

УДК 622.276

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ М

Цыганков М.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: tsygankov_m_s@mail.ru

Образующиеся на забое скважины песчано-глинистые пробки, постепенно накапливаясь, перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на снижение дебита газа. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании. Преждевременно выходят из строя штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промышленное оборудование. После неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда. Снижение пластового давления и дебита ухудшают условия выноса жидкости и мех. примесей с забоя скважин. Накопление воды приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности и в итоге к остановке (самозадавливанию) скважин. Широкое применение нашли только периодические продувки, обработки составами поверхностно-активных веществ и проведение капитального ремонта скважин, остальные мероприятия проводились лишь на некоторых скважинах в рамках исследовательских работ и для их широкомасштабной реализации необходима разработка соответствующих технических регламентов. Продувка ствола скважин является наиболее простым с точки зрения используемого оборудования, техники и материалов мероприятием.

Ключевые слова: обводнение, эксплуатация, газ, скважина, вынос воды

THE OPERATION OF WATER-FLOODED GAS WELLS AT THE M FIELD

Tsygankov M.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: tsygankov_m_s@mail.ru

Formed at the bottom of the well, sandy-clay stoppers, gradually accumulating, overlap the perforation interval and reduce the exposed effective thickness of the formation, which significantly affects the gas production rate. Operation of wells in such conditions is accompanied by an increase in the content of mechanical impurities in ground equipment. Premature failure of the fitting, valves, tubing and other field equipment. After repeated repairs to remove sand plugs from the well in the near-wellbore zone, cavities are formed, which accelerates the destruction of the bottomhole zone with intensive sand removal into the well, resulting in gas wells being removed from the existing fund. Decrease in reservoir pressure and flow rate worsen the conditions for fluid removal and fur. impurities from the bottomhole. The accumulation of water leads to an increase in filtration resistances, a further decrease in productivity and, as a result, to stopping (self-squeezing) the wells. A wide use was made only of periodic blowdowns, surfactant surfactant treatment and well workover, other activities were carried out only on some wells in the framework of research and development of appropriate technical regulations is necessary for their large-scale implementation. Blowdown of the well bore is the most simple in terms of the equipment, equipment and materials used by the measure.

Keywords: watering, operation, gas, well, water removal

Разработка Медвежьего месторождения сопровождается снижением пластового давления, подъемом газо-водяного контакта и обводнением призабойной зоны добывающих скважин конденсационной и пластовой водой. Слабосцементированные пласты увлажняются и песок с газом начинает поступать в скважину. Этому также способствует перераспределение геодинамических нагрузок, обусловленное изменением разности горного и пластового давлений.

Образующиеся на забое скважины песчано-глинистые пробки, постепенно накапливаясь, перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на снижение дебита газа. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании. Преждевременно выходят из строя штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промысловое оборудование. После неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда.

Снижение пластового давления и дебита ухудшают условия выноса жидкости и мех. примесей с забоя скважин. Накопление воды приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности и в итоге к остановке (самозадавливанию) скважин [1-5]. За период с 2004 г. по первое полугодие 2010 г. на Медвежьем месторождении количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 ед. (рисунок 1). На фоне общего увеличения количество самозадавливающихся скважин изменяется в течение года, так как зависит от сезонных колебаний отборов газа и проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Необходимо отметить также зависимость количества самозадавливающихся скважин от диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ). Так например, 82,8 % скважин от общего количества самозадавливающихся, приходится на скважины, оборудованные НКТ диаметром 168 мм и 6,9 % скважин, оборудованных комбинированными НКТ - 168/127 мм. Количество самозадавливающихся скважин, оборудованных НКТ 168 мм и 168/127 мм составляет 104 ед., что соответствует 52,3 % эксплуатационного фонда скважин месторождения, оборудованных данным типом НКТ (таблица 1, рисунок 2).

