

- Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma.
4. Dong, M. Potential of Greenhouse Gas Storage and Utilization through Enhanced Oil Recovery – Task 3: Minimum Miscibility Pressure (MMP) Studies. Final Report (SRC Publication № P-110-468-C-99), Sep. 1999.
 5. Glaso, Ø. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation, 1985, SPE J., pp. 927–934.
 6. Johnson, J.P., Pollin, J.S. Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures, SPE 9790, presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, April 5–8, 1981, Tulsa, Oklahoma.
 7. Sebastian, H.W., Wenger, R.S., Renner T.A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams, JPT, pp. 2076–2082, Nov. 1985.
 8. Yellig, W.F., Metcalfe, R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum Miscibility Pressures, 1980, JPT, pp. 160–168.
 9. Yuan, H., Johns, R.T., Egwuenu, A.M., Dindoruk, B. Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using analytical Gasflooding Theory, 2005, SPE REE, pp. 418–425.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

¹А.О. Федоров, ²Д.А. Сомов

Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморев

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время основная площадь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводнённости, разрушающимся коллектором и достаточно низким техническим состоянием самих скважин. Следует отметить, что по мере уменьшения дебита растет количество так называемых «самозадавливающихся» скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением на забое жидкости и неспособностью выносить ее на поверхность, что вызывает явление самопроизвольной остановки скважины.

Соблюдение и поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости, имеют особую важность, как условие разработки месторождений. Но на месторождениях, где отсутствуют системы мониторинга параметров работы скважин, а также системы дистанционного контроля и управления работой скважин, работающие в режиме реального времени, обеспечение круглогодичного оптимального режима работы скважины весьма трудоемко и затратно.

Автором статьи [1] отмечается, что наиболее интенсивно песчаные пробки начинают образовываться в скважинах имеющих конструкцию, где насосно-компрессорные трубы диаметром 114 мм спущены до середины интервала фильтра диаметром 168 мм. Это можно объяснить тем, что скорости газового потока под насосно-компрессорными трубами недостаточно для выноса песка, поступающего из призабойной зоны пласта, на поверхность, что приводит к его постепенному накоплению. Однако можно предположить, что в отдельных случаях прохождению на забой шаблона препятствовала величина угла наклона ствола скважины и интенсивность набора её кривизны.

Появление пластовых вод в продукции скважин обусловлено следующими причинами: подъем уровня газовой контактной до геологических забоев и выше, до интервала перфорации скважин, низкое качество цемента эксплуатационных колонн и интенсивный отбор газа, что приводит к фильтрации воды по заколонному пространству и разрушению цементного камня в процессе эксплуатации скважин.

По результатам анализа состояния забоев эксплуатационных скважин отмечаются песчаные пробки, перекрывающие интервал перфорации, включая неперфорированные участки эксплуатационной колонны. Достоверно судить о продуктивности эксплуатационных скважин по фильтрационным коэффициентам a и b ввиду малого количества исследованных скважин и редкой частоте замеров по скважинам, затруднительно.

Общий фонд сеноманских скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении составлял на 2013 год 1256 единиц, из них 1064 эксплуатационных. В статье [2] приведены результаты химического анализа воды из 196 обводненных скважин Ямбургского месторождения. По результатам химического анализа (рисунок) за 2013 год наличие пластовой воды обнаружено в продукции 57 скважин, с конденсационной водой 94 скважины, с технической водой 45 скважин.



Рис. 1. Результаты химического анализа воды в обводненных скважинах Ямбургского НГКМ

На месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, для предотвращения самозадавливания скважин применяются различные геолого-технические мероприятия:

- поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости;
- периодическое продувание ствола скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу и отработкой скважины на факельном устройстве;
- использование концентрического лифта;
- обработка призабойной зоны пласта твердыми поверхностно-активными веществами;
- проведение работ по интенсификации притока газа (обработка призабойной зоны пласта жидкими растворами поверхностно-активными веществами и водометанольным раствором);
- снижение величины гидравлического сопротивления по стволу скважины применением лифтовой колонны из труб с полимерным внутренним покрытием;
- проведение ограничения водопритока в процессе капитального ремонта скважин созданием водоизоляционного экрана и отсечением обводненного интервала скважины;
- реконструкция скважины путем замены лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра;
- применение модульных компрессорных установок;
- перевод скважины с фонтанного способа эксплуатации на механизированный способ, например, применение постоянного или периодического плунжерного лифта, газлифта и т.д. [3].

Можно сделать вывод об ухудшении фильтрационных коэффициентов в последние годы разработки по скважинам, располагающимся преимущественно на основной площади. По этим же скважинам наблюдается ухудшение коэффициента продуктивности. Причиной могут быть текущее состояние фонда добывающих скважин, наличие песчаных и жидкостных пробок, низкое пластовое давление в эксплуатационной зоне.

Анализируя текущее техническое состояние скважин можно сделать следующие выводы:

- 1) основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добычных возможностей пласта и продуктивности призабойных зон скважин; обводнение залежи и интенсивные проявления воды и песка 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;
- 2) наиболее интенсивно песчано-глинистые пробки начинают образовываться в скважинах, где лифтовая колонна диаметром 168 мм спущена до верхних отверстий интервала перфорации. Наличие песчано-глинистой пробки связано с тем, что в процессе разработки пласты, сложенные слабосцементированными породами и имеющие низкую прочность, разрушаются и в скважину вместе с газожидкостной смесью поступает большое количество механических примесей. При этом песчаные частицы из-за недостаточной для их подъема скорости (в среднем минимально-необходимая скорость в лифтовой колонне составляет около 5,0 м/с) восходящего потока смеси осаждаются на забое и в интервале перфорации скважин;
- 3) скважины с лифтовой колонной диаметром 168 мм при проведении капитального ремонта с глушением, рекомендуется переводить на беспакерную схему эксплуатации с заменой лифтовой колонны на насосно-компрессорные трубы меньшего диаметра;
- 4) скважины с лифтовыми колоннами диаметром 168 мм и с накоплением конденсационной жидкости на забое рекомендуется переводить без глушения на схему эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам;
- 5) на основании данных геофизических исследований скважин в качестве интенсификации притока проводить дополнительную перфорацию верхних продуктивных горизонтов;
- 6) в скважинах, в которых интервалы перфораций перекрыты песчаной пробкой и будет выявлено снижение продуктивности, рекомендуется промывание забоев жидкостями на пенной основе с использованием колтюбинговой установки. Если существующая пробка не влияет на продуктивность скважины, работы по ее промывке проводить не следует.

Литература

1. Епрынцева А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А.С. Епрынцева [и др.] // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – №16 (135). – С. 41–45.
2. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков // Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85–88.
3. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа А.В. Саранча, И.С. Саранча, Д.А. Митрофанов, С.М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – 211с.