

УДК 553.9

Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая

Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи

Ключевые слова:

коэффициент газоотдачи, коммерческая газоотдача, потенциальная газоотдача, запасы газа.

Keywords:

gas recovery rate, commercial gas recovery, potential gas recovery, gas reserves.

Мировой и отечественный опыт разработки месторождений природного газа показывает, что постулируемый в настоящее время при оценке извлекаемых запасов углеводородов принцип стопроцентной газоотдачи продуктивных пластов является экономически ошибочным и технологически нереализуемым.

В настоящей статье это положение рассматривается с использованием системного подхода и даются конкретные рекомендации по оценке промышленных коэффициентов газоотдачи.

Под **коэффициентом газоотдачи** понимается отношение величины суммарной добычи газа из пласта с начала разработки на конец соответствующего периода эксплуатации к величине *начальных геологических запасов газа*¹, выраженное в долях единицы или в процентах.

Суммарная добыча газа из пласта определяется двумя подходами к завершению его эксплуатации:

1) коммерческим подходом на основе экономической оценки рентабельного срока разработки с учетом техники и технологии добычи и направлений использования газа;

2) потенциальной оценкой (не коммерческий подход), определяемой величиной конечного пластового давления, соответствующего давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере, или обусловленного возможностями техники и технологии эксплуатации скважин (например, эжектирование газа при давлениях ниже атмосферного).

Экономическая оценка рентабельного срока разработки при коммерческом подходе продиктована ценами на углеводороды и величиной налогов на федеральном и региональном уровнях.

По мере разработки месторождения в зависимости от условий использования газа – подача на дальний транспорт (федеральный уровень) или потребление для местных нужд (региональный уровень) – изменяются условия оценки экономически рентабельного срока разработки.

В соответствии с этим в практике проектирования разработки месторождений природного газа можно рассматривать модификации коэффициента конечной газоотдачи – коммерческой и потенциальной.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи определяет суммарную величину добычи газа из пласта за период рентабельной разработки месторождения, в течение которого ежегодная стоимость реализации углеводородов (газ, конденсат, нефть) превышает текущие годовые эксплуатационные затраты с учетом реновации и налоговых отчислений в федеральный и местный бюджеты. Делится на два вида в зависимости от местонахождения потребителя газа:

- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи при транспортировке газа на дальнейшее расстояние – федеральному потребителю;
- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с учетом местных нужд – региональному потребителю.

¹ К сумме запасов газа по категориям А, В, С₁ и от 20 до 50 % категории С₂, скорректированных в процессе разработки месторождения.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с подачей газа на дальний транспорт определяет величину суммарной добычи газа из пласта за период с начала разработки до момента времени, когда давление на приеме дожимных компрессорных станций (ДКС) достигает минимально допустимой величины² по техническим условиям или когда эксплуатация месторождения становится экономически нерентабельной.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с использованием газа для местных нужд определяет величину суммарной добычи газа из пласта до момента времени, когда средний дебит скважин по месторождению становится меньше экономически рентабельной величины, определяемой условиями использования газа на местные нужды.

Коэффициент конечной потенциальной газоотдачи определяет величину суммарной добычи газа из пласта за весь срок разработки месторождения, в течение которого пластовое давление снижается от начального до давления забрасывания, соответствующего:

- либо давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере, для залежей, разрабатываемых при газовом режиме;
- либо тому пластовому давлению, при котором была остановлена эксплуатация добывающих скважин ввиду невозможности их дальнейшего функционирования по технологическим причинам (например, вследствие обводнения).

В первом случае конечную потенциальную газоотдачу можно именовать как *потенциально возможную*³, во втором – как *технологически достижимую*.

Полнота извлечения углеводородов (газа и конденсата) из пласта является технико-экономической категорией и зависит от природных (геологических) и не природных (технико-технологических и экономических) факторов.

² Существующие на сегодня дожимные центробежные агрегаты (ГПА-Ц-10, 16 и 25 мВт) позволяют дожимать газ с минимально допустимого давления на приеме 1,0–1,2 МПа. Однако при модернизации проточной части центробежных компрессоров (дополнительные затраты) это давление может быть снижено до 0,5 МПа.