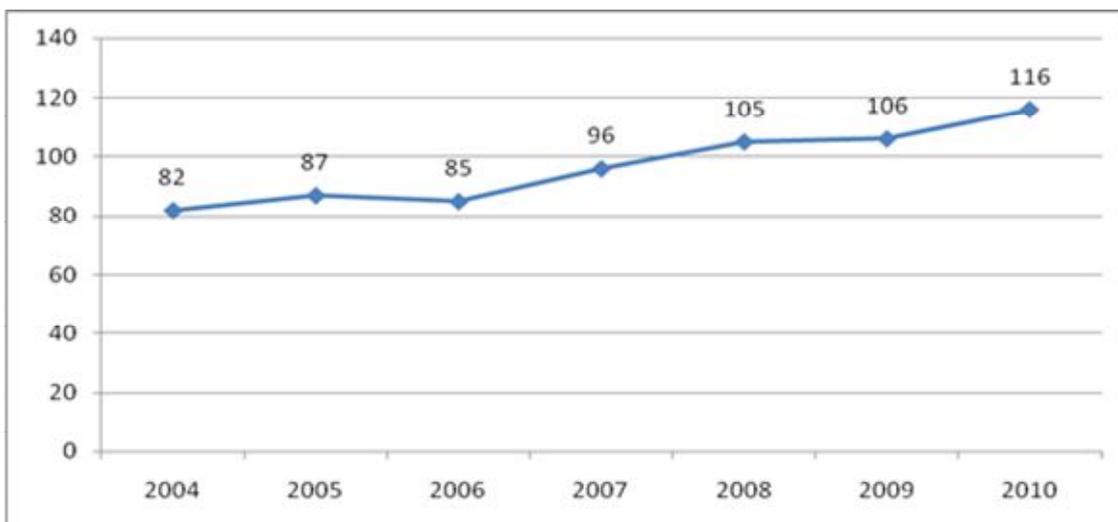


Рисунок 1 – Динамика изменения количества самозадавливающихся скважин на Медвежьем месторождении

Таблица 1 – Количество самозадавливающихся скважин с разбивкой по НКТ

Диаметр НКТ, мм	Количество самозадавливающихся скважин, ед.	% от количества самозадавливающихся скважин	% от общего количества скважин с аналогичным НКТ
102	1	0,9	3,6
114	4	3,4	5,0
127	5	4,3	15,2
168	96	82,8	53,6
114/127	1	0,9	100,0
127/168	8	6,9	40,0
114/168	1	0,9	100,0
168+127/168	104	89,7	52,3

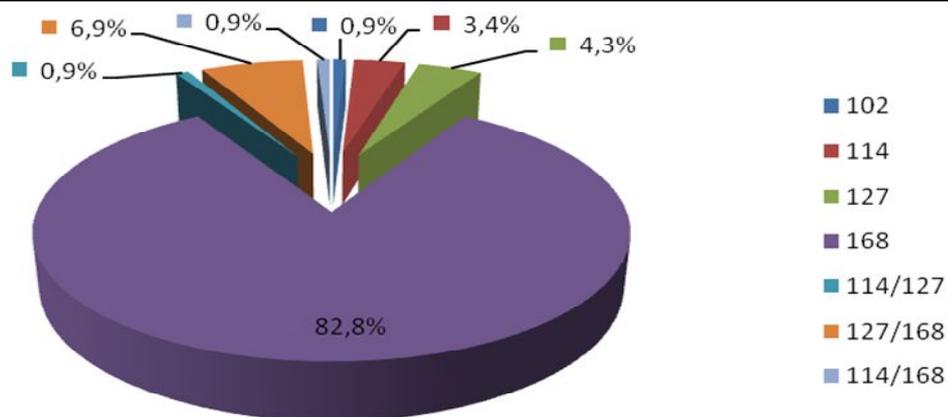


Рисунок 2 – Распределение самозадавливающихся скважин по диаметрам НКТ

Основываясь на результатах анализа технологических режимов работы и гидродинамических исследований скважин, авторами проанализированы и выявлены

факторы, обуславливающие самозадавливание эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения, которые можно подразделить на три основные группы (рисунок 3):

- ограничение дебита по геолого-технологическим причинам: вынос песка и превышение максимально-допустимой депрессии на пласт;
- ограничение дебита из-за постоянного притока подошвенной воды;
- недостаточная скорость движения пластовых флюидов по НКТ из-за низких продуктивных характеристик скважин.



