

8. Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Хасанов М. К. Оценка возможности образования гидрата в пласте при добыче газа для условий Южно-Русского газового месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 93–98.

9. Бородин С. Л. Численный алгоритм решения задачи одномерной радиальной неизотермической фильтрации газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 4 (4). – С. 58–68.

10. Musakaev N. G., Borodin S. L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, № 5. – P. 981–991.

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалимович, д. ф.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Бородин Станислав Леонидович, к. ф.-м. н., научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Information about the authors

Musakaev N. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Development and Exploration of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen; Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Borodin S. L., Candidate of Physics and Mathematics, Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

УДК 622.276

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

EXPLOITATION OF GAS WELLS IN LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF GAS FIELDS

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovskii, E. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; гидратообразование;
газожидкостный поток; лифтовая колонна*

Key words: surface active substances; hydrate formation; gas-liquid flow; lift column

В период поздней стадии разработки газовых месторождений требуются решение специфических вопросов добычи газа и повышение капитальных затрат для увеличения дебита эксплуатационных скважин.

В начальный период эксплуатации месторождений вынос жидкости с забоев скважин осуществляется за счет высокой скорости движения газа в лифтовых колоннах.

На заключительной стадии разработки газовых месторождений происходит снижение пластового давления и увеличивается поступление пластовой жидкости на забой скважины, которая накапливается в стволе скважины. Для предотвращения этих негативных последствий необходимо в процессе эксплуатации корректировать их технологический режим, что приводит к снижению объемов добычи газа.

Режим работы газовых скважин характеризуется коэффициентами относительного дебита газа и относительных потерь давления газа в стволе скважины. При обосновании технологического режима эксплуатации скважин требуется обеспечивать эксплуатацию скважин с минимальными коэффициентами потерь давления газа в стволе скважины и относительного дебита газа. Значения этих коэффициентов характеризуют продуктивность скважин и могут быть больше или меньше единицы.

Коэффициент относительного дебита газа определяется по формуле как отношение фактического дебита газа к базовому дебиту.

$$K_{\text{отн.д.}} = \frac{Q_{\phi}}{Q_0},$$

где $K_{отн.д.}$ — коэффициент относительного дебита, доли ед.; Q_{ϕ} — фактический дебит скважины, тыс. м³/сут; Q_0 — базовый дебит скважины, тыс. м³/сут.

Коэффициент относительных потерь давления в стволе скважины определяется по формуле как отношение фактических потерь давления в стволе скважины к базовым потерям давления.

$$K_{отн.дав.} = \frac{P_{\phi}}{P_0},$$

где $K_{отн.дав.}$ — коэффициент относительных потерь давления, доли ед.; P_{ϕ} — фактические потери давления в скважине, МПа; P_0 — базовые потери давления в скважине, МПа.

Накопленный опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений свидетельствует о том, что наиболее эффективным способом удаления скопившейся в скважине жидкости является ввод на забой скважины пенообразователей на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Проблема оптимизации работы газовых скважин связана с низкой эффективностью обработки забоев скважин ПАВ, которая обусловлена наличием газоконденсата в пластовой жидкости и зависит от ее состава и минерализации [1].

Одним из важных факторов, влияющих на эффективность удаления жидкости с забоев скважин, является конструкция эксплуатационных скважин, поэтому при вскрытии продуктивных пластов скважинами с горизонтальным окончанием эффективность обработок забоев скважин жидкими ПАВ становится очень низкой.

Процесс подбора составов твердых ПАВ для удаления жидкости с забоев газовых скважин проводится в два этапа исследований, включающих анализ работы эксплуатационных объектов, подбор составов ПАВ и промысловые испытания на скважинах.

На первом этапе исследований осуществляется анализ эксплуатации промысловых объектов, который включает следующие характеристики: определение состава и минерализации жидкости, интенсивность накопления жидкости в стволе скважины, глубину спуска и наклона эксплуатационной и лифтовой колонн, размер зумпфа.

На основании проведенного анализа эксплуатации объекта разработки проводится выбор компонентного состава ПАВ и его объема для удаления жидкости с забоя скважины. Для удаления жидкости с забоев скважин используют анионоактивные и неионогенные ПАВ. Анионоактивные ПАВ обладают высокой пенообразующей способностью, однако область их применения ограничена минерализацией жидкости и наличием газоконденсата в составе жидкости. Неионогенные ПАВ используются главным образом для удаления высокоминерализованных жидкостей из газовых скважин [2].

На втором этапе исследований определяется степень эффективности применения ПАВ для удаления жидкости в лабораторных условиях. Данный вид исследований позволяет установить пенообразующую и выносящую способности различных ПАВ и служит основой для разработки компонентного состава твердых ПАВ.

