

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО СЕНОМАНСКОГО ГАЗА

Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Российская Федерация, (625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Порядка 80% добываемого природного газа в России отбирается из сеноманских газовых залежей месторождений Западной Сибири. Долгое время основной объем добычи газа формировали крупнейшие уникальные месторождения региона — Медвежье, Уренгойское, Ямбургское. В настоящее время разработка сеноманских залежей данных месторождений перешла в завершающую стадию, а выработка начальных балансовых запасов превысила 80%-ный порог. Известно, что при отборе газа более чем на 80-85% происходит значительное снижение пластового давления, а дальнейшая добыча оставшихся запасов при условии их магистральной транспортировки становится экономически неэффективной вследствие резко возрастающей себестоимости добываемой продукции. Остаточные запасы газа таких залежей не рентабельны для добычи, но с глубоким компримированием часть из них все-таки можно извлечь. Вот эту часть и называют «низконапорным газом». Проведенная оценка показала, что по достижении 85%-ного порога выработки балансовых запасов сеноманских отложений только на Медвежьем, Уренгойском и Ямбургском месторождениях останется не менее 1 трлн 700 млрд м³ газа, из которых более 600 млрд м³ составит «низконапорный газ». Опыт экономически эффективного доизвлечения таких запасов в настоящее время отсутствует. Высокая степень инфраструктурного развития месторождений и важность социально-экономического фактора требуют внедрения новых технических решений, позволяющих продлить разработку и увеличить конечную газоотдачу данных месторождений. Сегодня в стенах научно-исследовательских и проектных институтов, занимающихся проблемами разработки сеноманских газовых залежей, решаются задачи по созданию новых и совершенствованию уже апробированных технологических подходов разработки залежей «низконапорного газа». В данной статье сделана попытка дать определение «низконапорного газа», оценить его объемы по находящимся в разработке сеноманским газовым залежам ЯНАО и дать краткое описание апробированных и перспективных технических решений по эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: низконапорный газ, плунжерный лифт, концентрический лифт, сеноманский газовый комплекс.

TECHNOLOGY OF PRODUCTION OF LOW-PRESSURE CENOMANIAN GAS

Sarancha A.V., Sarancha I.S., Mitrofanov D.A., Ovezova S.M.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

About 80% of the produced natural gas in Russia, taken from the Cenomanian gas deposits fields of Western Siberia. For a long time the main volume of gas formed a unique largest deposits in the region - Medvezhye, Urengoyskoye, Yamburgskoye. Currently the development of the Cenomanian deposits of the data fields passed the final stage, and output the initial balance reserves exceeded the 80 percent threshold. It is known that in the selection of gas more than 80-85%, there is a significant reduction in reservoir pressure, and further extraction of the remaining reserves, provided their main transportation becomes economically inefficient, due to sharply increasing the cost of products produced. Remaining gas reserves of these deposits is not cost-effective for production, but with deep compression, some of them still can be extracted. This area and are called "low-pressure gas". The assessment shows that the achievement of the 85% threshold of generation reserves Cenomanian deposits, only Medvezhye, Urengoy and Yamburg fields will remain at least 1 trillion 700 billion m³, of which more than 600 billion m³ will be "low-pressure gas." Experience cost-effective recovery of these stocks are currently missing. A high degree of infrastructure development fields and the importance of socio-economic factors, require the introduction of new technical solutions that extend the development and increase the end-hasaudio data fields. Today in the research and design institutes, dealing with the development of the Cenomanian gas deposits solved the problem by the creation of new and the improvement of already proven technological approaches for the development of deposits "of low-pressure gas". In this article an attempt is made to define "low-pressure gas", to estimate the volumes involved in the development of the Cenomanian gas deposits of the Yamal-Nenets and give a brief description of proven and promising technical solutions to the wells at final stage of development.

Keywords: low-pressure gas, plunger lift, concentric lift, Cenomanian gas complex.

