

В данной статье рассматривается проблема определения коэффициента газоотдачи, так как при постановке на баланс запасов природного газа коэффициент газоотдачи принимается равным 1. Но это не соответствует практике разработки месторождений и вызывает трудности при прохождении проектов разработки месторождений, в которых КГкон не равен 1, а определяется на основе технологических расчетов по газогидродинамической модели месторождения. Решение вопроса об утверждении извлекаемых запасов и КГкон позволило бы снять вышеуказанное противоречие. И предполагается, что будут решены спорные вопросы об извлекаемости запасов при рассмотрении и утверждении проектов разработки и постояннодействующих газогидродинамических моделей, имеющих большое значение при мониторинге и управлении эксплуатацией газодобывающих комплексов.

О КОЭФФИЦИЕНТЕ ГАЗОТДАЧИ

С.Н. МЕНЬШИКОВ
Г.И. ОБЛЕКОВ

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ» | г. НАДЫМ

При постановке на баланс запасов природного газа Государственной комиссией по запасам Российской Федерации (ГКЗ РФ) не рассматриваются и не утверждаются извлекаемые запасы и, соответственно, коэффициент газоотдачи на конец разработки месторождения, как это делается для запасов нефти и газового конденсата. Коэффициент газоотдачи принимается равным 1, то есть 100 % продукции из пласта.

Под коэффициентом газоотдачи (КГ) понимается отношение величины накопленной (суммарной) добычи природного газа из продуктивного пласта (залежи) к величине начальных геологических запасов этого продуктивного пласта (залежи). Коэффициент газоотдачи может быть текущим (КГтек), то есть рассчитанным на текущую дату в процессе разработки месторождения, и конечным (КГкон), рассчитанным на дату окончания разработки месторождения.

Дата окончания разработки месторождения и соответственно (КГкон) не являются строго закрепленными понятиями и имеют некоторую свободу колебания в зависимости от целого ряда объективных и субъективных факторов.

В научно-технической литературе выделяется ряд понятий КГ, однако их рассмотрение не является предметом данной работы.

При строгом системном подходе к определению геологических извлекаемых запасов природного газа как на стадии подсчета и утверждения, так и на стадии проектирования, разработки и обустройства месторождений колебания (КГкон) определяются точностью принятых пластовых параметров и не могут быть значительными.

Понятно, что (КГкон), как и (КНкон), не может быть равным 1 в силу геологических (природных) и технико-технологико-экономических (экономических) факторов. Невозможно и нереально извлечь из недр 100 % находящихся в них запасов природного газа, что подтверждается практикой разработки месторождений.

К тому же в изданном под грифом «Министерство природных ресурсов РФ» словаре-справочнике «Термины и понятия отечественного недропользования» КГ определяется как отношение количества извлекаемого газа к начальным

запасам газа. Таким образом, на уровне Министерства природных ресурсов вводится понятие «извлекаемые запасы природного газа». В неопределенности данного понятия и кроется основное противоречие, с чем приходится постоянно сталкиваться в процессе проектирования и эксплуатации месторождений.

Понятно, что в результате реальной разработки продуктивного пласта даже при условии достижения 1 атм. конечного устьевого (Руст) или даже пластового (Рпл) давлений в продуктивном пласте остается неизвлеченным некоторый объем газа. Это – природный фактор.

Кроме того, на КГкон извлекаемых запасов существенное влияние оказывают экономические факторы, определяемые целями организации добычи газа и существующим технико-технологическим уровнем развития. Можно сказать, что значения КГкон для разных условий в разные периоды времени определяются комплексом разнообразных факторов.

показатели разработки;

- выбранную систему обустройства месторождения;
- конъюнктуру потребительского рынка.

Решением вопроса конечной газоотдачи законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки месторождений на уровне теоретических, экспериментальных исследований, а также анализе фактически достигнутых коэффициентов газоотдачи занимались многие исследователи как в РФ, так и за рубежом.

Наиболее полно обобщение исследований КГ месторождений природного газа выполнено в работах [1,2,3]. В работе [1] результаты лабораторных экспериментов дают значения коэффициента вытеснения в пределах 50-90 % для обводненных газонасыщенных кернов. В работе [3] на основе анализа результатов более 100 законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки месторождений получены

При строгом системном подходе к определению геологических извлекаемых запасов природного газа как на стадии подсчета и утверждения, так и на стадии проектирования, разработки и обустройства месторождений, колебания (КГкон) определяются точностью принятых пластовых параметров и не могут быть значительными.

К основным природным факторам, влияющим на величину КГкон, следует отнести:

- тип месторождения, резервуара;
- геологическое строение продуктивного пласта;
- тип коллектора и коллекторские свойства продуктивного пласта;
- термобарические параметры;
- объем запасов газа;
- режим разработки, проявления окружающей среды.

К экономическим факторам:

- точность подсчета запасов;
- цели организации добычи газа;
- принятые геологические и газогидродинамические модели;
- технико-экономические

фактические коэффициенты газоотдачи, колеблющиеся в пределах менее чем от 0,5 до 0,95 от геологических запасов.

В работе есть ряд спорных вопросов, в частности:

- 1) определения понятий КГ – (раздел 4);
- 2) Расчет объема внедрившейся пластовой воды на 1 м² поверхности начального ГВК при падении пластового давления на 1 атм., на основе которого делаются выводы о прогрессирующем обводнении на заключительном этапе разработки сеноманских газовых залежей севера Тюменской области (разделы 7,8). Более справедливо выполнить расчеты на 1 м² поверхности текущего ГВК; ►

- 3) продвижение контура ГВК (разделы 3-9);
- 4) утверждение о прекращении проектной разработки сеноманских залежей газов по причине полного обводнения зон отбора газа, расположение эксплуатационного фонда скважин при достаточно высоких > 15 атм. пластовых давлениях (раздел 12).

