ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

OPTIMIZATION OF GAS WELLS OPERATION AT THE YAMBURG GAS FIELD

Р.Р. Якупов
Rustam R. Yakupov

Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Н.Р. Яркеева
Natalia R. Yarkeeva

Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время многие крупные месторождения севера Западно-Сибирской равнины находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, высокой обводненностью, риском разрушения коллекторов. На этой стадии разработки эксплуатация скважин газовых месторождений осложняется скоплением на их забоях конденсационной и пластовой вод, приводящим к размыву порового цемента и последующему образованию песчаных пробок. При скоплении большого объема воды на забое скважина выходит из стабильного режима работы, уменьшается ее дебит и в дальнейшем может произойти ее «самозадавливание». Для предотвращения выхода скважины из строя необходимы принятие и реализация технологических решений, направленных на увеличение скорости подъема продукции скважин для выноса частиц жидкости и механических примесей и ограничения притока пластовой воды. Одной из распространенных технологий решения проблемы «самозадавливания» скважин является замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра. На данный момент не существует однозначных критериев подбора диаметра труб и оценки эффективности их замены, однако такая замена позволяет скважинам продолжительное время стабильно работать без резкого уменьшения дебитов, а также увеличивать извлечение газа. В данной статье представлены основные принципы подбора диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) и проведен расчет для скважин Газового промысла № 6 ООО «Газпром добыча Ямбург». По результатам расчета приведены рекомендации по замене труб диаметром 168 мм на НКТ диаметром 114 мм, так как такие трубы позволят при приемлемом дебите скважин получить наибольшее извлечение газа из пласта без дополнительных материальных затрат.

At present, many large deposits of the north of the West Siberian Plain are at a late stage of development, characterized by low reservoir pressures, high water cut, and the risk of reservoir destruction. At this stage of development, the exploitation of gas wells is complicated by the accumulation of condensation and formation water on their bottom holes, leading to the erosion of pore cement and the subsequent formation of sand plugs. When a large volume of water is accumulated at the bottom, the well gets out of the operating mode, its production decreases, and its «self-pressing» can occur later. To prevent the failure of the well, it is necessary to adopt and implement technological solutions aimed at increasing the rate of lifting of well production to carry out liquid particles and mechanical impurities and to limit the inflow of produced water. One of the most common

Key words

замена
насосно-компрессорных труб,
поздняя стадия разработки,
эксплуатация газовых скважин,
самозадавливание скважин

Ключевые слова

replacement of oil well tubing,
late stage of development,
gas wells operation,
liquid-loading of wells

technologies for solving the problem of «self-pressing» of wells is the replacement of elevator pipes with smaller diameter pipes. At the moment, there are no single-valued criteria for selecting pipe diameters and evaluating the efficiency of their replacement, but this replacement allows the wells to operate stably for a long time without sharp decrease of production rates, and to increase gas recovery. This article presents the basic principles of tubing diameter selection and calculations for wells of Gas field No. 6 of Gazprom dobycha Yamburg. As a result of the calculation, recommendations are given for replacing 168 mm diameter tubing for 114 mm diameter tubing, since such tubing will allow obtaining the largest gas recovery from the formation at an acceptable well rate without additional material costs.

В настоящее время многие крупные месторождения севера Западно-Сибирской равнины, такие как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, находятся в разработке более 30 лет и сильно истощены. Сеноманская залежь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями (динамика пластового давления установки комплексной подготовки газа 6 (УКПГ-6) — рисунок 1), высокой степенью обводненности, низкими добычными возможностями пласта, разрушающимися коллекторами. По причине того, что месторождение расположено в запольной части Западно-Сибирской равнины, холодные климатические условия приводят к конденсации воды в скважинах и шлейфах. На этой стадии разработки такая конденсационная вода, в совокупности с пластовой и технической, может скапливаться на забоях скважин, существенно снижая их производительность, а при достижении некоторого предела происходит остановка скважины («самозадавливание») [1]. На данный момент большая