Промышленная добыча сеноманского газа началась в 1972 году с ввода в разработку Медвежьего месторождения, первого в Ямало-Ненецком автономном округе. Далее в 1978 году вводится в разработку сеноманская залежь Уренгойского месторождения, крупнейшая по запасам газа в России. В 1986 году введено в разработку Ямбургское месторождение Тазовского полуострова. В результате в 1992 году добыча газа из сеноманских залежей достигла своего исторического максимума и составила 511 млрд м³, из которых 427 млрд м³, или 84%, приходилось на три вышеупомянутых месторождения (рисунок 1).

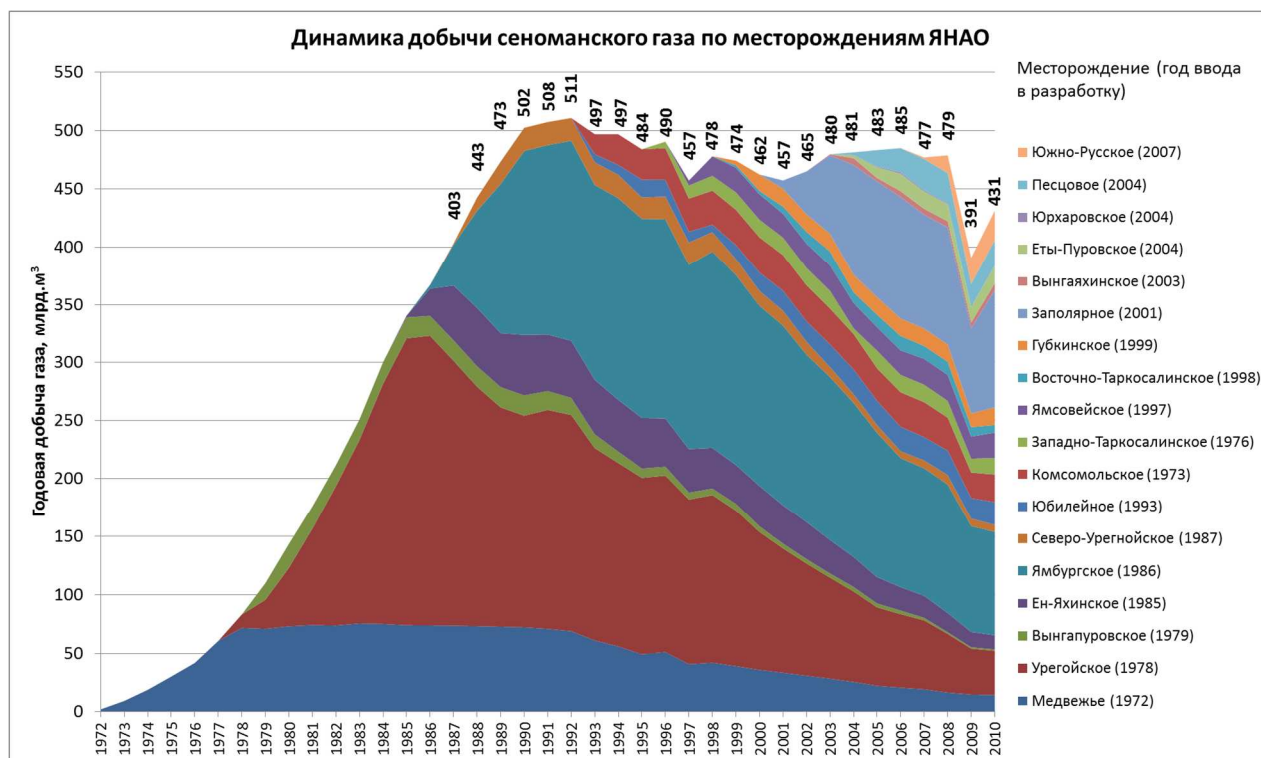


Рис. 1. Динамика добычи газа по сеноманскому комплексу ЯНАО

В последующие годы в эксплуатацию были введены еще 10 крупных месторождений. Из сеноманских залежей, введшихся в разработку до 2011 года, также стоит отметить Заполярное месторождение, добыча на котором была начата в 2001 году, а уже в 2010 году на долю данного месторождения приходилось порядка 24% годовой добычи сеноманского газа.