Рисунок 3 - Распределение факторов, обуславливающих самозадавливание

Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) по двухрядному лифту или двухканальной схеме - это условное наименование процесса, используемого для эксплуатации газовых скважин, в которых газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Потoki газа поднимаются 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. Скважина эксплуатируется одновременно по ЦЛК и ОЛК. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор.

Технология реализует задачу оптимизации режима эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10 % - 20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам

может осуществляться с помощью автоматизированного комплекса. Это связано со значительными колебаниями давления газа в шлейфе в течение суток.

На линии соединительного трубопровода из межтрубного кольцевого пространства (МКП) устанавливается регулирующий клапан. Автоматизированная система постоянно поддерживает необходимого значения дебита газа, обеспечивающего вынос жидкости с забоя скважины, за счет уменьшения дебита газа по ОЛК. При скоплении жидкости в стволе скважины МКП временно частично перекрывается, обеспечивая увеличение дебита газа по ЦЛК до величины, достаточной для удаления жидкости. Диаметр ЦЛК выбирается таким образом, чтобы удаление жидкости происходило достаточно быстро и большую часть времени скважина работала по двум каналам с высоким дебитом. Эксплуатация скважин по КЛК допустима в скважинах с ЭК из труб Ду равен 168 и 219 мм, ЛК из труб Ду равен 168, 146, 127 и 114 мм.

Для технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам характерна следующая особенность - из-за использования ЦЛК из труб малого диаметра значительно возрастают потери давления в стволе скважины. Это обстоятельство еще связано с большим соотношением потерь в лифтовых колоннах между ОЛК и ЦЛК. Например, исследования газожидкостного потока по концентрическим лифтовым колоннам показывает, что при полном открытии потока по МКП и ЦЛК дебит газа по ЦЛК практически равен нулю. Таким образом, при определении технологического режима работы скважин по концентрическим лифтовым колоннам необходимо поддерживать давление на забое, не превышающее критических значений, при котором происходит разрушение призабойной зоны.

С сентября 2008 г. на скважинах № 722 и № 814 Медвежьего НГКМ проводятся испытания технологии и оборудования для эксплуатации обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам. В основную лифтовую колонну Ø168 мм опущена центральная лифтовая колонна меньшего диаметра Ø60мм. Перед проведением испытаний технологии с использованием концентрического лифта на скважинах был проведён капитальный ремонт. Произведена замена фонтанных арматур и доработана устьевая обвязка скважин. Параметры работы скважин в процессе испытаний представлены на рисунках 4 и 5. Из положительных моментов следует отметить значительное сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу. До проведения испытаний скважины самозадавливались вследствие ограничения их дебита из-за выноса песка. Продувки ствола скважин проводились:

- для скважины № 722 – 1 раз в 8 дней при среднем расходе газа на продувку 23 тыс.м³;
- для скважины № 814 – 1 раз в 7 дней при среднем расходе газа на продувку 25 тыс.м³.

