

УДК 622.276.

**ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОСТАНОВКИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
MAIN CAUSES OF STOPPING GAS WELLS AT THE FINAL STAGE
OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS

Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский
E. V. Panikarovskii, V. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: самозадавливание скважин; вынос песка; песчаная пробка;
газожидкостный поток; лифтовая колонна*

Key words: self-kill of wells; sand production; sand plug; gas-liquid flow; production tubing

На заключительной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений усложняются условия эксплуатации скважин за счет обводнения продуктивных пластов и разрушения призабойной зоны скважин, что приводит к самозадавливанию скважин и абразивному износу оборудования.

Основной целью промыслово-геологических работ в данный период разработки месторождения является определение максимального дебита скважин, при котором не происходит разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП), и минимального дебита, при котором не наблюдается подтягивание в скважины подошвенной воды, накапливающейся в стволе скважины.

Существует метод определения минимального дебита, при котором происходит непрерывный вынос воды из ПЗП скважин. Данный метод учитывает пластовое

давление в залежи газа, депрессию, которая прилагается к пласту при эксплуатации скважины. Минимальный дебит газа рассчитывается по формуле

$$Q_{min} = K \cdot \sqrt{P - \Delta P},$$

где Q_{min} — минимальный дебит газа тыс. м³/сут; P — пластовое давление, МПа; ΔP — депрессия на пласт, МПа; K — коэффициент, зависящий от диаметра лифтовой колонны, изменяется от 5,9 до 33,0.

Технологический режим работы скважин должен учитывать максимально допустимый дебит газа, при котором может происходить вынос песка из ПЗП продуктивного пласта. Максимально допустимый дебит газа, удовлетворяющий данным условиям по допустимой депрессии на пласт, можно получить из формулы

$$P_{пл}^2 - P_z^2 = \alpha Q_{max}^2 + \beta Q_{max}^3,$$

где Q_{max} — максимально допустимый дебит газа с учетом величины максимально допустимой депрессии на пласт тыс. м³/сут; α — линейный коэффициент фильтрационных сопротивлений пласта, МПа² сут/тыс. м³; β — нелинейный коэффициент фильтрационных сопротивлений пласта, (МПа сут/тыс. м³)²; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; P_z — забойное давление, МПа.

Продуктивные горизонты газовых месторождений Западной Сибири представлены главным образом сеноманскими породами-коллекторами. Эксплуатация сеноманских скважин осложнена выносом песка из призабойной скважин, который вызывает абразивный износ оборудования, образование песчаных пробок и приводит к снижению производительности скважин.

Причины, вызывающие повреждение призабойной зоны скважин, а в дальнейшем и ее разрушение, можно разделить на две группы.

В первую группу включены причины с геологическими факторами: состав цемента породы, ее гранулометрический состав, проницаемость породы, соотношение газа и воды в продуктивном пласте, величины горного и пластового давлений.

Вторую группу причин составляют технические и технологические факторы, обусловленные технологией бурения, заканчивания и эксплуатации скважин [1].

В нефтяных скважинах, эксплуатирующих слабосцементированные породы-коллекторы, вынос песка связан с фильтрационными деформациями пород призабойной зоны, зависящих от прочностных свойств пород, слагающих ПЗП, и прилагаемых к пласту депрессий.

При адсорбции смолистых веществ из нефти породами-коллекторами образуются адсорбционные слои, цементирующие парафины, смолы и зерна породы в единый монолит, вследствие чего снижается проницаемость ПЗП скважин, увеличивается депрессия на пласт, что приводит к увеличению выноса песка в ствол скважины [2].

В процессе эксплуатации газовых скважин деформационные нагрузки на породу-коллектор в зоне ПЗП приводят к разрушению пород и образованию в интервале перфорации скважины каверн.

При скоростях потока газа, не обеспечивающих вынос песка на поверхность, в стволе скважины образуется песчаная пробка, влияющая на технологический режим эксплуатации скважины.

Правильный выбор технологического режима эксплуатации с учетом фильтрационной и прочностной характеристик продуктивного пласта позволяет обеспечить режим эксплуатации без образования песчаной пробки путем увеличения депрессии на пласт.

Кроме образования неподвижной пробки на забое скважины, пробки могут образовываться в стволе скважины в виде псевдосжиженного слоя. Размеры данного

слоя зависят от размеров частиц песка, свойств флюидов и скорости потока газа. В зависимости от данных параметров существует определенная скорость газа, при которой неподвижный слой пробки переходит в псевдосжиженное состояние.

Влияние псевдосжиженного слоя на дебит скважины меньше, чем неподвижной пробки, однако при скорости потока меньше скорости выноса данный слой после остановки скважины оседает на забой, что приводит к падению дебита скважины при дальнейшей эксплуатации.

