УДК 622.324.5

О.Е.БУГРИЙ, *заместитель директора НТЦ «Освоение и разработка углеводородных месторождений», O.Bugriy@promgaz.gazprom.ru*
ОАО «Газпром промгаз», Москва

O.E.BUGRIY, *Deputy director of Gasprom promgas, O.Bugriy@promgaz.gazprom.ru*
«Gazprom promgaz», Moskow

ПРОБЛЕМЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Приведена оценка выработанности запасов основных (базовых) месторождений природного газа Севера Тюменской области. Показана роль базовых месторождений в обеспечении добычи газа на длительную перспективу. Рассмотрены основные проблемы рационального пользования недрами, возникающие при добыче низконапорного газа на заключительной стадии разработки месторождений. Разработана методология решения проблемы низкой рентабельности добычи низконапорного газа. Подготовлены предложения по мерам государственной поддержки недропользователей для обеспечения эффективности добычи низконапорного газа и выполнения требований по рациональному пользованию недрами.

***Ключевые слова*:** рациональное использование природных ресурсов, рентабельность добычи, реконструкция, модернизация, национальные стандарты, достоверные запасы.

THE PROBLEMS OF EFFICIENT USE OF THE TUMENIAN RESERVOIRS AT FINAL STAGE OF LOW-PRESSURE GAS PRODUCTION AND PROSPECTS IN THEIR SOLUTIONS

The reserves depletion estimation is presented for main (base) fields in the north part of the Tumenian area. The significance of long time production of base fields is shown. The main problems of efficient use are shown for reservoirs at final stage of low-pressure gas field. The methodology associated with solving the problem is formulated for low profitability in low-pressure gas output. The recommendations for State support of subsurface users are prepared for efficient low-pressure gas production and efficient use of reserves at all.

***Key words*:** wise use of natural resources, profitable output, reconstruction, modernization, national standards, explored reserves.

Основные требования по рациональному использованию и охране недр изложены в ст.23 Закона Российской Федерации «О недрах» (с изменениями на 30.12.2008). Для месторождений природного газа, находящихся на заключительной стадии разработки, наибольшую актуальность приобретает выполнение следующих требований:

• обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

• достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых.

Сеноманские газовые залежи месторождений Севера Тюменской области обеспечивают добычу более 80 % от общей добы-



Роль базовых месторождений в обеспечении добычи газа до 2020 г.
1 – Медвежье; 2 – Уренгойское; 3 – Ямбургское (сен.); 4 – Заполярное (сен.); 5 – Бованенковское; 6 – прочие

чи газа по России. В регионе созданы крупнейшие производственно-индустриальные комплексы с развитой производственной и непроизводственной инфраструктурой, огромными городами и рабочими поселками. Вплоть до 2020 г. Ямало-Ненецкий национальный округ (ЯНАО) останется основным газодобывающим регионом ОАО «Газпром» (см. рисунок).

В настоящее время Медвежье, Ямбургское, Уренгойское, Вынгапуровское и другие базовые месторождения вступают в завершающую стадию разработки, т.е. в период добычи низконапорного газа. Выработанность месторождений по разным площадям составляет 60-82 %. От успешности проведения этой стадии во многом будут зависеть стабильность и надежность газоснабжения страны и выполнение экспортных контрактов.

Проблема рационального пользования недрами на заключительной стадии разработки связана с низкой рентабельностью добычи низконапорного газа, обусловленной низкими дебитами газа и устьевыми давлениями, обводнением скважин, износом основных фондов, ростом себестоимости добычи и другими факторами.

В настоящее время понятие низконапорный газ не утвердилось, нефтегазовые компании, государственные органы и различные исследователи рассматривают его по-своему. Например, ОАО «Газпром промгаз» предлагает считать низконапорным весь газ, который будет добываться после извлечения основных (85 %) запасов.

Созданные к настоящему времени основные фонды (действующий фонд скважин и объекты сбора и промысловой подготовки) позволяют обеспечить достижение газоотдачи по базовым месторождениям до 85 % – средняя газоотдача по Российской Федерации. Теоретическими исследованиями установлено, что конечная газоотдача может быть доведена до 95 % за счет решения проблемы низконапорного газа. Для этого потребуется вложение значительных инвестиционных ресурсов.

