

# ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ОБОСНОВАНИЯ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

**М. Я. Зыкин,**  
главный геолог,  
канд. геол.- минерал. наук  
ФГУ ГКЗ

**Ю. А. Перемышцев,**  
заведующий лабораторией,  
канд. техн. наук  
ВНИИГАЗ

**Ю. М. Фриман,** ведущий  
научный сотрудник,  
канд. геол.- минерал. наук  
ВНИИГАЗ

С 1 января 2009 г. должна вступить в действие новая «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (приказ МПР России № 298 от 01.11.2005 г.). В связи с этим группой специалистов на основе обобщения фактических данных разработки газовых месторождений подготовлены «Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа». Методические рекомендации одобрены ЭТС ГКЗ, секцией нефти и газа Общества экспертов России по недропользованию и рекомендованы к использованию протоколом МПР России № 11-17/044-пр от 03.04.2007 г. Следует особо подчеркнуть, что ранее документ для обоснования коэффициентов извлечения газа в практике подсчета и представления на государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов отсутствовал – действовали только нормативно-методические документы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти.

В соответствии с разделом III действующей в настоящее время «Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [1], утвержденной МПР РФ (приказ № 126 от 07.02.2001 г.) и «Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [2], утвержденной МПР РФ и вступающей в действие с 1 января 2009 г. (приказ № 298 от 01.11.2005 г.) при оценке запасов нефти, газа, конденсата «подсчитываются и учитываются: геологические запасы, то есть количество нефти, газа, конденсата, находящегося в недрах; *извлекаемые запасы* – часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды».

*Коэффициент извлечения газа (коэф-*

*фициент газоотдачи) КИГ* представляет собой отношение суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) с начала разработки на дату ее определения к начальным геологическим запасам газа и выражается в долях единицы или процентах. Поэтому КИГ, в отличие от общих (геологических) запасов газа, определяемых 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 тем самым агрегатным коэффициентом, по которому можно оценивать эффективность проектов разработки.

*Потенциально возможный конечный КИГ* определяется суммарной добычей газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента снижения пластового давления до 100 кПа (1 атм). *Технологически достижимый конечный потенциал КИГ* определяется сум-

марной добычей газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента снижения пластового давления до давления «забрасывания», т. е. представляет собой добычу, достигнутую на момент прекращения эксплуатации добывающих скважин по технологическим причинам (например, вследствие обводнения) или в связи с исчерпанием возможностей техники и технологии эксплуатации скважин на заключительной стадии разработки.

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

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

## 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. Неприродные факторы можно подразделить на две подгруппы: технико-технологические и экономические, предопределяющие обоснование КИГ как решение технико-экономической задачи.

К основным *природным факторам* относятся следующие.

*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 типе, для которого характерно наличие матриц и развитой системы трещин и каверн, движение флюидов 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.

*Тип залежи (пластовая, массивная, массивно-пластовая), этаж газоносности, глубина залегания.* Для массивных и массивно-пластовых залежей характерно более равномерное продвижение газоводяного контакта. 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.

*Характеристика проницаемости*

*продуктивной толщи (горизонта, пласта).* На газоотдачу 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.

*Начальные термобарические условия (пластовое давление, температура).* При одинаковых конечных пластовых давлениях (давлениях «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 конечную газоотдачу влияет деформация пласта-коллектора, приводящая к снижению проницаемости и газоотдачи.

*Запасы газа.* Начальные запасы газа оказывают непосредственное влияние на условия разработки месторождения (залежи), режим его эксплуатации, направления транспорта газа и конденсата и возможности их использования.

*Режим разработки залежи (газовый, водонапорный).* Режим обуславливается характеристикой водоносного бассейна и условиями связи разрабатываемой залежи с этим бассейном. Характеристикой, по значению которой можно судить о режиме разработки залежи, является отношение ее обводненного порового объема на конец разработки к начальному поровому объему. Если значение этой характеристики меньше 0,1, то залежь следует относить к группе залежей с газовым режимом, если же оно больше 0,1 – к группе залежей с водонапорным режимом. При газовом режиме или слабом проявлении водонапорного режима конечная газоот-

дача обычно выше, чем при водонапорном режиме [3]. Для залежей с терригенными коллекторами конечная газоотдача обычно выше, чем для залежей с карбонатными коллекторами, причем в большей степени это проявляется при водонапорном режиме разработки вследствие более неравномерного продвижения пластовых вод при карбонатном типе коллекторов [4, 5].

