

3. Юзефчак А., Влазло Р. Ультразвуковые исследования стабильности эмульсий в присутствии магнитных наночастиц // Успехи физики конденсированных сред. – 2015. – Т. 2015.

РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В КОЛЛЕКТОРАХ С ВТОРИЧНЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

Русских А. С.

Научный руководитель профессор А. А. Орлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях запасы углеводородов, приуроченные к традиционным терригенным коллекторам «порового типа» находятся в стадии истощения. Потребность в добыче остается, поэтому добывающим компаниям приходится привлекать дополнительные ресурсы с продуктивными отложениями углеводородов, в частности, приуроченные к коллекторам с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами. Низкая изученность фильтрационных процессов подобных залежей негативно сказывается на эффективности эксплуатации добывающих скважин и конечную отдачу углеводородов, связанную с низкой продуктивностью.

Технологические ограничения работы газовых скважин зависят не только от характеристик промыслового оборудования, но и от условий фильтрации в призабойной зоне, которые в свою очередь зависят от геологического строения, связанного с наличием вторичных пустотных пространств в коллекторах с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами.

В отличие от нефтяных залежей, на успешность разработки газовых и газоконденсатных месторождений значительное влияние оказывает выбор оптимального технологического режима работы добывающих скважин, который включает в себя подбор (обоснование) таких параметров как:

- 1) величина максимально допустимой депрессии на пласт с учетом прочностных характеристик породы;
- 2) критическое значение скорости газа на забое, ниже которого в нем возникает скопление жидкости, в результате которого происходит «самозадавливание» скважин;
- 3) максимально допустимая скорость газа на устье газодобывающей скважины;
- 4) скорость коррозии оборудования.

При оптимизации технологических режимов работы газовых скважин все параметры, напрямую взаимосвязаны друг с другом – расширение границ максимально допустимой депрессии влечет за собой разрушение коллектора в призабойной зоне, увеличение дебита газовой скважины и, как следствие, увеличение устьевых скоростей, что негативно влияет на условия эксплуатации скважин и преждевременном износе промыслового оборудования.

Для решения данной проблемы целесообразно разработать аналитическую модель определения критических значений технологических параметров, при которых добывающий фонд газовых скважин будет работать стабильно, с минимальным выходом, связанным с низкодбитностью скважин, отсутствием дорогостоящего ремонта и отказов оборудования вследствие его коррозионного износа.

На примере месторождений Кандымской группы республики Узбекистан, продуктивные отложения которых представлены карбонатным коллектором авторами была разработана аналитическая модель для обоснования технологических ограничений работы газовых скважин, в основу которой легли известные уравнения из геомеханики и гидродинамики газожидкостных смесей.

Основываясь на полученных результатах работы по оценке прочностных характеристик пород [2], были рассчитаны величины максимально допустимой депрессии, учитывающие прочностные характеристики пород призабойной зоны скважин. Максимально допустимая депрессия на пласт, была рассчитана с учетом соблюдения устойчивости пород в призабойной зоне пласта.

По причине того, что призабойная зона пласта не обладает первоначальными прочностными характеристиками вследствие вскрытия продуктивного разреза бурением скважин, были исключены образцы, обладающие высокими значениями пределов прочности в интервале 70-168 МПа. В ходе расчетов полученная величина допустимой депрессии составила 10 МПа.

Поддержание скорости газа на входе в колонну насосно-компрессорной трубы с превышением минимально допустимого дебита необходимо для выноса твердых частиц и жидких капель критического диаметра и предотвращения самоглушения скважины [4].

Исходя из этого, критическим параметром, характеризующим минимально допустимое условие работы скважины, был выбран вынос жидкости с забоя скважины.

Минимальный дебит газа, при котором происходит вынос жидкости с забоя скважины, рассчитывался по формуле Точигина А. А. [5]. В ходе расчетов было получено значение скорости газа, обеспечивающее вынос жидкости с забоя скважины – 2,5 м/с, минимальный дебит газа составил 65 тыс. м³/сут (значение минимального дебита газа рассчитано при текущем значении забойного давления). Значения скорости газа при минимальном давлении на забое в бескомпрессорный период эксплуатации – 1,7 м/с и минимальном дебите газа – 55 тыс. м³/сут, значение скорости газа на конец разработки составит 1,5 м/с, при минимальном дебите газа – 8 тыс. м³/сут.