часть скважин ЯНГКМ, эксплуатирующихся на сеномане, оборудована лифтовыми трубами диаметром 168 мм. Такие трубы в условиях низких дебитов и низких пластовых давлений не обеспечивают требуемой скорости подъема газа, то есть в них не создаются условия для выноса скапливающейся жидкости. Каждый год число таких скважин увеличиваются на 2–4 % [2]. Эксплуатация таких скважин, помимо уменьшения их дебита, сопровождается увеличением содержания в их продукции механических примесей. Причиной этого является вынос на забой пластового песка, размыв порового цемента. Вынос песка в продукции скважин приводит к износу ее оборудования, выходу из строя штуцеров и задвижек. Постепенно на забое скважин образуются песчаные пробки, что также ведет к существенному снижению дебита [3]. Проведение ремонтов по удалению песчаных пробок приводит к ускорению последующего разрушения призабойной зоны пласта, в результате чего такие скважины могут выйти из строя. Поэтому для стабильной работы скважин необходимо поддерживать оптимальный

Рисунок 1. Падение пластового давления в зоне УКПГ-6

режим, обеспечивающий вынос скапливающейся на забое воды [4]. Однако постоянный контроль и поддержание скважин в оптимальном режиме работы весьма трудоемки и требуют повышенных материальных затрат.

Стабильную работу газовых скважин можно обеспечить различными физическими и физико-химическими методами. Для предотвращения самозадавливания скважин водой применяется множество геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение скорости газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ), ограничение притока подошвенной воды, очистка забоя скважины от песчаных пробок, уменьшающих её дебит, а именно:

- периодическая продувка скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу и отработкой скважины на горизонтальном факельном устройстве (ГФУ);
- применение концентрического лифта;
- обработка призабойной зоны пласта жидкими или твердыми поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- применение модульных компрессорных установок;
- перевод скважины на механизированный способ (например применение газлифта);
- снижение гидравлического сопротивления по стволу скважины использованием труб с внутренним полимерным покрытием;
- проведение мероприятий по ограничению притока пластовой воды (создание водоизоляционного экрана, устранение негерметичности колонны, ограничение отборов газа, отсечение обводненного интервала скважины).

Одним из наиболее распространенных методов восстановления режима работы самозадавливающихся скважин является продувка стволов скважин на факельную установку. Однако при этом происходит резкое снижение забойного давления, приводящее к опасности разрушения коллектора и подтягиванию подошвенной воды [1]. Анализируя вышеперечисленные методы, можно сделать вывод, что при разных условиях следует применять разные геолого-технические мероприятия, учитывая,

в первую очередь, причину возникающих осложнений. Их применение требует не только серьезного научного обоснования, но и экономического, так как проведение любых геолого-технических мероприятий связано с существенными капитальными затратами. Так, например, при существенном образовании конденсационных вод будет эффективна закачка необходимых поверхностно-активных веществ или применение концентрических лифтовых колонн, что позволит практически полностью отказаться от продувок скважин в атмосферу, тогда как мероприятия по ограничению притока пластовой воды не дадут требуемого результата.

Также одной из распространенных технологий является замена лифтовой колонны на трубу меньшего диаметра. Такая замена позволяет увеличить скорость подъема продукции скважин при тех же депрессиях на пласт, что обеспечивает вынос капель жидкости, скапливающейся на забое, потоком газа. Однако при этом в настоящее время нет однозначных критериев ни выбора диаметра, ни оценки целесообразности замены лифтовых труб. Условно можно выделить три таких критерия для подбора диаметра НКТ [3]:

- дебит скважины;
- извлечение максимального объема газа из пласта;
- продолжительность устойчивой работы.