³ Соответствует давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере.

I. Природные факторы, влияющие на величину конечного коэффициента газоотдачи

1. Тип коллектора залежи: терригенный или карбонатный.

Различаются структурой фильтрационно-емкостного пространства. В первом случае фильтрационные процессы в основном определяются поровой составляющей проводящих каналов, во втором – движение флюидов происходит как через пористую среду, так и по развитой системе трещин и каверн.

Как правило, газоотдача терригенных коллекторов (особенно при водонапорном режиме) оказывается выше, чем для карбонатных, по причине более неравномерного внедрения пластовых вод для последнего случая.

2. Площадная и по разрезу пласта литологическая неоднородность и фациальная изменчивость пород продуктивного пласта, наличие тектонических нарушений.

Для более однородных пластов коэффициент конечной газоотдачи при прочих равных условиях, как правило, оказывается выше, что объясняется меньшими объемами макрозашемленного газа при внедрении пластовых вод в залежь.

3. Режим разработки залежи: газовый и водонапорный.

Для чисто газового режима или близкого к нему, когда величина обводненного порового объема составляет несколько процентов (до 10 %) от начального газонасыщенного порового объема, коэффициент конечной газоотдачи обычно выше, чем при водонапорном.

4. Значение средней проницаемости коллектора залежи.

Определяется разницей проницаемостей высоко- и низкопроницаемых пропластков в терригенных и между проводимостями матриц и трещин в карбонатных коллекторах. При низкой проницаемости в момент окончания разработки сохраняются высокие перепады между забойными и средними пластовыми давлениями, что приводит к снижению конечного коэффициента газоотдачи.

5. Величина начального пластового давления.

При более высоком начальном пластовом давлении при прочих равных условиях и одинаковых конечных давлениях при завершении разработки отношение массы газа, остающейся в пласте, к первоначальным массовым запасам

оказывается меньшим и, следовательно, коэффициент конечной газоотдачи – большим, чем при более низком начальном давлении. Кроме этого, при высоком начальном пластовом давлении и его последующем падении в процессе разработки на коэффициент конечной газоотдачи начинает влиять деформация коллектора (в первую очередь снижение проницаемости; см. предыдущий пункт).

6. Величина запасов газа.

Разработка мелких залежей, особенно глубокозалегавших, нередко осуществляется малым числом скважин, часть из которых переходит из разведочных в добывающие. Поэтому в случае неоднородного коллектора коэффициент конечной газоотдачи может быть весьма низким. При значительных запасах и размерах залежи экономически целесообразно бурить большое число скважин, что обеспечивает равномерный охват залежи дренированием и повышение коэффициента конечной газоотдачи.

7. Тип резервуара: массивный, массивно-пластовый, пластовый.

Для массивных и массивно-пластовых залежей технологически легче обеспечить более равномерное продвижение газовой воды контакта и силу гравитационного разделения воды и газа, а газонасыщенность в обводненной зоне оказывается ниже, чем для пластовых залежей.

По этим причинам коэффициент конечной газоотдачи для массивных залежей обычно выше, чем для пластовых.

II. Неприродные факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи

Технико-технологические факторы должны способствовать:

- 1) равномерному падению пластового давления по залежи;
- 2) равномерному внедрению в продуктивный пласт пластовых вод (подошвенных и краевых);
- 3) обеспечению минимального пластового давления при окончании разработки месторождения (залежи).