*Состав пластового газа.* От состава пластового газа (наличие в нем таких сопутствующих компонентов, как сероводород, гелий и др.) зависят направления его дальнейшего использования.

*Технико-технологические неприродные факторы* в основном представлены системой сбора и подготовки газа к дальнему транспорту. Газ от устья каждой скважины по индивидуальным (лучевая система сбора газа) или коллективным (коллекторно-лучевая система сбора газа) шлейфам поступает на установку комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ). Компримирование газа, как правило, происходит до его поступления в УКПГ. Очищенный газ (и стабильный конденсат) после УКПГ через межпромысловый коллектор подается 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 даль-

нему транспорту должна эффективно функционировать в течение всей жизни месторождения без капитальных вложений в глобальную реконструкцию.

Как уже отмечалось выше, на заключительном этапе разработки обоснование КИГ проводится 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 влияние на КИГ оказывает *очередность вовлечения отдельных участков залежи в разработку*. Как правило, освоение газовых и газоконденсатных месторождений начинается с их купольной части с последующим подключением периферии залежи. Эксплуатация малых и средних месторождений обеспечивается одной УКПГ, а период их полного разбуривания составляет всего несколько лет. В результате такого освоения не возникает необходимости в 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 этих участков обеспечивается несколькими УКПГ (например, на Медвежьем месторождении их 9, на Большом Уренгое – 16). Такая схема освоения, являясь, как показала практика, наиболее реальной, в то же время приводит к различной степени выработки запасов газа по площади газоносности уже при выходе на проектный уровень годовых отборов. На Уренгойском месторождении к этому сроку текущая газоотдача по УКПГ изменялась от 37 (УКПГ-3) до 5 % (УКПГ-1АС). Аналогичная картина наблюдалась и 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 со временем 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 (отношение 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 другим негативным последствиям, что обуславливает уменьшение КИГ. В случае многопластовой залежи негативные последствия от образования глубоких депрессионных воронок увеличиваются из-за необходимости «синхронной» отработки всего этажа газоносности. Кроме того, поэтапный ввод в разработку отдельных участков месторождения приводит к необходимости разновременной реконструкции системы сбора и подготовки газа. На завершающем этапе разработки часть промышленного оборудования и внутрипромысловых сетей требует замены по причине физического износа. В итоге возникает дилемма: следует ли проводить глобальную реконструкцию части производственной инфраструктуры (УКПГ, ДКС, шлейфы) или предпочтительнее отказаться от этой реконструкции. В последнем случае добыча газа из части месторождения возможна лишь за счет внутрипластовых перетоков, следствием 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.

### ТИПИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) С УЧЕТОМ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ КИГ

При обосновании КИГ необходимо учитывать особенности геологического строения, распределение пьезопроводности (проницаемости) по площади газоносности, содержание конденсата в пластовом газе и степень его выпадения при снижении пластового давления, способ и систему разработки, горно-геологические и технологические особенности [6]. 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 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 мкм<sup>2</sup>).

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

лым содержанием конденсата (менее 25 г/м<sup>3</sup>); со средним содержанием конденсата (от 25 до 100 г/м<sup>3</sup>); с высоким содержанием конденсата (более 100 г/м<sup>3</sup>).

**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 значение указанного параметра менее 5 (г/м<sup>3</sup>)/МПа, а группе залежей с существенным выпадением конденсата – более 5 (г/м<sup>3</sup>)/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) подразделяются 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*.

### ОЦЕНКА КИГ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Оценка КИГ проводится на этапе защиты запасов при государственной экспертизе на материалах разведочного бурения. Цель – выявление объемов газа (конденсата) для оцен-

ки 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 определяют на основе технологических и технико-экономических расчетов. На начальной стадии проектирования используют, как правило, упрощенные математические модели с учетом технико-экономических показателей.

Для уникальных и крупных газоконденсатных месторождений прогнозирование конечной газоотдачи осуществляют с использованием многомерных (в случае необходимости – многокомпонентных) газогидродинамических моделей [5, 6].