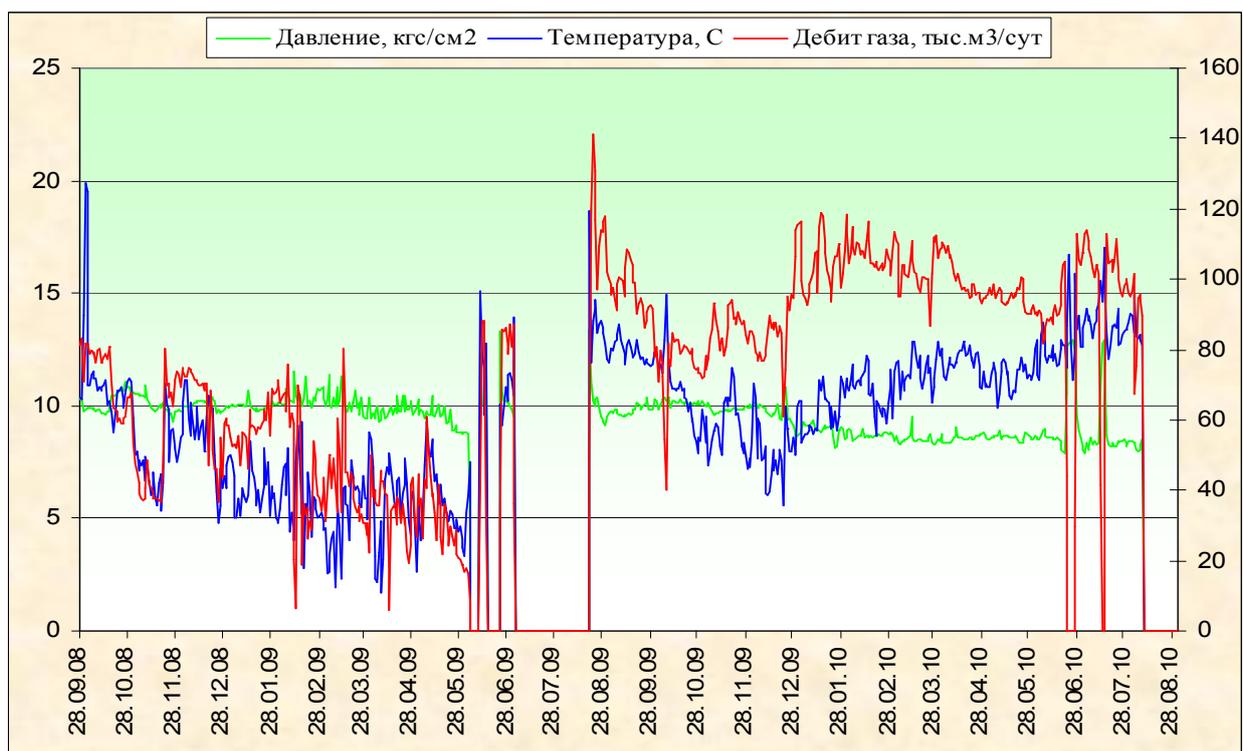


Рисунок 4 – Параметры работы скважины № 722 в процессе испытаний

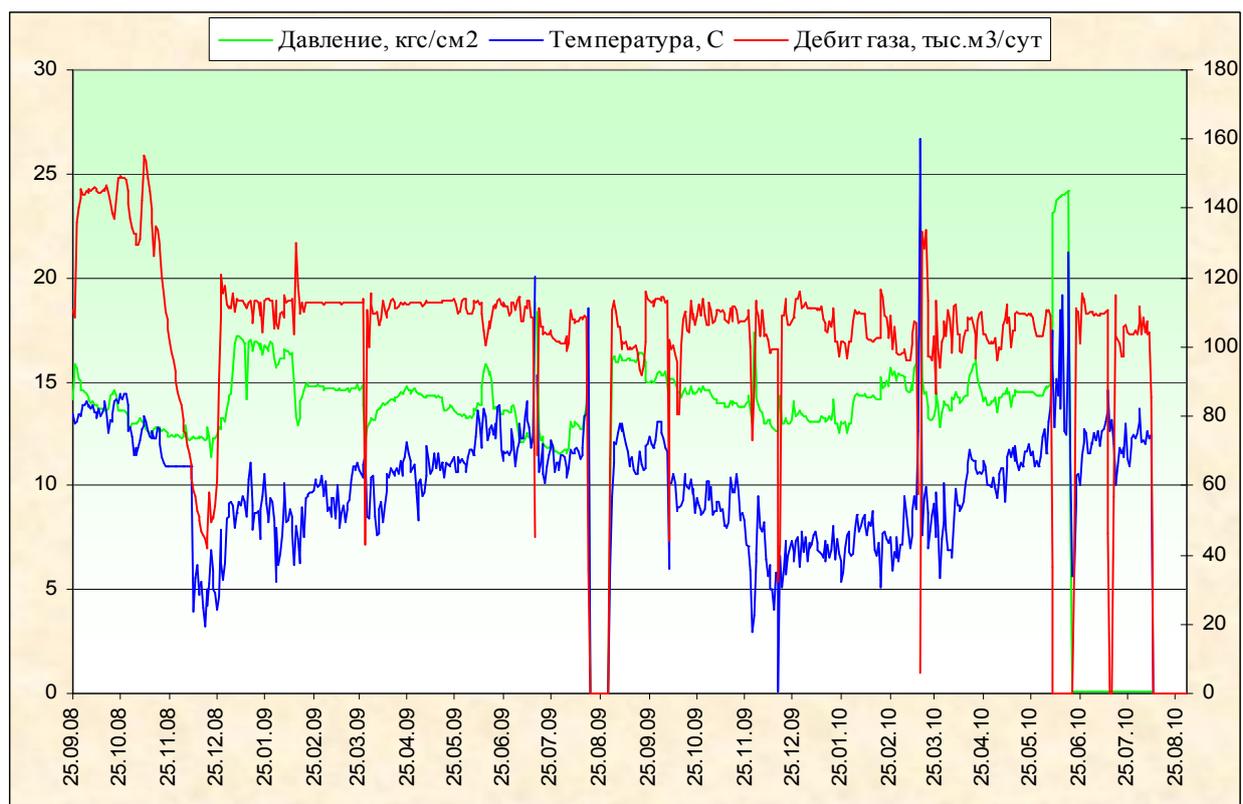


Рисунок 5 – Параметры работы скважины № 814 в процессе испытаний

К особенности эксплуатации скважин с концентрическим лифтом следует отнести большой объем работ по обслуживанию управляющих комплексов персоналом служб

добычи газовых промыслов по сравнению с другими скважинами. Наиболее часто выполняемой операцией является замена противопесочных фильтров. В целом результаты испытаний по скважине № 814 признаны положительными. По скважине № 722 требуется проведение дополнительного анализа полученных данных.

Преимущества и недостатки технологии:

«+» сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу;

«-» большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами;

«-» снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по центральной лифтовой колонне.

Для осуществления спуска ЦЛК в скважину в условиях низких пластовых давлений наиболее оптимальным является применение технологии без глушения скважины. В этом случае рекомендуется использовать в качестве ЦЛК безмуфтовую длинномерную трубу БДТ, номенклатура которой приведена в таблице 2. Трубы Ду равен 31,8; 38,1; 44,5 и 50,8 мм не пригодны для применения в скважинах сеноманских залежей.

Таблица 2 – Типоразмеры длинномерных безмуфтовых гибких труб

Диаметр НКТ, мм	Диаметр НКТ, дюймы	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр НКТ, мм	Внутренний диаметр НКТ, дюймы