Продление срока разработки месторождения, т.е. увеличение коэффициентов углеводородоотдачи, неразрывно связано с необходимостью проведения работ реконструкции и модернизации газовых промыслов и всех элементов производственной и непроизводственной инфраструктуры. Затраты на проведение таких работ достаточно значительны. Работы по реконструкции необходимо проводить в сжатые сроки заключительной стадии разработки месторождения. Не всегда вложенные средства возвратятся

через амортизационные отчисления (периода амортизации может не хватить). Необходимо законодательно разрешить применять ускоренные методы амортизации для таких месторождений, которые позволят возместить вложенные в реконструкцию инвестиции.

Существует также проблема достоверности применяемых методов подсчета запасов газа сеноманских газовых залежей месторождений Западной Сибири, т.е. обеспечение выполнения требования достоверного учета извлекаемых и оставляемых в недрах запасов природного газа и газового конденсата.

Для оценки начальных и текущих (остаточных) запасов природного газа обычно применяют два метода оценки запасов месторождений природного газа: 1) объемный метод; 2) на основе уравнения материального баланса (по данным истории разработки).

В настоящее время разница в подсчетах запасов объемным методом и по данным истории разработки сеноманских газовых залежей месторождений Севера Тюменской области достигает 2,0 трлн $м^3$ (около 6-7 % от начальных суммарных запасов).

Обе методики не стандартизованы, т.е. не утверждены в порядке, установленном Законом РФ «О техническом регулировании» (с изменениями по состоянию на 23.07.2008), а следовательно, не имеют законной силы. В Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) принимаются только результаты подсчета запасов объемным методом, к проектированию принимаются запасы, подсчитанные на основе уравнения материального баланса.

Требуется разработка и утверждение национальных стандартов по подсчету начальных и текущих (остаточных) запасов для газовых и газоконденсатых месторождений с учетом международной классификации запасов и ресурсов, определение границ применимости существующих методов подсчета запасов газа и газового конденсата, допустимых величин отклонений подсчетных параметров в зависимости от стадий освоения и эксплуатации месторождений.

Методология решения проблемы рационального пользования недрами при добыче низконапорного газа заключается в разработке технологических и организационно-экономических мероприятий и базируется на детальной проработке отдельных элементов многоуровневой и многофункциональной системы добычи, подготовки и транспорта газа. Системный подход обуславливает необходимость комплексного рассмотрения цепочки (системы) пласт – скважина – газосборные сети – дожимная компрессорная станция – установка комплексной подготовки газа – головная компрессорная станция – внешние газопроводы.

Для успешного функционирования созданного производственного комплекса необходима государственная поддержка, связанная с уменьшением налогового бремени на добываемые углеводороды на заключительной стадии добычи газа, т.е. поддержка в реформировании налогового законодательства.

В качестве механизма сокращения налоговой нагрузки предлагается введение шкалы коэффициентов к ставке налога на добычу (НДПИ), обеспечивающей снижение налога в зависимости от степени выработанности месторождения и применение вычетов из налогооблагаемой базы при расчете налога на прибыль объемов инвестиций в реконструкцию и модернизацию газовых промыслов.

После снижения на месторождениях устьевого давления до 1,2 МПа, т.е. наступления периода добычи газа категории «низконапорный» или достижения газоотдачи по месторождениям (82-90 %) предлагается применять понижающий коэффициент 0,5 к ставке НДПИ. После снижения устьевых давлений ниже 0,8 МПа, т.е. когда добыча газа становится проблемной, – полная отмена НДПИ (понижающий коэффициент к ставке 0,0).

Для стимулирования инвестиций в реконструкцию и модернизацию газовых промыслов и других объектов, связанных с добычей газа на заключительной стадии разработки месторождений, предлагается в законодательном порядке установить:

• освобождение от налога на прибыль на период окупаемости вложенных средств;

• освобождение от таможенной пошлины и НДС-оборудования и МТР, импортирующегося для реконструкции промыслов.

Инвестиционные проекты по реконструкции и модернизации газовых промыслов и других элементов производственной инфраструктуры на Севере Тюменской области являются социально значимыми, и государство должно законодательным путем уменьшить налоговое бремя на добычу газа, что позволит дополнительно добыть до 10 % запасов газа, которые без такой поддержки могут остаться не извлеченными, а это 5-7 трлн $м^3$ газа в целом по ЯНАО.