Для расчетов извлекаемых запасов газа требуется детальное обоснование как характеристики используемой газогидродинамической модели, так и необходимых для ее построения исходных данных. Извлекаемые запасы рассчитывают по вариантам, отличающимся друг от друга числом эксплуатационных объектов, системами размещения и числом 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, и статистические зависимости между отборами газа и различными геолого-промысловыми параметрами.

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 пара-

метров 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 механических примесей, 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.

### 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 непредсказуемости возникновения в процессе разработки неблагоприятных ситуаций (изменения потребностей в добываемой продукции, цен на нее и пр.). В этом случае должен использоваться весь имеющийся опыт разработки как отечественных, так и зарубежных месторождений. При этом можно применять как метод аналогий, так и статистический подход.

**Использование метода аналогий. Подразделение месторождений (залежей) на группы с оценкой КИГ.** Для экспертных оценок на основе аналогий месторождения по значению конечного КИГ подразделяются на следующие группы.

♦ Газовые месторождения (залежи) и газоконденсатные объекты со средним содержанием конденсата, разрабатываемые на истощение, без влияния естественного водонапорного режима. Это – залежи в основном пластового типа со средними по масштабам запасами газа. Конечный КИГ достигает 0,9, для небольших (мелких) залежей он может снижаться до 0,8.

♦ 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. Это в основном крупные и уникальные по масштабам запасов залежи газа. Конечный КИГ можно принимать равным 0,95.

♦ 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. Это – в основном крупные и уникальные по масштабам залежи запасов газа. Конечный КИГ оценивается в 0,9.

♦ Залежи пластового типа, в том числе водоплавающие, разрабатываемые при естественном водонапорном режиме на истощение. Они в основном средние и мелкие по запасам газа и, как правило, характеризуются наличием высокопроницаемых коллекторов. 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 продвиже-

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

♦ Многозалежные месторождения, в которых несколько залежей объединены в эксплуатационный объект, разрабатываемый единой сеткой скважин. При числе 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.

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

♦ 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.

♦ Залежи нетрадиционного типа (газогидратные, связанные с отдельными линзовидными мозаично расположенными продуктивными участками и др.), по которым конечный КИГ можно весьма приближенно принять равным 0,5. При сложном геологическом строении значение конечного КИГ может уменьшиться 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.

**Оценка КИГ по статистическим данным.** На основании опыта разработки отечественных месторождений (проанализированы результаты эксплуатации более чем 100 самостоятельно разрабатываемых залежей, законченных разработкой или находящихся на ее заключительной стадии) были систематизированы материалы по конечным КИГ с учетом основных характеристик разрабатываемых месторождений (залежей). Полученные статистические данные по

конечным КИГ приведены в таблице. Данные таблицы могут быть использованы для прогнозной оценки конечного КИГ по неразрабатываемым объектам. При составлении таблицы к залежам с газовым режимом разработки были отнесены те залежи, по которым отношение обводненного порового объема на конец разработки к начальному газонасыщенному поровому объему составляет менее 0,1. При значении 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/м<sup>3</sup>. При пользовании таблицей следует учитывать, что в соответствии с «Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом МПР России от 01.11.2005 г. № 298 [2], по геологическим запасам газа (млрд м<sup>3</sup>) месторождения подразделяются на: уникальные – более 500; крупные – от 30 до 500; средние – от 3 до 30; мелкие – от 1 до 3; очень мелкие – менее 1.

#### Оценка КИГ по разрабатываемым месторождениям (залежам)

Технологические схемы, проекты разработки и доразработки – 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.

Значения конечных КИГ, полученные в результате статистической обработки данных

Тип коллектора	Режим разработки	Тип залежей <sup>1</sup>	Масштаб геологических запасов газа <sup>2</sup>	Характеристика пластов-коллекторов			
				Однородные высокопроницаемые	Неоднородные		
					с преобладанием высокопроницаемых пород	с преобладанием низкопроницаемых пород	при резкой слоистости и преобладании низкопроницаемых пород
Терригенный	Газовый	мп	к, с	0,95–0,90	0,90–0,80	0,80–0,60	<0,60
		п	с, м	0,90–0,80	0,90–0,80	0,80–0,70	0,70–0,60
	Водонапорный	мп	к, с	0,90–0,80	0,80–0,70	0,85–0,60	<0,60
		п	с, м	0,85–0,75	0,85–0,75	0,75–0,60	<0,60
Карбонатный	Газовый	мп	к, с	0,90–0,80	0,90–0,80	0,80–0,60	<0,60
	Водонапорный	мп	к, с	0,85–0,70	0,85–0,70	0,75–0,50	<0,50

<sup>1</sup>Массивно-пластовые и массивные – мп, пластовые – п.  
<sup>2</sup>Уникальные и крупные месторождения – к; средние месторождения – с; мелкие месторождения – м.