Снижение дебита скважин, эксплуатируемых с песчаной пробкой, является результатом снижения площади фильтрации и увеличения дополнительного сопротивления. Величина этого сопротивления зависит от фильтрационных характеристик пробки, фильтрационных параметров пласта и его расчлененности, неоднородности пласта по площади и разрезу, а также величины перекрытия пласта пробкой.

Анализируя бездействующий фонд скважин Ямбургского месторождения следует отметить, что основными причинами бездействия являются обводнение скважин из-за подтягивания конуса подошвенной воды вследствие подъема газовой контакта (ГВК), низкие устьевые параметры работы скважин из-за снижения газонасыщенности пород-коллекторов, применение малоэффективных технологий при проведении водоизоляционных работ, невозможность освоения скважин вследствие поглощения технологических жидкостей при ремонте скважин.

Эксплуатационные скважины Ямбургского месторождения оснащены лифтовыми колоннами различного диаметра как по пакерной, так и по беспакерной схеме эксплуатации. Распределение эксплуатационного фонда скважин по диаметру лифтовой колонны и схеме эксплуатации представлены в таблице.

Распределение эксплуатационного фонда скважин по диаметру лифтовой колонны и схеме эксплуатации

Схема эксплуатации скважин	Диаметр лифтовой колонны, мм					Всего единиц
	102	114	127	146	168	
Пакерная	0	8	0	1	326	335
Беспакерная	3	637	1	0	21	662
Всего единиц	3	645	1	1	347	997

Большие диаметры насосно-компрессорных труб (НКТ) обеспечивают высокие дебиты скважин на начальном этапе разработки месторождения, что является сейчас основным фактором, осложняющим добычу газа. Низкие скорости потока газа в НКТ не создают устойчивых условий для непрерывного выноса жидкости и механических примесей из скважины на поверхность, что приводит к снижению дебитов вплоть до полной остановки скважин.

В настоящее время на скважинах Ямбургского месторождения проводятся работы по замене лифтовых колонн диаметром 168 мм на лифтовые колонны диаметром 114 мм. На данном этапе разработки в условиях падающей добычи, а также в связи с общим падением пластового давления, подъемом уровня ГВК, нарушением устойчивости ПЗП скважин, ухудшением технического состояния эксплуатационных скважин происходит рост числа скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением жидкости на забоях скважин.

Для оценки условий самозадавливания скважин Ямбургского месторождения были проведены анализ минимально необходимого дебита для выноса жидкости с забоя скважин и расчет скоростей потока газожидкостной смеси на основе фактических и прогнозных показателей.

Минимально необходимый дебит газа, обеспечивающий вынос жидкости в вертикальных трубах, рассчитывается по формуле А. А. Точигина [3].

Анализируя фактические режимы эксплуатации скважин были проведены расчеты минимального дебита, необходимого для выноса конденсационной жидкости из скважины. По результатам расчетов 344 скважины Ямбургского месторождения эксплуатировались со скоростью газожидкостного потока в НКТ, необеспечивающего вынос жидкости из скважины, что создает условия для накопления жидкости на забоях скважин, и как следствие их самозадавливание. Скопление конденсационной жидкости отмечается не только на скважинах с 168-мм лифтовыми колоннами, но и на скважинах, имеющих лифтовую колонну диаметром 114 мм.

Сравнивая расчетные и фактические режимы, можно отметить, что количество самозадавливающихся скважин на Ямбургском месторождении больше по результатам расчетов. Фактическое количество самозадавливающихся скважин совпадает со скважинами, где расчетная скорость в НКТ ниже минимально необходимой, остальные скважины работают в режиме самозадавливания в период сокращения добычи газа. Количество самозадавливающихся скважин постоянно изменяется в течение года, так как зависит от сезонных колебаний добычи газа.

Основные причины бездействия скважин на Ямбургском месторождении: остановка скважин вызвана выносом песка и воды — 41 %, остановка скважин обусловлена обводненностью — 11 %, причины бездействия скважин не установлены — 48 %.

На основании расчетных технологических показателей добычи газа на скважинах Ямбургского месторождения был проведен расчет скоростей газожидкостного потока в лифтовых колоннах скважин, что позволило сделать вывод о работе лифтовых подъемников в период с 2016 по 2018 гг., который показывает, что в большинстве скважин, оборудованных лифтовыми колоннами диаметром 168 мм и 146 мм, расчетная скорость газожидкостного потока ниже минимально необходимой для выноса жидкости, а это приведет к увеличению количества самозадавливающихся скважин.

По данным скважинам рекомендуется проведение мероприятий для предотвращения самозадавливания скважин. Одним из эффективных методов борьбы с самозадавливанием скважин является обработка ПЗП скважин составами ПАВ. Анализ положения текущих забоев эксплуатационных скважин Ямбургского месторождения показывает, что применение ПАВ нецелесообразно на скважинах, где текущий забой находится в НКТ, интервал перфорации полностью перекрыт песчаной пробкой или имеет зумпф более 15 м.