Если провести оптимизацию диаметра лифтовых труб по дебиту, то есть выбрать такой диаметр, который обеспечит максимальный рабочий дебит скважины, она будет работать в устойчивом режиме сравнительно короткий период времени. Более того, при выборе оптимального по дебиту диаметра суммарная добыча газа не достигнет потенциально возможных значений, то есть потребуются проведение дополнительных мероприятий по изменению технологии эксплуатации скважины. С другой стороны, при выборе в качестве критерия оптимизации только максимальное извлечение газа, дебит скважины окажется существенно меньше и увеличится

Таблица 1. Результаты выбора критерия оптимизации диаметра лифтовых труб

Критерий выбора диаметра НКТ	Параметры скважин		
	$q_{\text{скв.}}$	ΣQ	t
Дебит	максимальный	минимальная	минимальное
КИГ	средний	максимальная	среднее
Период устойчивой работы	минимальный	средняя	максимальное

требуемое время работы скважины. Поэтому необходимо рассматривать совокупность приведенных критериев, опираясь не только на технико-технические, но и технико-экономические факторы (таблица 1).

Назовем оптимальным такой диаметр лифтовых труб, при котором обеспечивается удовлетворительная продолжительность устойчивой работы скважины при максимально возможном дебите и объемах итоговой добычи газа. Такой диаметр должен обеспечивать минимум потерь давления на трение при подъеме скважинной продукции и скорость, необходимую для подъема жидкости и песка с забоя скважины. В общем виде зависимость потерь давления от диаметра лифтовых труб приведена на рисунке 2.

По графику (рисунок 2) можно сделать вывод, что при некотором значении диаметра, соответствующем минимуму потерь, достигаются наиболее благоприятные условия для стабильной работы скважин и максимального извлечения газа из пласта.

Оптимальный диаметр НКТ рассчитывается из условия обеспечения минимальных потерь давления при подъеме продукции по

стволу скважины, а также из условия выноса с забоя конденсационной и поступающей из пласта воды, твердых частиц. Согласно промышленному опыту, вынос этих частиц обеспечивается, когда скорость восходящего потока превышает критическую. По опытным данным минимальная скорость газа на забое скважины должна находиться в пределах 4–8 м/с. При превышении 8 м/с начинается интенсивное разрушение породы, что приводит к абразивному износу труб [5].

На текущий момент давление на сеноманских пластах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения снизилось до тех пределов, когда скважина не может работать в нормальном режиме, поэтому требуется технологическое решение по оптимизации ее работы. В ближайшее время пластовое давление достигнет 0,6-0,7 МПа. Для расчета диаметра НКТ будем использовать следующие формулы [6]:

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377 \lambda Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2S} - 1) 10^{-10}}{p_3^2 - p_y^2 e^{2S}}}, \quad (1)$$

Рисунок 2. Зависимость потерь давления от диаметра лифтовых труб

Таблица 2. Данные по скважине № 34 по данным исследования 19.10.2016 г.

Параметр	Единица измерения	Значение
Диаметр эксплуатационной колонны	мм	219
Искусственный забой	м	1220
Интервал перфорации	м	1132-1202
Диаметр НКТ	мм	168
Глубина спуска НКТ	м	1191
Глубина установки пакера	м	1108
Забойное давление	МПа	0,6188
Забойная температура	°C	32

где D — диаметр лифтовых труб из условия обеспечения минимальных потерь давления в стволе скважины;

$$D = \sqrt{\frac{4QZ_{cp}P_oT_o}{\pi P_3Z_0T_3v_{cp}}}, \quad (2)$$

где D — диаметр труб из условия выноса твердых частиц с забоя скважин.

Если диаметр из условия обеспечения минимальных потерь давления в стволе скважины в результате расчета оказывается больше диаметра, определенного из условия обеспечения выноса твердых и жидких частиц на поверхность, то принимается диаметр, определенный по первому условию. Если же диаметр окажется меньше вычисленного из условия необходимости выноса частиц на поверхность, то его можно также увеличить.

Проведем расчет диаметра НКТ для скважины № 34 Газового промысла № 5 ООО «Газпром добыча Ямбург». В таблице 2 приведены значения забойных давлений и минимально допустимого дебита по данным исследований от 19.10.2016 г.

Исходным сырьём является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 2,5 г/м³, сероводород отсутствует. Природный газ, поступающий на установки комплексной

подготовки газа, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага (конденсационная и пластовая), механические примеси. В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости 10–20 % (таблица 3) [7].