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 проводить расчеты по прогнозированию конечной газоотдачи на этапе проектирования разработки. В рамках анализа разработки определяются дренируемые запасы. Анализ динамики дренируемых запасов, их сопоставление с начальными запасами, учет режима работы залежи, использование постоянно действующей геолого-газодинамической (трехмерной) модели позволяют адресно оценить КИГ как по участкам месторождения, так и для залежи в целом. Регулирование разработки, перераспределение отборов по площади газоносности, добурирование периферии залежи и слабодренируемых зон минимизируют внутрипластовые перетоки и сокращают 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, добурирование скважин в период постоянных отборов приводит к образованию локальных депрессионных воронок вблизи работающих скважин);

использование передовых технологий вскрытия и освоения с целью уменьшения зоны кольматации (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 доработки с целью увеличения КИГ рассматриваются следующие технические решения:

интенсификация притока газа к забоям скважин;

применение эффективных технологий проведения капитальных ремонтов скважин;

при необходимости – добурирование скважин на слабодренируемых участках залежи и резка боковых стволов на обводненных скважинах; локальная или глобальная реконструкция системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту.

На заключительном этапе разработки обоснование КИГ проводится как решение технико-экономической задачи. С одной стороны, оцениваются капитальные вложения в реконструкцию системы сбора и подготовки газа к дальнему транспорту, затраты на капитальные ремонты скважин, резку 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 дают более надежную и обоснованную оценку КИГ.

### ВЛИЯНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ НА КОНЕЧНУЮ ГАЗООТДАЧУ

Газовые и газоконденсатные месторождения (далее по тексту ГМ и ГКМ) являются уникальными скопле-

ниями 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 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,  $\mu$  – вязкость,  $m$  – пористость);

система расположения эксплуатационных скважин (расстояние между забоями, характеризующее эффективные области дренирования пласта);

температура 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 отверстий перфорации до плоскости ГВК;

мероприятия по интенсификации притока газа к скважине (гидро разрыв, 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 боль-

шом содержании жидких углеводородов и наличии нефтяных оторочек.

Детальный анализ вышеназванных факторов показывает, что основным параметром, влияющим как на текущий, так и на конечный КИГ, является агрегированный в реальном макрообъеме параметр пьезопроводности, от значения которого зависят и сам эффективный радиус, и объем дренирования запасов, а следовательно, и расстояние между забоями добывающих скважин (иными словами, – предлагаемая к реализации сетка расположения скважин). Это приводит к очень важному в практическом смысле выводу: в проектных проработках должны быть представлены оптимизационные расчеты по расстановке эксплуатационного фонда скважин, обеспечивающие получение максимально возможного значения КИГ. Эти расчеты проводятся с использованием двух- или трехмерных геологических моделей.

### ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА КИГ

*Годовые отборы газа (доля от начальных запасов в процентах), 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 %. При этом для месторождений с плохими коллекторскими свойствами темп отбора, как правило, менее 4 %, с хорошими – 4 % и более. Реальный темп отбора может быть определен при решении задачи оптимизации затрат в разработку с наложенным ограничением – получение максимума КИГ.

*Начальный рабочий дебит эксплуатационной скважины и ее конструкция.* От дебита скважины и ее конструкции зависят степень выработки месторождения и конечный КИГ. Дебит определяет всю систему разработки,

так как от него зависят число 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. м<sup>3</sup>/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. Минимальный дебит скважин по месторождению определяется из решения экономической задачи, в которой рассчитывается рентабельный дебит, ниже которого разработка не эффективна.