Фактические результаты замеров текущих забоев в эксплуатационных скважинах Ямбургского месторождения показали, что из 997 скважин эксплуатационного фонда замеры выполнены в 946 скважинах, из них текущий забой в НКТ наблюдается у 363 скважин, в 183 скважинах зумпф превышает более 15 м. Таким образом, положение текущих забоев относительно НКТ и интервалов перфорации позволяет использовать ПАВ на 400 скважинах Ямбургского месторождения.

В скважинах, где отмечен рост песчаной пробки в интервале перфорации, при применении ПАВ будет наблюдаться повышение выноса песка, что связано с высокой несущей способностью пены. По данным гидродинамических исследований вынос песка наблюдается из 90 скважин, а в 52 скважинах интенсивный вынос песка сокращает дебит скважин. В этих скважинах применение ПАВ не рекомендуется, наиболее целесообразно проводить в них работы по креплению ПЗП.

По результатам анализа текущего геолого-технического состояния эксплуатационных скважин, фактических и прогнозных показателей эксплуатации скважин Ямбургского месторождения можно выделить для внедрения ПАВ с целью обработки ПЗП от 300 до 400 скважин. Технические жидкости для обработки ПЗП являются химическими реагентами различного состава: хлористый кальций, метанол, ДЭГ, ингибиторы коррозии и солеобразования, ПАВ и др.

Отличительными характеристиками этих реагентов является то, что они существенно влияют на минерализацию и состояние компонентов состава вод, получаемых из эксплуатационных скважин.

Разрабатываемые составы ПАВ должны обеспечивать вспенивание конденсационной жидкости и пластовой воды с минерализацией 10 г/л.

Для удаления жидкости из эксплуатационных скважин могут применяться жидкие или твердые составы ПАВ. Жидкие составы доставляются на забой скважины закачиванием в затрубное пространство или с использованием скважинного трубопровода, спущенного в скважину до забоя. При обработке скважин твердыми составами их сбрасывают на забой скважины в виде стержней или шаров.

Перед обработкой ПАВ на скважине проводят гидрохимический анализ выносимой жидкости, по результатам которого проводят подбор ПАВ в лабораторных условиях. Лабораторными исследованиями оценивают способности ПАВ к вспениванию скважинных жидкостей: конденсационной, пластовой воды, технических жидкостей.

По стойкости получаемой из ПАВ пены подбирают концентрацию ПАВ в скважинной жидкости, при которой начинается пенообразование. Разрабатываемые составы ПАВ должны обеспечивать вспенивание жидкости с минерализацией от 1 до 12 г/л и более 30 г/л.

Жизненный цикл пены должен обеспечивать возможность ее выноса из скважины на поверхность и дальнейшее ее разрушение. Используемые ПАВ не должны отрицательно влиять на осушающие свойства ДЭГ, работу скважины и коррозию промышленного оборудования.

В результате проведенных исследований были разработаны составы ПАВ для вспенивания конденсационной воды и смеси конденсационной и пластовой воды, в состав которых входят такие реагенты, как препарат ОС-20 марки А, лаурилсульфат натрия, ПЭГ-4 000 и КМЦ в различных пропорциях. Разработанные составы ПАВ обладают свойствами образовывать стойкую пенную систему и имеют степень разрушения от 10 до 35 %.

В процессе нахождения реагента на забое скважины происходит его растворение в скважинной жидкости. Скорость растворения реагента в скважинной жидкости зависит от скорости и объема проходящего газа. При фильтрации газа через оставшуюся на забое жидкость происходит вспенивание раствора. Имея плотность в 3 или 4 раза ниже плотности воды, пенная система потоком газа поднимается по НКТ к устью скважины, что обеспечивает вынос скважинной жидкости.

Разработанные составы ПАВ позволяют удалять конденсационную жидкость с примесью пластовой воды с забоев скважин, не оказывая негативного влияния на газосборную сеть, дожимной комплекс и установки осушки газа.

Список литературы

1. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 190 с.
2. Репнин Н. Н., Девликамов В. В., Юсупов О. М. Технология механизированной добычи нефти. – М.: Недра, 1976. – 210 с.
3. Одишария Г. Э., Точигин А. А. Прикладная гидродинамика газожидкостных систем. – М.: ВНИИГАЗ, Ивановский гос. энергетический ун-т, 1998. – 400 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)360601, e-mail: Panikarovskiy@tngg.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Information about the authors

Panikarovskii E. V., Candidate of Engineering, Associate professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)360601, e-mail: Panikarovskiy@tngg.ru

Panikarovskii V. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)305700