УДК 622.276.1

В.А. ОГАЙ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
Е.В. МЕДВЕДЕВ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
Г.К. ПИЛЬЧИНОВ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
г.Тюмень

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ СЕНОМАНСКОГО ГАЗА НА ВЫРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

При отборе газа из сеноманских залежей более 80-85 % происходит значительное снижение пластового давления, а дальнейшая добыча оставшихся запасов при условии их магистральной транспортировки, становится экономически неэффективной. Такие запасы называются «низконапорными». Далее под термином будет пониматься 35 % от оставшихся запасов газа, при выработки залежей на 85 %. Оставшиеся 65 % будем считать невозможными для извлечения по техническим причинам. Надо понимать, что по разным месторождениям данные цифры будут различны [1].

Таблица 1

Состояние выработки запасов газа сеноманских залежей ЯНАО на начало 2012 года

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
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
Вынгаяхинское	122	36	29,5	18,3	6,4
Заполярное	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**

Всего низконапорного сеноманского газа ожидается порядка 1 трлн. 140 млрд. м^3, что сопоставимо с запасами Ен-Яхинского газового месторождения, уникального по запасам месторождения России. В этой связи, создание новых технологических подходов по разработке сеноманских залежей «низконапорного газа», окажет заметное влияние на развитие не только отечественной газовой промышленности, но и всей экономики страны.

На сегодняшний день наиболее выработанными являются залежи Вынгапуровского и Медвежьего месторождений. По причине значительного снижения пластового давления на завершающем этапе разработки снижаются дебиты скважин и ухудшаются условия выноса жидкости и механических примесей с забоя скважин. Происходит накопление воды, которое в итоге приводит к остановке или так называемому «самозадавливанию» скважин [2].

Рассмотрим апробированные и наиболее перспективные технологии, которые позволяют поддерживать режим работы «самозадавливающихся» скважин и делают добычу «низконапорного» сеноманского газа более рентабельной.

При использовании технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам газ отбирается из скважины одновременно по центральной лифтовой колонне и основной лифтовой колонне, концентрически размещенными одна в другой. Потоки газа на устье скважины поступают в один газосборный коллектор. На соединительном трубопроводе межтрубного кольцевого пространства устанавливается управляющий клапан. При скоплении жидкости в стволе скважины кольцевое пространство частично перекрывается, обеспечивая увеличение дебита газа по центральной лифтовой колонне до величины, достаточной для удаления жидкости. Далее скважина работает по двум каналам с высоким дебитом. Управление работой скважины осуществляется с помощью автоматизированного комплекса [3].

С сентября 2008 г. на скважинах № 722 и 814 Медвежьего месторождения проводятся испытания данной технологии с использованием лифтовых колонн диаметрм 60 и 168 мм и автоматизированного управляющего комплекса "Smart-Skid" компании ZEDi . По результатам испытаний к важному положительному моменту относится значительное сокращение числа продувок скважин. К недостаткам относятся значительные потери давления в лифтовых колоннах, а также большой объем работ по обслуживанию управляющих комплексов.

Технология эксплуатации обводняющихся скважин с использованием плунжерного лифта производится составным летающим клапаном, который помещают в лифтовую колонну. Элементы клапана — шар и корпус опускаются в скважине раздельно, за счёт избыточной массы и соединяются на нижнем ограничителе хода плунжера. Далее плунжер с жидкостью в корпусе поднимается избыточным давлением газа до верхнего ограничителя хода к устью скважины. После перелива жидкости через устье скважины цикл повторяется [3].

24 февраля 2006 г. на скважине № 623 Медвежьего месторождения впервые в мире был запущен плунжерный лифт в лифтовой колонне диаметром 168 мм. Для увеличения ресурса плунжера с сентября 2009 года на скважине № 726 Медвежьего месторождения проводятся испытания системы управления плунжером в периодическом режиме. К преимуществам технологии относятся сокращение количества продувок ствола скважин, возможность применения в лифтовых колоннах диаметром 168 мм без снижения дебита, быстрая установка и низкая стоимость оборудования. К недостаткам – большой объем работ по обслуживанию технологии, невозможность применения в скважинах с несоосными элементами лифтовой колонны или оборудованных фонтанной арматурой импортного производства, возникновение препятствия для хода плунжера при частичном обледенение НКТ и фонтанной арматуры.

В качестве альтернативного мероприятия для обеспечения стабильной работы «самозадавливающихся» скважин применяется закачка газа в межтрубное пространство. Газ высокого давления с выхода ДКС поступает в затрубное пространство скважины. В результате суммарный расход газа, поступающего на забой скважины из пласта и через затрубное пространство, становится выше критического и происходит вынос жидкости из скважины. Продукция скважины подается в газосборную систему. Расход закачиваемого газа регулируется с помощью углового штуцера [3].

Данная технология проходила испытание в период с 21 июня по 15 октября 2009 г. на кусте скважин Медвежьего месторождения. На первом этапе испытаний закачка газа осуществлялась постоянно, на втором — в циклическом режиме. При циклической закачке средняя величина отношения дебита газа, поступающего из пласта, к дебиту закачки выше по сравнению с постоянной закачкой. При циклическом режиме требуются автоматическая регулировка и контроль величины расхода закачки газа. К преимуществам данной технологии относятся прекращение продувок скважин с выпуском газа в атмосферу, увеличение скорости газа в шлейфе до величин, обеспечивающих вынос жидкости, возможность проведения более эффективной циклической закачки газа. К недостаткам – сильная зависимость объема закачки газа от давления в шлейфе, затраты на

оборудование дополнительными шлейфами, осушку и компримирование закачиваемого газа, необходимость установки устьевого подогревателя закачиваемого газа при работе в зимнее время.

Наиболее перспективным решением по эксплуатации скважин на завершающем этапе разработки сеноманских залежей является ввод в узловые точки системы сбора газа мобильных компрессорных установок, которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС. МКУ базируется на общей стальной раме с внешними блочными устройствами. Работа установки происходит без присутствия обслуживающего персонала. МКУ способны продлить эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,15 МПа, что позволит продолжить рентабельную добычу низконапорного газа и достичь максимальной газоотдачи залежи. Это абсолютно новый подход к эксплуатации газовых месторождений России на заключительном этапе разработки [3].

В 2011 году на Вынгапуровском месторождении был запущен пилотный проект по вводу двух мобильных компрессорных установок в рамках опытно-промышленной эксплуатации. А уже в марте 2015 года компания "Газпром добыча Ноябрьск" подписала договор о приобретении семи установок, которые разместят на четырёх площадках газосборной системы Вынгапуровского газового промысла. Это позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г, несмотря на то, что уже сейчас коэффициент извлечения газа сеноманской залежи месторождения составляет более 84 %.

Подводя итог, хотелось бы отметить, что описанные технологии способны сделать добычу «низконапорного» сеноманского газа экономически рентабельной, продлить срок эксплуатации залежей и повысить их конечный коэффициент газоотдачи. Этот вопрос становится особенно актуальным на фоне истощения сеноманских залежей уникальных месторождений Западной Сибири и огромных объемов «низконапорного» газа.

Список литературы:

1. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 3 (52). С. 146-147.

2. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Мельников И.В., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Особенности эксплуатации газовых скважин Медвежьего месторождения // Наука и ТЭК, № 3, 2011.

3. Колмаков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа // СПб.: ООО «Недра», 2012. – 176 с.