Указанные выше цели достигаются:

- равномерным (с учетом дренируемых запасов) размещением добывающих скважин по площади месторождения;
- опережающим разбуриванием проектного фонда скважин;
- своевременным вводом скважин в эксплуатацию, обеспечивающим равномерное

падение пластового давления и регулирование внедрения пластовых вод;

- равномерным дренированием продуктивных отложений по толщине залежи или опережающим дренированием отложений снизу вверх для водонапорного режима в массивных залежах;
- постоянным регулированием внедрения пластовых вод в залежь, исключая их неравномерное продвижение («разрезание» залежи, макрозатемление отдельных газонасыщенных зон и т.п.);
- качеством строительства добывающих скважин, их вскрытия и освоения;
- интенсификацией притоков газа к забоям скважин (особенно к скважинам, пробуренным в сводовой части и в областях с большими толщинами и хорошими коллекторскими свойствами);
- эффективными технологиями проведения капитальных и подземных ремонтов скважин;
- подключением скважин к сборным пунктам индивидуальными шлейфами в целях регулирования дебитов в более широких пределах;
- прокладкой с начала эксплуатации месторождения двух коллекторов – высокого и низкого давления;
- применением эффективных методов эксплуатации скважин, в продукции которых содержится пластовая вода, механические примеси, соли;

• бурением на поздней стадии разработки залежи дополнительных скважин на локализованные газонасыщенные зоны;

- эжектированием низконапорного газа, применением передвижных винтовых газомоторных компрессоров на завершающей стадии разработки месторождения.

Экономические факторы зависят от достоверности прогноза будущих потребностей в газе, изменения цен на газ, ожидаемого характера конкуренции и ее влияния на эти цены. К ним относятся:

- 1) размер инвестиций, стартовых затрат на осуществление мероприятий по повышению конечного коэффициента газоотдачи;
- 2) годовой размер возможной прибыли;
- 3) ожидаемая норма чистой дисконтированной прибыли;
- 4) сроки окупаемости и сальдо реальных денежных потоков;

5) возможность использования налоговых льгот;

6) финансовый риск, связанный с осуществлением мероприятия.

Процесс определения конечных коэффициентов газоотдачи и учет их при подсчете извлекаемых запасов газа должен иметь стадийный (этапный) характер. Целесообразно выделить четыре основных этапа, различающихся условиями, возможностями, средствами и надежностью определения коэффициентов конечной газоотдачи.

I этап – оценка коэффициентов конечной газоотдачи перед началом разработки месторождения (залежи) на стадии первоначального рассмотрения и утверждения запасов.

Должна производиться организацией, первоначально представляющей запасы для утверждения. Необходима для определения промышленных запасов газа, под которые будут выделяться капитальные вложения для создания объектов добычи и транспорта газа. На этом этапе, когда имеются лишь материалы разведки, практически исключается возможность использования газогидродинамических расчетных методов, поэтому коэффициенты конечной газоотдачи оцениваются, как правило, на основе среднестатистических данных и путем аналогий, но могут быть использованы и корреляционные зависимости (регрессионные модели).

II этап – прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи на стадии начального проектирования разработки.

На этом этапе необходимо производить комплекс расчетов по прогнозированию величин коэффициентов конечной газоотдачи. Если рассматриваются два возможных режима разработки месторождения, то расчет коэффициента конечной газоотдачи делается для двух случаев – для газового и упруговодонапорного режимов. Полученные величины сравниваются со значениями, принятыми при первоначальном утверждении запасов газа, после чего вносятся необходимые коррективы в цифры промышленных запасов. Со второго этапа может использоваться также имитационное моделирование на основе исходных данных, полученных при первоначальном подсчете запасов.

III этап – определение коэффициента конечной газоотдачи по результатам опытно-промышленной эксплуатации или первой стадии разработки месторождения.

IV этап – уточнение значений коэффициентов конечной газоотдачи с учетом данных разработки (падающей добычи).

Данные этапы характеризуются наличием значительной дополнительной информации в связи с уточнением величины начальных запасов газа, различных геолого-промысловых и технологических характеристик, режима залежи. Соответственно, имеются возможности для использования различных видов моделирования и более надежного и обоснованного установления значений коэффициента конечной газоотдачи по сравнению с I и II этапами.

Коммерческий коэффициент конечной газоотдачи является экономической категорией. Для его увеличения требуется осуществить ряд технических и технологических мероприятий как в начальном периоде разработки месторождения, так и на его завершающей стадии. Целесообразность и отбор указанных мероприятий в условиях рыночной экономики устанавливаются в результате оценки эффективности каждого из возможных инвестиционных проектов, направленных на увеличение газоотдачи.