60,3	2,375	2,8 – 6,0	54,8 – 48,3	2,157–1,903
66,7	2,625	4,4 – 6,0	57,8 – 54,7	2,275–2,153
73,0	2,875	3,2 – 6,0	66,7 – 61,0	2,623–2,403
88,9	3,500	3,4 – 6,0	82,1 – 76,9	3,232–3,028

Из опыта эксплуатации скважин №№ 722 и 814 сделан вывод о том, что интенсивный вынос механических примесей, наблюдавшийся вначале, через определенное время сводится к значениям, не превышающим допустимые технологическим режимом.

Перед переоборудованием скважины для эксплуатации концентрическими лифтовыми колоннами рекомендуется оснастить скважину системами телеметрии для получения наиболее достоверной геолого-технологической информации.

Для снижения капитальных затрат на переоборудование скважин под концентрический лифт можно предусмотреть возможность комплектования установки в кустовом варианте.

Литература

1. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. Под.ред. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.Д. М., Недра, 1983 г.
2. Зотова Г.А., Алиева З.С. « Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин». – М.: Недра, 1989.
3. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Всерос. науч.-исслед. ин-т природных газов и газовых технологий, Ивановский государственный энергетический университет. М., 1998. 400 с
4. Т.Г. Бердин. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – Недра 2001 г.
5. Паникаровский Е.В. Восстановление фильтрационных свойств пород-коллекторов в сложнопостроенных залежах. - М.: ОО «ИРЦ Газпром», 2006