Таблица 3. Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки, % масс.

Компонента — Массовая доля, % масс.	
CH ₄ — 97,8–99,0;	N ₂ — 0,7–1,7;
C ₂ H ₆ — 0,0–0,15;	He — 0,01–0,02;
C ₃ H ₈ — до 0,15;	Ar — 0,01–0,03;
C ₄ H ₁₀ — следы;	H ₂ — 0,002–0,04
CO ₂ — 0,2–0,3;	

Критические параметры газа (температура и давление) рассчитываются аддитивным методом, данные об этих параметрах для составляющих газовой смеси принимаются из справочника [8] (таблица 4).

Подставим полученные параметры в расчетные формулы (1) и (2):

$$D_1 = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 0,019 \cdot (620 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,8708^2 \cdot 292,3^2 \cdot (1,18 - 1) \cdot 10^{-10}}{86400^2 \cdot (0,6188^2 - 0,5597^2 \cdot 118)}} = 0,164 \text{ м};$$

$$D_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 620 \cdot 0,8708 \cdot 280 \cdot 10^3}{86400 \cdot 3,14 \cdot 0,6188 \cdot 305 \cdot 10^2 \cdot 6,4}} = 0,136 \text{ м}.$$

В таблице 5 приведены результаты проведенных расчетов. Для условий 2016 года рас-

Таблица 4. Критические параметры составляющих продукции скважин

Компонента	Массовая доля	Молярная масса, г/моль	$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К	Молярная масса смеси, г/моль	Плотность газовой смеси по воздуху
CH ₄	0,984	16	4,626	190,62	16,267	0,560931
C ₂ H ₆	0,0015	30	4,871	305,18		
C ₃ H ₈	0,0015	44	4,25	369,84		
CO ₂	0,003	44	7,38	304,08		
N ₂	0,01	28	3,4	126		

Таблица 5. Результаты расчетов для данных на 19.10.2016 г.

Расчетный параметр	Для условий на 19.10.2016 г.
Критическая температура, К, $T_{кр} = \sum_{i=1}^N \eta_i T_{кри}$	190,75
Критическое давление, МПа, $P_{кр} = \sum_{i=1}^N \eta_i P_{кри}$	4,62
Приведенное давление, МПа, $P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}$	1,34
Критерий Рейнольдса	34047
Коэффициент сверхсжимаемости $Z = (0,4 \cdot \lg T_{кр} + 0,73)^{P_{пр}} + 0,1 \cdot P_{пр}$	0,8708
Расчетный диаметр НКТ из условия выноса твердых частиц, мм	136
Расчетный диаметр НКТ из условия минимальных потерь давления по стволу скважин, мм	164

четный диаметр лифтовых труб по условию выноса твердых частиц $D_{\text{час}} = 136$ мм оказался меньше диаметра, рассчитанного из условия минимальных потерь $D_{\text{пот}} = 164$ мм, поэтому принимаем большее значение. С начала разработки на скважинах сеномана ЯНГКМ использовались НКТ диаметром 168 мм, то есть полученный расчетный диаметр соответствует установленному. Из этого можно сделать вывод о допустимости применения подобных расчетов с целью подбора диаметра для замены лифтовых труб при падении пластового давления. Учитывая, что при нынешнем диаметре труб, равном 168 мм, некоторые скважины начинают задавливаться, необходимо провести смену фонтанных труб на наиболее оптимальные трубы меньшего диаметра.

В период постоянной добычи отборы газа на ГП-6 составляли 26–30 млрд м³/год. В настоящее время месторождение находится в режиме падающей добычи газа. Отборы газа в зоне промысла уменьшались на период с 2010 по 2015 годы от 8,1 до 3,7 млрд м³/год. Устьевые давления по всему фонду скважин ГП-6 в период с 2010 по 2015 годы составляли 0,64–0,36 МПа. Такая тенденция говорит об

обводненности залегающих пластов. Количество сжигаемой жидкости на ГФУ ГП-6 на 2014 год доходило до 120 м³/сут. В соответствии с показателями проекта разработки, отборы газа в зоне промысла на период с 2015 по 2020 годы будут уменьшаться и составят 4,5–2,7 млрд м³/год [7].