Последующий ввод более мелких по запасам газа месторождений с 1992 года, позволял удерживать добычу в диапазоне 457–497 млрд м³. Однако в результате естественного истощения пластовой энергии и экономических причин годовые отборы постепенно снизились до 431 млрд м³ в 2010 году, что составляет около 80% от суммарной добычи на территории России.

Известно, что при отборе газа более 80-85% происходит значительное снижение пластового давления, а дальнейшая добыча оставшихся запасов при условии их магистральной транспортировки становится экономически неэффективной вследствие резко

возрастающей себестоимости добываемой продукции. Остаточные запасы газа таких залежей, которые не рентабельны для добычи, но с глубоким компримированием все-таки могут быть извлечены, называются низконапорными. Надо сразу отметить, что в официальных нормативно-правовых и методических документах термин «низконапорный газ» отсутствует. Далее в данной статье под термином «низконапорный газ» будут пониматься 35% от оставшихся запасов газа сеноманских залежей, при выработке их на 85% от начальных балансовых. Оставшиеся 65% газа, при выработке сеноманских залежей на 85%, будем считать вообще невозможными для извлечения по техническим причинам. Добыча «низконапорного газа» считается возможной существующими технологиями и техникой, но является не рентабельной или низко рентабельной. Вообще надо понимать, что по разным месторождениям данные цифры будут различны, однако для приблизительного подсчета объемов «низконапорного газа» по сеноманским залежам в данной работе будут использоваться именно указанные условно принятые цифры.

Ниже представлены остаточные запасы при достижении коэффициента извлечения газа (КИГ) на уровне 0,85 д.ед. (таблица 1, колонка 5). Именно при достижении такой газоотдачи 35% оставшихся запасов будут считаться «низконапорными» и нерентабельными для добычи, другие 65% вообще невозможно добыть при существующих технологиях добычи. Всего по представленным в таблице 1 месторождениям такого газа ожидается порядка 1 трлн 140 млрд м³ (таблица 1, колонка 6). Такой объем запасов сопоставим с запасами Ен-Яхинского газового месторождения, которое является уникальным по запасам месторождением России. В этой связи создание новых технологических подходов по разработке сеноманских газовых залежей «низконапорного газа» окажет заметное влияние на развитие не только отечественной газовой промышленности, но и всей экономики страны.

Как видно из таблицы 1, наиболее выработанными из разрабатываемых сеноманских залежей крупных газовых месторождений Западной Сибири в настоящее время являются Вынгапуровское, Медвежье, Ямбургское и Уренгойское. Разработка данных месторождений сопровождается снижением пластового давления, подъемом газо-водяного контакта и обводнением призабойной зоны скважин конденсационной и пластовой водой.

Таблица 1

Текущее состояние выработки запасов газа сеноманских залежей ЯНАО

Месторождения	Начальные запасы газа, млрд м ³	Накопленный отбор газа на начало 2011 года, млрд м ³	Текущий коэффициент газоотдачи, %	Остаточные запасы при КИГ=0,85, млрд м ³	Объем ННГ, млрд м ³
1	2	3	4	5	6
Вынгапуровское	395	333	84,3	59,3	20,7
Медвежье	2347	1855	79,0	352,1	123,2
Ямбургское	3933	3081	78,3	590,0	206,5