*Стадийность и срок разработки месторождения.* При разработке любого газового (газоконденсатного) месторождения выделяются три стадии (периода):

*период нарастающей добычи*, когда выполняются 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 (число 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 числа 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 приводят к существенному росту продолжительности предыдущего периода, а затраты возрастают в геометрической прогрессии. 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 конечный КИГ (вторжение пластовых вод в залежь, появление песчаных пробок в стволах скважин, резкая дифференциация скважин по дебитам и необходимость установки штурцеров, 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 периода зачастую на промыслах 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 т. д.). Поскольку «предоставленные самим себе события имеют тенденцию развиваться от плохого к худшему», все негативные моменты разработки приходится исправлять на стадии падающей добычи газа, которая и без того сложна по комплексу проблем, которые надо решать. 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 35–40 лет. За этот период нужно обеспечить максимально возможный для данного месторождения КИГ. Наглядной иллюстрацией для характеристики этапа падающей добычи является опыт разработки месторождений Медвежье и Уренгой, которые вступили в завершающую стадию разработки и где остро встали проблемы реконструкции и использования так называемого низконапорного газа.

**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 с 1,2–1,5 МПа (12–15 атм) до 0,1 МПа (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 0,1 МПа. Проблема состоит в том, как подать этот газ на дальнейшее расстояние по магистральному газопроводу. Для этого потребуются скомпримировать его до давления 7,5 МПа (75 атм). Существующие ДКС рассчитаны в основном на двух-, трехступенчатое сжатие. Винтовые компрессоры, которые обеспечивают дожатие газа с 0,1 до 1,2–1,5 МПа, отличаются малой подачей. 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.

**Число эксплуатационных скважин и их расположение на месторождении (плотность сетки).** Число добывающих скважин и их расположение на площади месторождения являются основополагающими параметрами, влияющими на конечный 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 объясняет-

ся различием в физических свойствах флюидов. 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 ФЭС коллектора (что подробно изложено выше), а общее число скважин является предметом решения оптимизационной задачи с применением технико-экономических критериев (например, минимум затрат).

**Наличие в составе газа углеводородного конденсата.** Для ГКМ технико-экономическими расчетами обосновывают режим эксплуатации (на истощение или применение сайклинга-процесса) с оценкой КИК.

**Газодинамические модели месторождения.** При проектировании разработки ГМ применяют различные математические газодинамические модели (в зависимости от степени разведанности и подготовленности месторождения к разработке):

простейшую балансовую модель (на «среднюю» скважину). В модели используются усредненные значения ФЭС, дебита скважин. В этой модели КИГ оценивается по давлению «забрасывания» (минимальный рентабельный дебит). Как правило, по этой мо-

**Fundamentals of the methodology for substantiation of the ultimate gas recovery of fields (reservoirs).  
M. Ya. Zykin, Yu. A. Peremyshtsev,  
Yu. M. Friman**

Fundamentals are presented of the draft methodology for the substantiation of the ultimate gas recovery of fields (reservoirs). Major natural and other than natural factors are described and their effect on gas-recovery ratio is discussed, a typification is proposed of fields (reservoirs) with due consideration of different factors in the process of substantiating the gas-recovery ratio. The methods and procedures are also described for the assessment of the gas-recovery ratio at different stages of field (reservoir) development. The effect is shown of gas-dynamic characteristics and behaviour on the ultimate gas-recovery ratio, as well as their dependence upon major engineering parameters of the development and geological structure of a field.

дели получают 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

и на стадии ОПЭ месторождения;

двух- и трехмерные газодинамические модели, позволяющие 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 плас-

товых вод в залежь при различных схемах расположения скважин по площади месторождения, что позволяет оптимизировать КИГ и выбрать рациональный вариант разработки. По мнению авторов статьи, подобные расчеты должны в обязательном порядке проводиться при составлении технологических схем и проектов разработки ГМ, запасы которых определены по промышленной категории (не ниже чем  $C_1$ ). ■



### Список литературы

1. *Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.* – М., 2001.
2. *Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.* – М., 2005.
3. *Фиш М. Л., Леонтьев И. А., Храменков Е. Н.* Оценка коэффициента газоотдачи в период падающей добычи: Науч.-тех. Обзор ВНИИЭгазпром. – М., 1974.
4. *Рассохин Г. В.* Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977.
5. *Савченко В. В.* Влияние геологических и промысловых факторов на конечную газоотдачу месторождения: Науч.-тех. Обзор ВНИИЭгазпром. – М., 1975.
6. *Степанов Н. Г., Дубина Н. И., Васильев Ю. Н.* Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов. – М., Недра, 2001.