В основе известных методик [2], применяемых мировыми газодобывающими компаниями для обоснования выбора ограничения максимальной скорости газа на устье, заложен абразивный износ оборудования, связанный с выносом твердых частиц в газосборную сеть и эрозией стенки трубы.

Однако для Кандымской группы месторождений такой подход не применим по причине того, что продуктивные горизонты сложены карбонатными коллекторами, обладающими I классом абразивности. Вследствие

СЕКЦИЯ 16. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

чего выноса твердых частиц в газосборную сеть не происходит, что подтверждается результатами проведенных газодинамических исследований и отборами проб пластовых флюидов. Таким образом, эрозия промышленного оборудования, связанная с выносом твердых частиц, будет отсутствовать [3].

Для оценки влияния дебитов газа на темп коррозии в ходе регрессионного анализа экспериментальных данных образцов-свидетелей устьевого оборудования скважин месторождений Кандымской группы авторами получена зависимость, представленная на рис. Точками на ней нанесены экспериментальные данные, а кривой – уравнение регрессии.

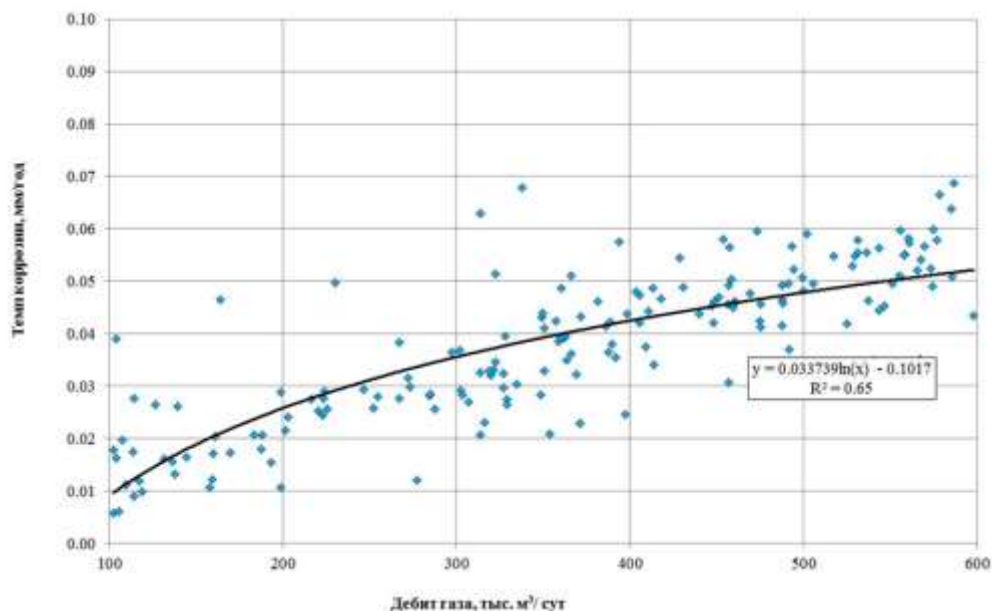


Рис. Графическое представление зависимости темпа коррозии устьевого оборудования от дебита газа

Согласно международным стандартам [1] допустимое значение темпа коррозии материалов промышленного оборудования составляет не более 0,1 мм/год.

В ходе расчета получена зависимость скорости коррозии промышленного оборудования от величины скорости газа на устье скважины.

Установлено, что при достижении скорости газа на устье свыше 15 м/с, наблюдается превышение допустимого темпа коррозии (более 0,1 мм/год).

Таким образом, в рамках выполненной работы авторами представлена аналитическая модель расчета важнейших технологических ограничений работы газовых скважин на прогнозный период в коллекторах с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами, которая может быть так же использована и для расчета технологических ограничений работы скважин, эксплуатируемых на пластах, представленных терригенными поровыми коллекторами.

Литература

1. Абрамян А.А. Исследование механизма коррозионно-эрозионных разрушений в фонтанном лифте скважин месторождений природных газов Краснодарского края / А. А. Абрамян. – М.: НТО ВНИИЭГазпром, 1973. – 35 с.
2. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – 1999.
3. Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / А.А. Точигин, Г. Э. Одишария. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – 400 с.
4. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо - и пескопроявления // Вести газовой науки № 1 (33), 2018. – №1(33). – С. 235 – 242.
5. API Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API RP 14E, 1991, American Petroleum Institute, Fifth edition, Washington D.C. - 1991.