Месторождения	Начальные запасы газа, млрд м ³	Накопленный отбор газа на начало 2011 года, млрд м ³	Текущий коэффициент газоотдачи, %	Остаточные запасы при КИГ=0,85, млрд м ³	Объем ННГ, млрд м ³
Уренгойское	5366	4172	77,7	804,9	281,7
Ен-Яхинское	1263	858	67,9	189,5	66,3
Комсомольское	778	502	64,5	116,7	40,8
Западно-Таркосалинское	325	196	60,3	48,8	17,1
Юбилейное	522	286	54,8	78,3	27,4
Северо-Уренгойское	586	311	53,1	87,9	30,8
Ямсовейское	560	276	49,3	84,0	29,4
Губкинское	399	166	41,6	59,9	20,9
Восточно-Таркосалинское	295	103	34,9	44,3	15,5
Вынгайхинское	122	36	29,5	18,3	6,4
Заполярье	2825	786	27,8	423,8	148,3
Еты-Пуровское	315	85	27,0	47,3	16,5
Песцовое	825	132	16,0	123,8	43,3
Южно-Русское	673	65	9,7	101,0	35,3
Юрхаровское	119	4,1	3,4	17,9	6,2
Новогоднее	9,3	0,2	2,2	1,4	0,5
Муравленковское	54,4	1,1	2,0	8,2	2,9
Всего	21711,7	13248,4	Среднее 61,0	3256,8	1139,9

Снижение пластового давления и дебита ухудшают условия выноса жидкости и механических примесей с забоя скважин. Накопление воды приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности и в итоге к остановке или так называемому самозадавливанию скважин. Без проведения различных геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание режима работы «самозадавливающихся» скважин, объем низконапорных запасов газа будет возрастать. Рассмотрим подробно апробированные и перспективные решения, позволяющие эксплуатировать скважины на завершающем этапе разработки сеноманских залежей «низконапорного газа».

К геолого-техническим мероприятиям по поддержанию режима работы самозадавливающихся скважин относятся:

- проведение капитального ремонта скважин, включающего крепление призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы;
- периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу;
- обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- замена насосно-компрессорных труб (НКТ) на трубы меньшего диаметра;
- применение плунжерного лифта;
- использование концентрического лифта;

- циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство;
- применение модульных компрессорных установок.

Обработка эксплуатационных скважин составами ПАВ

На месторождении Медвежье с целью интенсификации добычи газа применяются три вида технологий удаления жидкости из скважины с применением ПАВ: обработка забоев скважин твердыми ПАВ, обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) жидкими ПАВ и обработка ПЗП жидким ПАВ с последующей продавкой в пласт метанола.

При взаимодействии ПАВ с водой образуется стабильная пена, представляющая собой дисперсную систему, состоящую из ячеек-пузырьков газа. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют непрерывный пленочный каркас, являющийся основой пены. Для удаления вспененной жидкости скважину просто запускают в работу, либо сначала отрабатывают на «факел» в течение 12 часов и после этого запускают в работу. В случае продавки в пласт метанола скважину отрабатывают на «факел», удаляя вспененную жидкость, далее закачивают и продавливают в пласт 3-5 м³ метанола, после чего пускают скважину в работу. Средний эффект от обработки жидкими ПАВ составляет 105 дней, в отличие от твердых ПАВ, от которых эффект составляет в среднем всего 10 дней [5].

Эксплуатация скважин с использованием концентрического лифта

Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам – это процесс, в котором газ, поступающий из пласта на забое, разделяется на два потока, поднимающихся параллельно по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонной (ЦЛК) и основной лифтовой колонной (ОЛК), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. Потoki газа после подъема к устью скважины соединяются и поступают в один газосборочный коллектор [2]. В условиях, осложненных притоком жидкости в скважину и/или разрушением призабойной зоны продуктивного пласта, отбор газа из скважины ограничивают постоянным или регулируемым штуцером, устанавливаемым на выкидной линии от скважины или/и противодавлением в газосборочном коллекторе. Во «ВНИИГАЗе» разработана технология автоматического управления эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам и первый устьевой газопневматический комплекс для управления режимом работы скважины. Технология позволяет автоматически поддерживать в ЦЛК значение дебита газа, превышающего на 10-20% минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК.

Применение данной технологии также возможно и в скважинах, характеризующихся интенсивным пескопроявлением, но в этих случаях требуются работы по креплению ПЗП во время капитального крепления скважин (КРС) при реконструкции скважины.

