой производительностью. Поэтому в качестве альтернативы следует рассмотреть использование газа на месте (развитие газохимии, производство из газа искусственных моторных топлив, электроэнергии). Эффективность использования должна сопровождаться соответствующими технико-экономическими расчетами.

6.2.5. Число эксплуатационных скважин и их расположение на месторождении (плотность сетки).

Число добывающих скважин и их расположение на площади месторождения являются основополагающими параметрами, влияющими на величину конечного КИГ. В отличие от разработки нефтяных месторождений, где, как известно, применяется достаточно густая и по большей части равномерная сетка скважин, при разработке газовых используется как правило, разреженная и неравномерная сетка, что объясняется отличием физических свойств флюидов. При

этом скважины располагаются в наиболее продуктивных частях месторождения на значительном расстоянии от контура ГВК. При этом в большинстве случаев отработка периферийных частей залежи осуществляется удовлетворительно и конечные КИГ достаточно высоки. Расстояние между скважинами определяется ФЕС коллектора (о чем подробно изложено выше), а общее количество скважин является предметом решения оптимизационной задачи с применением технико-экономических критериев (например, минимум затрат).

6.2.6. Наличие в составе газа углеводородного конденсата.

Для ГKM технико-экономическими расчетами обосновывается режим эксплуатации (на истощение или применение сайклинг-процесса) с оценкой КИК.

6.3. Газодинамические модели месторождения.

При проектировании разработки ГМ применяются различные математические газодинамические модели, в зависимости от степени разведанности и подготовленности месторождения к разработке:

- простейшая балансовая модель (на «среднюю» скважину). В модели используются усредненные значения ФЕС, дебита скважин. В этой модели КИГ оценивается по давлению «забрасывания» (минимальный рентабельный дебит). Как правило, по этой модели получаются большие конечные КИГ, так как не учитываются пространственные характеристики ГМ и распространение депрессионной воронки, а также характер обводнения залежи, т.е. особенности геологического строения объекта. Тем не менее, такие расчеты позволяют оценить значимость ГМ и дать его технико-экономическую оценку. Подобные расчеты проводятся в ТЭС и ТЭП, а иногда на стадии ОПЭ месторождения;

- двух- и трехмерные газодинамические модели позволяют детальнейшим способом оценить значения КИГ с учетом не только особенностей геологического строения месторождения, но и орогидрографии, развития инфраструктуры и расположения объектов обустройства промысла и транспортной сети. При этом оценка КИГ осуществляется с учетом продвижения пластовых вод в залежь при различных схемах расположения скважин по площади месторождения, что позволяет оптимизировать КИГ и выбрать рациональный вариант разработки. По нашему мнению, подобные расчеты должны в обязательном порядке проводиться при составлении технологических схем и проектов разработки ГМ, запасы которых определены по промышленной категории (не ниже чем C_1);

6.2.8. Применение новых технологий и технических решений сопровождается любой проектный документ на разработку ГМ или ГKM на всех стадиях разработки. В целях увеличения КИГ на завершающей стадии предусматривается применение горизонтальных скважин, «зарезки» в случае необходимости боковых стволов в частично обводнившихся скважинах и прочих

технических и технологических мероприятий с оценкой экономической эффективности их применения.

7. Заключение

7.1. Величину конечной газоотдачи по аналогии с терминологией, применяемой в практике разработки нефтяных месторождений (КИН), целесообразно назвать коэффициентом извлечения газа (КИГ).

7.2. Нормативный документ для обоснования КИГ в настоящее время отсутствует. Данная работа позволит подойти к решению этой проблемы.

7.3. КИГ – отношение величины суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) с начала разработки на дату его определения к величине начальных геологических запасов газа, выраженное в долях единицы.

7.4. Потенциально возможный конечный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда устьевое давление снижается до величины давления, равной 1 атм.

7.5. Технологически достижимый конечный потенциальный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда пластовое давление снижается до величины давления «забрасывания», достигнутой на момент прекращения эксплуатации добывающих скважин по технологическим причинам.