При планировании обработок забоев скважин твердыми ПАВ необходимо провести расчет объемов жидкости в каждой отдельной скважине. Высота столба жидкости, при которой происходит остановка скважин, рассчитывается по формуле

$$h_0 = \frac{(P_{пл} - P_g)}{\rho_g \cdot g},$$

где h_0 — высота столба жидкости от верхних отверстий перфорации, м; ρ_g — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения – 9,81 м/с²; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; P_g — давление газа над уровнем жидкости, МПа.

Объем жидкости в стволе скважины рассчитывается из условия, что необходимо удалить воду из ствола скважины от текущего забоя до верхних отверстий перфорации.

$$V_{общ} = \frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot ((L_{тек} - L_{вп}) + h_г)},$$

где $V_{общ}$ — общий объем жидкости в стволе скважины, м³; d — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $L_{тек}$ — глубина текущего забоя, м; $L_{вп}$ — глубина верхних отверстий перфорации, м; $h_г$ — высота столба жидкости, м.

Для определения объема ПАВ для закачки на забой скважины необходимо знать концентрацию ПАВ в растворе жидкости и объем жидкости в стволе скважины.

$$V_{нав} = V_{общ} \cdot C_{нав},$$

где $V_{нав}$ — объем ПАВ, м³; $V_{общ}$ — общий объем жидкости в стволе скважины, м³; $C_{нав}$ — концентрация ПАВ, доли ед.

В случае использования твердых ПАВ для проведения одной обработки скважины с учетом массы одной единицы содержания ПАВ определяется количество стержней для обработки забоев скважин.

$$n = \frac{M_o}{M_{нав}},$$

где n — количество стержней, определенной массы, шт; M_o — общая масса ПАВ, кг; $M_{нав}$ — масса одного стержня ПАВ, кг.

Необходимым условием эффективного удаления жидкости с забоев скважин с помощью ПАВ является образование на забое скважины пены, представляющей дисперсную систему. На пенообразующие свойства ПАВ оказывает влияние целый ряд факторов таких, как минерализация пластовой воды, пластовая температура, наличие конденсата в жидкости и др. В зависимости от состава жидкости, ее минерализации, присутствия углеводородов подбираются состав пенообразователя и его концентрация.

Характерными особенностями газовых залежей Медвежьего месторождения, влияющих на разработку составов твердых и жидких ПАВ для удаления жидкости с забоев скважин, являются отсутствие в жидкости скважин жидких углеводородов, низкая минерализация и невысокая плотность добываемых вод.

Твердые ПАВ, предназначенные для проведения обработок забоев газовых скважин Медвежьего месторождения с целью удаления жидкости и увеличения их продуктивности, имеют составы, основными компонентами которых являются ОП-10, сульфанол и связывающий компонент «Коламид-К». Оптимальным составом для обработки скважин следует считать состав, в котором присутствуют два жидких компонента («Коламид-К», ОП-10) и небольшое количество сульфанола (до 10 %), что позволяет регулировать плотность пенной системы. Для удаления жидкости с забоев скважин в осложненных условиях предложены составы жидких ПАВ на водном растворе $CaCl_2$.

Основные условия эффективного применения твердых ПАВ в скважинах: отсутствие интенсивного притока пластовых вод, наличие столба жидкости в стволе скважины, скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне должна составлять не менее 2 м/с.

Главная проблема, которая возникает при массовом применении твердых ПАВ — образование устойчивых пенных систем, приводящее к снижению качества промышленной подготовки газа.

Технология обработок забоев газовых скважин жидкими ПАВ на водном растворе $CaCl_2$ с последующей продавкой их метанолом имеет существенный недостаток из-за присутствия в составе жидкого ПАВ воды, которая приводит к образованию газовых гидратов в промысловом оборудовании при низких температурах.

С целью увеличения объемов применения жидких ПАВ на Медвежьем месторождении, снижения риска гидратообразования в промысловом оборудовании предлагается в качестве растворителя использовать метиловый спирт 70 %-й концентрации, который одновременно является ингибитором гидратообразования.

Для решения проблем удаления воды с забоев газовых скважин Восточно-Таркосалинского месторождения был проведен геолого-промысловый анализ данных с целью удаления воды с забоев скважин и увеличения их продуктивности.

На данном периоде разработки месторождения в скважинах с горизонтальным окончанием предлагается удалять жидкость с забоев скважин, используя твердые ПАВ, которые в виде шаров через лубрикатор вводятся в скважину и скатываются в горизонтальную часть ствола. Далее скважина останавливается на технологический отстой на 2 часа и вновь запускается в работу, однако при отработке скважины в шлейф давление на устье постоянно падает, и скважина не выходит на установившийся режим, при котором скорость газового потока обеспечивает вынос жидкости с забоя.