По этой причине оценка потенциально возможных коэффициентов конечной газоотдачи, обусловленная природными факторами, может рассматриваться как ограничение при разработке сценариев возможных технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение коэффициента коммерческой газоотдачи.

На стадии утверждения запасов газа по месторождению исключается возможность прогнозирования коэффициента газоотдачи расчетным путем ввиду существенной объективной неопределенности – неполноты и неточности информации о продуктивном пласте, водоносном бассейне, динамике отборов газа и т.п., а также непредсказуемости возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций (например, изменения потребностей в газе, цен на него и др.).

В этих условиях необходимо использовать накопленный и обобщенный опыт разработки большого числа отечественных и зарубежных месторождений для оценки граничных значений коэффициента газоотдачи.

Статистические данные об освоении газосодержащих месторождений, разработка которых закончена, аккумулируют большой объем информации о влиянии на газоотдачу как природных, так и технико-технологических и экономических факторов.

Предельные значения фактических коэффициентов конечной газоотдачи

Фильтрационная неоднородность коллектора	Тип коллектора																		
	терригенный						карбонатный												
	режим разработки залежи*																		
	Г				У				Г				У						
	тип резервуара**																		
	МП			П			МП			П			МП			МП			
	геологические запасы***																		
К	С	С	М	К	С	С	М	К	С	К	С	К	С						
Однородные высокопроницаемые														0,95–0,9	0,9–0,8	0,9–0,8	0,85–0,75	0,9–0,8	0,85–0,7
Неоднородные с преобладанием хорошо проницаемых пород														0,9–0,8	0,9–0,8	0,8–0,7	0,85–0,75	0,9–0,8	0,85–0,7
Неоднородные с преобладанием низкопроницаемых пород														0,8–0,6	0,8–0,7	0,85–0,6	0,75–0,6	0,8–0,6	0,75–0,5
Резкая слоистая неоднородность с преобладанием низкопроницаемых пород														Менее 0,6	0,7–0,6	Менее 0,6	Менее 0,6	Менее 0,6	Менее 0,5

Примечание:

* Режимы разработки залежи: Г – газовый; У – упряговодонапорный.

** Типы резервуаров: МП – массивно-пластовый и массивный; П – пластовый.

*** Геологические запасы: К – уникальные и крупные; С – средние; М – мелкие.

На основе анализа результатов эксплуатации более ста месторождений (и самостоятельно разрабатываемых залежей), законченных разработкой или находящихся на ее заключительной стадии, была составлена таблица предельных значений фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от ряда рассмотренных выше природных факторов.

К залежам с газовым режимом разработки условно отнесены те, у которых отношение обводненного порового объема на конец разработки к начальному газонасыщенному поровому объему составляет менее 0,1. Если это отношение более 0,1, то залежь причисляется к группе с упряговодонапорным режимом. При составлении таблицы использовались данные по залежам и месторождениям, газ которых характеризуется малым (менее 50 г/м³)

и средним (от 50 до 250 г/м³) содержанием конденсата. По величине геологических запасов газа (крупность скоплений) анализируемые месторождения подразделяются на уникальные (более 500 млрд м³), крупные (30–500 млрд м³), средние (10–30 млрд м³) и мелкие (до 10 млрд м³) [1].

Таким образом, полученные результаты (см. таблицу) рекомендуются для использования при оценке прогнозных коэффициентов газоотдачи на стадии определения запасов газа (I этап) перед началом разработки месторождения. Сформулированные принципы оценки коэффициента газоотдачи помогут специалистам по проектированию и управлению разработкой газовых месторождений решать весьма сложные технико-экономические вопросы о полноте извлечения углеводородов из недр.

Список литературы

1. Степанов Н.Г. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 204 с.

References

1. Stepanov N.G. System analysis of gas recovery problem of productive strata / N.G. Stepanov, N.I. Dubina, Yu.N. Vasilyev. – M.: Nedra-Biznesstsentr, 2001. – 204 p.