Добыча газа производится через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты, в одном кусте 3–8 скважин. Всего 20 кустов. Общее количество скважин в них 126, из которых эксплуатационных 102. Для добычи газа применены вертикальные и наклонно-направленные скважины, оборудованные фонтанной арматурой крестового типа: АФК6-150/100-210ХЛ, АФК-100/100-210ХЛ, с колонными головками соответственно ОКК1-219/324-210ХЛ, КГ 13,5/8×12,3/4×8,5/210ХЛ. Конструкция скважин: кондуктор диаметром 299 мм — глубина спуска 550 м; эксплуатационная колонна диаметром 219 мм — глубина спуска 1240 м; внутри эксплуатационной колонны спускается до нижней границы перфорации (1150–1200 м) лифтовая колонна диаметром 168 мм.

Таблица 6. Рабочие параметры скважин газового промысла № 6 по данным на май 2017 г.

Дата	№ куста	№ скважины	$P_{\text{заб}}, \text{ атм}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{зат}}, \text{ атм}$	$P_{\text{мк}}, \text{ атм}$	$P_{\text{ппа}}, \text{ атм}$	$T_{\text{ппа}}, ^\circ\text{C}$	$Q, \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$
17.05.2017	613	1	5,3	7	0	0	4,2	1,5	
17.05.2017		2	5,4	6,2	6,7	1			
17.05.2017		3	5,2	2,5	12,1	1,5			
17.05.2017		4	5,8	10	5,5	0			
19.05.2017	614	1	5,3	7	6,9	0	4,3	3,3	
19.05.2017		2	5,2	1,5	0	3			
19.05.2017		4	5,5	8,8	0	0			
19.05.2017		5	5,3	7,5	5,3	3,3			
19.05.2017		6	5,4	8,2	7,7	0			
19.05.2017	615	1	5,4	1,8	12	0,4	4,3	3,3	
19.05.2017		2	5,6	7	13	0			
19.05.2017		3	5,5	2,8	7,9	1,5			
19.05.2017		4	5,9	7,2	7,8	0			
17.05.2017	616	1	11,7	3,7	8,6	0	4,3	2,7	3,282
17.05.2017		2	9,5	3,8	8,4	0			3,86
17.05.2017		3	8,5	4,7	10,2	0			3,198
17.05.2017		4	12,9	5,9	11,4	0			3,348
17.05.2017	617	1	18,9	5,5	20,6	0	4,3	2,7	3,752
17.05.2017		2	17,6	6,4	19,6	0			4,056
17.05.2017		3	21	6,9	20,3	0			4,566
17.05.2017	619	1	7	5,7	8,4	0	4,1	3,7	2,641
17.05.2017		2	11,2	4,8	13,1	12			2,201
17.05.2017		3	6,7	4,8	8,2	0			2,645
17.05.2017	620	1	8,7	4	10,2	0	4,2	1,5	2,827
17.05.2017		2	9,5	5,6	10,4	0			3,577
17.05.2017		3	12,6	7,8	14,2	0			4,724

В таблице 6 приведены рабочие параметры скважин 613–620 кустов скважин газового промысла № 6. Кусты скважин 616–620 введены в эксплуатацию позже, чем кусты 613–615, поэтому их скважины имеют отно-

сительно высокие забойные давления и более высокие дебиты. Забойные давления скважин более старых кустов в среднем составляют 0,55 МПа, расчеты для выбора диаметра НКТ проведем по ним.