Главная причина скопления жидкости на забоях газовых скважин — низкая разница рабочего давления и давления в шлейфе в пределах одного куста скважин, что приводит к накоплению жидкости на забоях скважин. При работе газовых скважин в шлейф необходимо, чтобы рабочее давление у скважины было значительно больше, чем давление в шлейфе.

Одним из наиболее широко используемых методов выноса жидкости с забоев газовых скважин является замена лифтовых колонн диаметром 168 мм на колонны диаметром 114 мм, что обеспечивает увеличение скорости потока газа для выноса жидкости с забоев скважин. Лифтовые колонны меньшего диаметра устанавливались в скважинах Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего месторождений, что обеспечивало вынос жидкости с забоев скважин, однако через восемь месяцев после замены лифтовых колонн условия выноса жидкости ухудшались.

Другими технологиями эксплуатации обводнившихся газовых скважин является использование концентрических и плунжерных лифтовых систем.

Технология использования концентрического лифта позволяет выбрать такой режим эксплуатации обводнившихся скважин, при котором в центральной лифтовой колонне поддерживается дебит газа, превышающий на 50 % минимальный дебит газа, необходимый для удаления жидкости с забоя скважины. При выборе технологического режима эксплуатации скважины с концентрическими лифтовыми колоннами требуется поддерживать давление на забое скважины, при котором не происходит разрушения призабойной зоны.

Технологии эксплуатации скважин с применением плунжерного лифта пока не получили массового распространения из-за постоянных сбоев оборудования по технологическим причинам. Одна из основных проблем использования плунжерного лифта — несоответствие размеров фонтанных арматур, овальность и несоосность их элементов.

В качестве альтернативной технологии для удаления жидкости из низкодебитных скважин предлагается использовать закачку газа в затрубное пространство от соседних газовых скважин, в результате чего возрастает скорость газожидкостного потока в лифтовых трубах, и обеспечивается вынос жидкости с забоев скважин.

Основные причины обводнения эксплуатационных скважин на Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском месторождениях — падение пластового давления в продуктивных пластах и активное продвижение подошвенных вод, что приводит к обводнению перфорированных интервалов продуктивного пласта.

Кроме того, эксплуатация скважин в настоящее время осложняется наличием межколонных давлений. Одной из причин наличия межколонных давлений являются плохое качество цементирования и неподъем цемента за эксплуатационной

колонной до устья при выходе скважины из бурения. Плохое качество цементирования скважин также способствует образованию межколонных перетоков и преждевременному их обводнению.

По данным геолого-промыслового анализа эксплуатации скважин Медвежьего месторождения установлено, что при эксплуатации скважин пластовая вода составляет более 30 % от объема выносимой с забоев скважин жидкости, а в продукции двенадцати скважин содержание пластовой воды более 80 %. Основными факторами, обуславливающими обводнение скважин, являются их низкая продуктивность (47 %), притоки пластовой воды (30 %) и плохое техническое состояние (23 %).

Таким образом, для решения проблем обводнения газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений необходим комплексный анализ режимов работы скважин, включающий изучение технического состояния скважин и геолого-промысловых условий добычи газа.

Библиографический список

1. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 190 с.
2. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения прдуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2004. – 711 с.

Сведения об авторах

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

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

Information about the authors

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

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

УДК 553:338.1

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В РОССИИ

ANALYSIS OF TRENDS OF OIL AND GAS INDUSTRY DEVELOPMENT IN RUSSIA

А. В. Солодовников, А. Н. Махнёва

A. V. Solodovnikov, A. N. Makhneva

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: нефтегазовая отрасль; динамика; добыча; экспорт
Key words: oil and gas industry; dynamics; production; export*

Нефтегазовая промышленность имеет многовековую историю. В России первое письменное упоминание о получении нефти появилось в XVI веке. Путешественники описывали, как племена, жившие у берегов реки Ухты на севере Тимано-Печорского района, собирали нефть с поверхности реки и использовали ее в медицинских целях и в качестве масел и смазок.

Коммерческая добыча нефти впервые началась во второй половине XIX века, а ключевую роль в развитии нефтяной промышленности Российской империи сыграли братья Нобель и семейство Ротшильдов [1]. Революция 1917 г. негативно сказалась на добыче нефти в России, ситуация еще более ухудшилась в связи национализацией нефтяных месторождений в 1920 г. Тем не менее уже в первые годы