На двух скважинах Медвежьего месторождения проводились испытания технологии и оборудования для эксплуатации обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам. В целом результаты испытаний по одной скважине признаны положительными, по другой скважине требуется проведение дополнительного анализа полученных данных. В качестве положительного момента необходимо отметить сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу. К недостаткам можно отнести большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами и снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по центральной лифтовой колонне.

Эксплуатация скважин с использованием плунжерного лифта

Плунжерный лифт функционирует циклически в скважине, которая то работает, то останавливается. Во время остановки, когда плунжер находится внизу, в затрубном пространстве нарастает давление газа, при этом жидкость в скважине уже почти накопилась на заключительном этапе периода фонтанирования. Жидкость накапливается у башмака НКТ, и плунжер опускается сквозь ее столб на пружину амортизатора, где остается в течение всего периода нарастания давления. Давление газа в затрубном пространстве зависит от продолжительности остановки скважины, пластового давления и проницаемости пласта. Когда давление в затрубном пространстве в достаточной мере увеличится, откроется приводной клапан и скважина начнет работать в шлейф.

Преимущества технологии: сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу; возможность применения в лифтовых колоннах $D_{\text{у}}=168$ мм без снижения дебита скважины; установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины продолжительностью не более 30 минут; низкая стоимость оборудования. Недостатками технологии являются большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами и невозможность ее применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства.

Применение устьевых компрессорных установок

Для регулирования технологического режима скважин, независимо от давления на входе в дожимные компрессорные станции (ДКС), перспективным технологическим решением являются модульные компрессорные установки (МКУ), ввод которых позволит поднять входные давления на ДКС и продлить тем самым работу промыслов в целом. При этом появится возможность гибкого регулирования скважин, в результате чего будут

запущены простаивающие скважины, увеличится добыча газа и улучшится дренирование запасов залежи. Скважины будут работать независимо от давления на входе в ДКС.

Данная технология позволит продолжить добычу низконапорного газа и достичь максимальной газоотдачи залежи. МКУ обеспечат эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,15 МПа.

Выводы

1. Уникальные месторождения Медвежье, Уренгойское и Ямбургское выработаны в среднем более чем на 80%, и отбор газа по ним снизился почти на 80%. При использовании традиционных технологий после завершения разработки в сеноманских залежах только упомянутых трех месторождений останется не менее 1 трлн 700 млрд м³ газа, из которых более 600 млрд м³ составит «низконапорный газ».

2. Основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей пласта и продуктивности призабойных зон скважин; обводнение залежи и интенсивные водо- и пескопроявления при работе скважин; рост самозадавливающихся скважин; физический и моральный износ оборудования, требующий постоянного обновления и соответственно значительных объемов капитальных вложений в реконструкцию и техническое перевооружение объектов промысла.

3. Наиболее перспективными техническими решениями по эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки являются: закачка ПАВ на забой, применение плунжерного и концентрического лифта, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство и применение модульных компрессорных установок, позволяющих регулировать технологический режим работы скважин независимо от давления на входе в ДКС.

Список литературы

1. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского НГКМ: отчет о НИР / ООО «ТюменьНИИгаз»; руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 2010. – 513 с.

2. Дукатов Д.В., Минликаев В.З., Глухенький А.Г., Мельников И.В., Шулятиков И.В. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения // Газовая промышленность. – 2010. - № 2. - С. 76-77.

3. Кильдешев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Концепция выделения эксплуатационных объектов на Южно-Русском многопластовом нефтегазоконденсатном месторождении // Горные ведомости. – 2011. - № 7 (86). – С. 52-59.

4. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Территория Нефтегаз. – 2011. - № 6. – С. 42-47.
5. Колмаков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. - СПб. : ООО «Недра», 2012. – 176 с.
6. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / пер. с англ. – М. : ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с., ил. (Промышленный инжиниринг).
7. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Мельников И.В., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Особенности эксплуатации газовых скважин Медвежьего месторождения // Наука и ТЭК. – 2011. - № 3.
8. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. - 2014. - Т. 10. - № 3 (52). - С. 146-147.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.