Таблица 7. Параметры газа на 2015–2020 гг. в зоне УКПГ-6

Среднее пластовое давление, МПа	1,02–1,12
Динамическое давление на устье скважин, МПа	0,6–1,7
Температура газа на устье скважин, °С	9–0
Давление газа на входе в пункт переключающей арматуры (ППА), МПа	0,55–0,26
Давление газа в общем коллекторе после ППА, МПа	0,55–0,26

Проведем расчет диаметра НКТ для текущих условий для скважин газового промысла № 6. Критическая скорость из условия выноса капель жидкости с забоя газовой скважины определим по формуле [9]:

$$W_{кр} = 16,47 \cdot (45 - 0,455P_{заб})^{0,25} \cdot \frac{1}{P_{заб}} =$$

$$= 16,47 \cdot (45 - 0,455 \cdot 0,55)^{0,25} \cdot \frac{1}{0,55} = 6,39 \frac{м}{с}.$$

Дебит газа в зависимости от внутреннего диаметра НКТ из условия выноса жидкости с забоя, тыс. м³/сут:

$$Q_{min} = \frac{d_{вн}^2 W_{кр} P_{заб} T_{ст}}{0,111 P_o T_{заб} Z_{заб}}.$$

Дебит газа в зависимости от внутреннего диаметра НКТ из условия минимальных потерь давления в трубах, тыс. м³/сут:

$$Q_{опт} = \sqrt{\frac{(P_{пл}^2 - P_y^2) \cdot e^{2S} \cdot d^5}{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot z_{ср}^2 \cdot (e^{2S} - 1) \cdot T_{ср}}}.$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений зависит от режима движения газа по трубе, однако при больших скоростях, когда

дебит больше минимального, для вычисления λ можно воспользоваться зависимостью:

$\lambda = 0,111 \sqrt{\frac{K}{d_{вн}}}$, где K — величина абсолютной шероховатости, для новых стальных НКТ принимаемая 0,00005 м.

По результатам приведенных расчетов (таблица 8) для замены нынешних НКТ можно рекомендовать трубы с внутренним диаметром 0,089 м. По ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним» близкие к нужному значению трубы имеют условный диаметр 102 мм. Однако в данном случае уместна рекомендация по установке труб диаметром 114 мм, так как разница в объемах добычи газа оказывается несущественной и соизмеримой с погрешностью расчетов [3], а продолжительность эксплуатации скважин при диаметре 102 мм, напротив, значительно увеличивается.

В заключение можно отметить, что замена лифтовых труб является достаточно эффективным средством борьбы с выходом скважин из устойчивого режима работы. Однако

Таблица 8. Результаты расчетов для текущих условий

Приведенная температура, К		1,598911	
Приведенное давление, МПа		0,119001	
Коэффициент сверхсжимаемости		0,987355	
Среднее давление, МПа		0,48	
Средняя температура, К		292,3219	
Безразмерный параметр S _o		0,08097	
W _{кр} , м/с		6,394724	
D _{вн} , м	Q _{min} , тыс. м³/сут	λ	Q _{опт} , тыс. м³/сут
0,152	49,9625553	0,01494874	78,94790983
0,132	37,6795171	0,01548538	54,51396707
0,112	27,1264843	0,0161347	35,41591997
0,1	21,6250672	0,01659837	26,30275369
0,089	17,1292157	0,01708905	19,37090831
0,076	12,4906388	0,01777715	12,79784653
0,062	8,31267583	0,01870542	7,499449811
0,05	5,4062668	0,0197389	4,263806423

выводы об итогах и целесообразности замены труб можно сделать только после продолжительной эксплуатации. Также необходимо особое внимание уделить установке концентрических лифтовых колонн, так как такое решение не требует глушения скважины, а предотвращение колюматации продуктивного коллектора жидкостью глушения на завершающей стадии разработки месторождения при низких пластовых давлениях играет значительную роль. Тем не менее, на газовых промыслах ЯНГКМ ведутся работы по замене фонтанных труб на трубы диаметром 114 мм, так как такая замена обеспечивает стабильную работу, достаточно большой дебит скважин и более полное извлечение газа без дополнительных затрат. При дальнейшей эксплуатации можно использовать весь необходимый комплекс геолого-технических

мероприятий для достижения существенного увеличения газоотдачи залежи, хотя для его реализации необходимы значительные капитальные вложения.