критерием рентабельной добычи газа служит величина предельного давления на устье скважин, определенная техническими возможностями системы подготовки и компримирования газа для дальнего транспортирования. Технически возможна добыча газа до определенного давления, в частности одной атмосферы на устье скважин или даже ниже. Тем не

запасов. Во многом ее можно решить на основе экспертных оценок.

4. Анализ результатов законченных разработкой месторождений дает колебания КГкон в широких пределах от 0,5 до 0,97.
5. Определение и принятие понятий «извлекаемые запасы природного газа», «коэффициент газоотдачи» на государственном и отраслевом уровнях будет способствовать определенности целей организации добычи газа, этапности проектирования и управления промышленной разработкой месторождений и, по ее окончании, доработкой запасов природного газа, оставшихся в пласте.
6. На уровне ГКЗ РФ предлагается принимать к защите и утверждать извлекаемые запасы и КГкон на основе экспертных оценок.
7. На уровне Центральной Комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедра) или ее территориальных отделений предлагается утверждать извлекаемые запасы и КГкон совместно с проектными показателями, рассчитанными на основе геологических и гидрогазодинамических моделей с уточнением в процессе эксплуатации месторождений. ■

В частности, в проектах разработки сеноманских залежей основным критерием рентабельной добычи газа служит величина предельного давления на устье скважин, определенная техническими возможностями системы подготовки и компримирования газа для дальнего транспортирования.

Технически возможна добыча газа до определенного давления, в частности одной атмосферы на устье скважин или даже ниже.

Однако это несколько не снижает важности выполненных исследований.

Определение степени отработки газовых залежей, КГкон, приобрело особую важность при проектировании и управлении разработкой гигантских газовых месторождений севера Тюменской области. Здесь, по окончании определенного периода периода разработки месторождений, в продуктивных пластах еще остаются запасы природного газа, сравнимые с запасами отдельных нефтегазоносных регионов. Решение вопроса выработки оставшихся запасов имеет большое значение для поддержания уровня добычи газа, достигнутого в РФ.

Проектирование и эксплуатация газовых месторождений представляет собой сложноустроенную, многоуровневую, многоцелевую систему, в которой КГкон напрямую зависит от выбранной цели на этапе проектирования.

При проектировании разработки и обустройства месторождений решающим фактором, определяющим проектный коэффициент газоотдачи, является экономическая эффективность добычи газа. Отсюда можно предполагать, что рассчитываемый проектами разработки КГкон является геолого-экономическим или природно-экономическим показателем. Он может быть как строго определенным, так и плавающим, в зависимости от заложенных в проект экономических целей, налоговой составляющей и конъюнктуры рынка.

В проектах разработки КГкон также оценивается как технологический показатель на определенной замыкающее давление технологической цепочки эксплуатации месторождения. Таковыми могут быть среднее пластовое давление (Рпл.ср.), среднее устьевое давление (Руст.ср) по эксплуатационному фонду скважин, давление на входе (Рвх) в технологическую подготовку газа к промышленному использованию.

В частности, в проектах разработки сеноманских залежей основным

критерием рентабельной добычи газа служат величины предельного давления в скважинах ниже 1 МПа их эксплуатация с применением традиционных технологий подготовки и транспортирования газа становится нерентабельной. С этих позиций авторами рассмотрено состояние разработки основных, длительно эксплуатируемых, сеноманских залежей газовых месторождений севера Тюменской области.

Авторами выполнен анализ проектных решений о состоянии разработки сеноман-альб-аптских газовых залежей 11 месторождений Надым-Пур-Тазовского и Ямбургского нефтегазоносных регионов. Проектные значения КГкон на конец промышленной разработки даже для сеноманских и альб-аптских продуктивных отложений, обладающих суперколлекторскими свойствами, составляют 89-93 % и 67-91 % соответственно. Это подтверждается фактическим состоянием находящихся на заключительной стадии разработки сеноманских залежей Вынгапуровского, Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. Извлекаемые запасы природного газа, конечный коэффициент газоотдачи есть суть природно-экономических факторов. При проектировании и управлении разработкой месторождений достижение максимальных коэффициентов КГкон является одной из многих, и зачастую не определяющей, целью.
2. Доработка месторождений, увеличение объемов извлекаемого газа в настоящее время является серьезной научно-технологической проблемой, требующей безотлагательного решения.
3. Решение вопроса степени извлекаемости запасов КГкон является системной задачей на стадии подсчета и постановки на Государственный баланс

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:-

1. Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов. –М.: Недра, 1981. – с. 294.
2. О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. –М.: Наука, 1996. – с. 541.
3. Н.Г. Степанов, Н.И. Дубинина, Б.Н. Васильев. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – с. 204.
4. А.И. Кривцов, Б.И. Беневольский, В.М. Минаков, И.В. Морозов. Термины и понятия ответственного недропользования: словарь-справочник. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – с. 344.
5. В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов, Г.И. Облеков. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера. –М.: Недра, 1995. – с. 464.
6. Г.И. Облеков, Р.Г. Облеков. Классификация запасов углеводородов (природный газ): Материалы всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов». –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003, – с. 466.