7.6. На КИГ влияют две группы факторов: природные (геологические) и так называемые неприродные. Природные факторы определяются естественными условиями, связанными с формированием залежей и геологическими характеристиками конкретного региона, в котором они расположены. Неприродные факторы можно подразделить на две подгруппы: технико-технологические и экономические, предопределяющие обоснование КИГ как решение технико-экономической задачи.

7.7. К основным природным факторам относятся: характеристика продуктивного горизонта (пласта), с которым связана рассматриваемая залежь (объект разработки); тип залежи (пластовая, массивная, массивно-пластовая), этаж газоносности, глубина залегания; характеристика проницаемости продуктивной толщи (горизонта, пласта); начальные термобарические условия (пластовое давление, температура); запасы газа; режим разработки залежи (газовый, водонапорный); состав пластового газа.

7.8. Техничко-технологические (неприродные) факторы в основном представлены системой сбора и подготовки газа к дальнему транспорту. При разработке газовых и газоконденсатных

месторождений-гигантов большое значение на оценку КИГ оказывает очередность освоения отдельных участков залежи в разработку.

7.9. При обосновании КИГ необходимо учитывать особенности геологического строения, распределение пьезопроводности (проницаемости) по площади газоносности, содержание конденсата в пластовом газе и его степень выпадения при снижении пластового давления, способ и систему разработки, горно-геологические и технологические особенности. Авторами предлагается типизация месторождений при обосновании КИГ.

7.10. Оценка КИГ проводится на этапе защиты запасов при государственной экспертизе на материалах разведочного бурения. Цель – выявление объемов газа (конденсата) для оценки капитальных вложений в систему добычи и транспорта газа (конденсата) и определения налогооблагаемой базы. По причине недостаточности информации для проведения газодинамических расчетов при определении КИГ используют среднестатистические данные и аналогии, экспертные оценки, статистические зависимости.

7.11. Показатели разработки (в проектах разработки и доработки) определяются на основе постоянно действующей геолого-газодинамической (трехмерной) модели, адаптированной по истории разработки. Применение современных компьютерных технологий позволяет производить прогнозирование КИГ на этапе проектирования разработки.

7.12. На заключительном этапе разработки обоснование КИГ производится как решение технико-экономической задачи. С одной стороны, оцениваются капитальные вложения в реконструкцию системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту, капитальные ремонты скважин, зарезке боковых стволов и т.д., с другой – определяются технико-экономические показатели, характеризующие эффективность работы недропользователя.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений на величину КИГ влияют следующие факторы: фильтрационно-емкостные свойства пласта; система расположения эксплуатационных скважин (расстояние между забоями), характеризующая эффективные области дренирования пласта; темп отбора газа из каждой скважины и месторождения в целом; технологический режим эксплуатации, включая определение предельно допустимой пластовой депрессии и безводного дебита; система вскрытия пласта; мероприятия по интенсификации притока газа к скважине (гидроразрыв, пескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны пласта реагентами и пр.); степень неоднородности пласта и анизотропия по проницаемости; активность водонапорной системы (газовый, упруговодонапорный или водонапорный режимы разработки); экономическая эффективность проекта и технических решений по его реализации, обоснование рентабельного дебита и давления «забрасывания» на завершающей стадии разработки месторождения, альтернативные методы использования остаточного низконапорного газа в залежи на месте при неэффективности его транспортировки на дальнейшее расстояние; методы

воздействия на пласт (закачка воды, газа или нейтральных агентов в пласт) с целью повышения конденсатонефтеотдачи при большом содержании жидких углеводородов и наличии нефтяных оторочек.

Оглавление

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. ПРИРОДНЫЕ И НЕПРИРОДНЫЕ ФАКТОРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КИГ	4
3. ТИПИЗАЦИЯ (ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ) МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) С УЧЕТОМ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ КИГ	8
4. ОЦЕНКА КИГ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)	9
5. ВЛИЯНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ НА ВЕЛИЧИНУ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ.	16
6.ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА	21
7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	28