Выводы

По результатам расчетов установлено, что в трубах диаметрами 114 мм и 102 мм потери давления минимальны и вынос капель воды и механических примесей обеспечивается, поэтому замена труб диаметром 168 мм на трубы диаметром 114 мм обеспечит наиболее надежную эксплуатацию скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, несмотря на требование глушения скважин. Однако окончательный вывод об экономической целесообразности данных мероприятий можно сделать только после продолжительной эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бузинов С.Н., Гереш Г.М. Технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений // Газпром экспо: обз. инф. М., 2013. С. 32–34.
2. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Яркеева Н.Р. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 112–115.
3. Николаев О.В., Гереш Г.М., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 4. С. 81–88.
4. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Корякин А.Ю., Гузов В.Ф., Донченко М.А., Шулятиков В.И. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей // Газовая промышленность. 2014. № 3. С. 85–88.
5. Кустышев А.В., Епрынцева А.С. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 9. С. 59–64.
6. Епрынцева А.С. Методика расчета однофазного потока газа в затрубном пространстве различной конфигурации // Наука и ТЭК. 2012. № 1. С. 36–40.
7. Технологический регламент ГП-6 2015. С. 13–21.
8. Пономарева А.М., Равдель А.А. Краткий справочник физико-химических величин. 10-е издание. Санкт-Петербург: Изд-во «Иван Федоров», 2003. 240 с.

REFERENCES

1. Buzinov S.N., Geresh G.M. Tekhnologiya ekspluatatsii skvazhin na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii [Well Operation Technology at a Late Stage of Field Development]. *Obzornaya informatsiya «Gazprom ekspso»* [Overview Information «Gazprom Ekspo»]. Moscow, 2013, pp. 32–34. [in Russian].

2. Shakrislamov A.G., Antipin Yu.V., Gil'mutdinov B.R., Yarkeeva N.R. Vliyanie iskrivlennosti stvola i geokhimicheskikh protsessov v plastakh na srok sluzhby skvazhin [Borehole deviation and layers geochemical processes effect on the life of well]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2008, no. 6, pp. 112–115. [in Russian].

3. Nikolaev O.V., Geresh G.M., Kharitonov A.N., Shulepin S.A. Optimizatsiya diametra liftovykh trub na pozdnei stadii razrabotki gazovykh mestorozhdenii [Optimization of Lift Pipe Diameter for Gas Well Operation at the Latest Field Development Stage]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» — Scientific-Technical Collection Book «Vesti gazovoy nauki»*, 2014, no. 4, pp. 81–88. [in Russian].

4. Minlikaev V.Z., Dikamov D.V., Koryakin A.Yu., Guзов V.F., Donchenko M.A., Shulyatkov V.I. Novyi etap sovershenstvovaniya tekhnologii ekspluatatsii skvazhin senomanskikh zalezhei [New Stage in the Improvement of Cenomanian Well Exploitation Technologies]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2014, No. 3, pp. 85–88. [in Russian].

5. Kustyshev A.V., Epryntsev A.S. Problemy i puti povysheniya effektivnosti ekspluatatsii gazovykh skvazhin na zavershayushchei stadii razrabotki [Problems and Efficiency Enhancement of Gas Wells Operation during Final Stage of Development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2011, No. 9, pp. 59–64. [in Russian].

6. Epryntsev A.S. Metodika rascheta odnofaznogo potoka gaza v zatrubnom prostranstve razlichnoi konfiguratsii [Method of Calculation of Single-Phase Gas Flow in Annular Space of Different Configuration]. *Nauka i TEK — Science and FEC*, 2012, no. 1, pp. 36–39. [in Russian].

7. Tekhnologicheskii reglament GP-6 [Technological Regulations GP-6]. 2015, pp. 13–21. [in Russian].

8. Ponomareva A.M., Ravdel' A.A. *Kratkii spravochnik fiziko-khimicheskikh velichin*. [Short Reference Book of Physical and Chemical Quantities]. Saint-Petersburg, Ivan Fedorov Publ., 2003. 240 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Якупов Рустам Ринафович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Rustam R. Yakupov, Student of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Natalia R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: rustamrinafovich@yandex.ru