

#### Список литературы

1. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

#### Сведения об авторах

**Никulin Владислав Юрьевич**, магистрант, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 89378470007, e-mail: NikulinVY@mail.ru.

**Zeigman Юрий Вениаминович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: JVZeigman@yandex.ru

#### Information about the authors

**Nikulin V. Yu.**, Master Student, Assistant at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technology University, phone: 89378470007, e-mail: NikulinVY@mail.ru

**Zeigman Yu. V.**, Doctor of Engineering, Professor, Head at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technology University, e-mail: JVZeigman@yandex.ru

УДК 622.276

### МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПРОЕКТНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

METHODS OF MAINTAINING THE PROJECT LEVELS OF GAS  
PRODUCTION 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; газожидкостная смесь; пенная система; газожидкостный поток; лифтовая колонна*

*Key words: self-kill of wells; gas-liquid mixture; foam system, gas-liquid flow; lift column*

В настоящее время большинство газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, характеризующуюся снижением пластового давления и выпадением жидкости на забое скважин, которая накапливается в стволе скважин и перекрывает интервал перфорации.

При определенных условиях эксплуатации скважин поток газа движется по лифтовой колонне с каплями жидкости, которые соединяются и образуют двухфазный поток. Однако при дальнейшем снижении пластового давления в процессе эксплуатации в стволе скважины начинает происходить накопление и образование жидкостной пробки.

При движении газожидкостных смесей по стволу скважины могут существовать следующие газожидкостные структуры: дисперсная, дисперсно-кольцевая, снарядно-кольцевая, снарядная и др. [1].

В газожидкостном потоке при движении его по стволу скважины происходят процессы образования пленки и диспергирования жидкости. Одним из самых эффективных способов повышения дебита обводнившихся скважин является сохранение структуры газожидкостной смеси в стволе скважины, что обеспечивает высокие скорости движения этой смеси [2].

Для изменения структуры газожидкостного потока в скважины закачивают пенообразующие составы поверхностно-активных веществ (ПАВ), при растворении которых в скважинной жидкости и прохождении через нее газа образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой воды, но при этом плотность пенной структуры значительно меньше плотности жидкости в стволе скважины.

Однако немногие выпускаемые промышленностью ПАВ и стабилизаторы могут эффективно использоваться при добыче газа в условиях Крайнего Севера. Основными показателями, характеризующими свойства растворов ПАВ, являются их устойчивость, реологические характеристики, плотность и упругость. Продолжительность существования пены, образовавшейся из ПАВ в скважине, зависит от типа и концентрации ПАВ в жидкости. Ввод пенообразующих ПАВ в скважину можно проводить в виде водных растворов или твердых стержней и шаров.

Наиболее распространенной технологией обработки забоев скважин является закачивание в скважину водных растворов ПАВ с ингибитором гидратообразования — метанолом.

Для обработки забоев скважин твердыми ПАВ используют скважины, имеющие небольшие зумпфы не более 15 м. При большой длине зумпфа скважин режим барботаж на забое скважин невозможен, так как твердые стержни или шары падают на забой скважины и не участвуют в реакции вспенивания.

Методы закачки водных растворов ПАВ в эксплуатационные скважины подразделяются на периодические и непрерывные с закачкой растворов ПАВ через насосно-компрессорные трубы (НКТ) или затрубное пространство.

При периодической закачке растворов ПАВ на забой скважины их количество находят, исходя из объема жидкости в стволе скважины, которую необходимо удалить из нее. Закачку жидких ПАВ на забой скважины осуществляют через скважинный трубопровод, который спускают в скважину до забоя.

Обработка забоев скважин твердыми ПАВ требует больших затрат времени и применяется в скважинах, где накопление жидкости происходит длительное время.

Технология обработки забоев эксплуатационных скважин осуществляется путем сбрасывания расчетного количества стержней или шаров через лубрикатор на забой скважины. После технологической выдержки скважина запускается в работу до полного выноса пены и механических примесей.

Для обработки забоев газовых скважин с целью удаления жидкости из ствола скважины используют загущенные ПАВ в виде гелеобразной субстанции, помещенной в водорастворимый контейнер, который, попадая в водную среду, разрушается.

С целью расчета необходимого количества ПАВ для обработки забоев эксплуатационных скважин устанавливают объем столба жидкости  $V_{общ}$  в стволе скважины, который определяют по формуле

$$V_{общ} = V_{нкт} \cdot V_{экс},$$

где  $V_{нкт}$  — объем жидкости в НКТ, м<sup>3</sup>;  $V_{экс}$  — объем жидкости в эксплуатационной колонне, м<sup>3</sup>.

Объем жидкости в эксплуатационной колонне вычисляют по формуле

$$V_{экс} = \pi r^2 (H_{н.пер} - H_{в.нкт}),$$

где  $r$  — радиус скважины, м;  $H_{н.пер}$  — глубина нижних дыр перфорации, м;  $H_{в.нкт}$  — глубина спуска воронки НКТ, 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, м<sup>3</sup>;  $V_{общ}$  — общий объем жидкости, м<sup>3</sup>;  $C_{нав}$  — 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.

Для поддержания проектных уровней добычи газа на месторождениях Западной Сибири широкое применение находят следующие технологии: обработки забоев эксплуатационных скважин твердыми и жидкими ПАВ, водоизоляционные работы и периодическая продувка скважин.

Технологии использования плунжерного и концентрического лифтов, циклической закачки сухого газа в затрубное пространство применяются на ограниченном числе скважин, так как требуют значительных капитальных вложений. Наиболее доступной и эффективной технологией для удаления скопившейся на забое скважин жидкости является обработка забоев скважин ПАВ, переводящими жидкость в газожидкостную смесь и пену, которая удаляется с забоев скважин.

Перед вводом ПАВ в скважину проводится гидрохимический анализ выносимой жидкости, а по результатам анализа — подбор состава ПАВ для обработки забоя скважины.

Лабораторные исследования ПАВ проводят для изучения способности ПАВ к вспениванию скважинной жидкости, стойкости пенной системы. Разработанные составы ПАВ должны обеспечивать вспенивание жидкости с минерализацией от 1 до 30 г/дм<sup>3</sup>. Жидкостный цикл существования пены должен обеспечивать возможность выноса жидкости из скважины на поверхность и ее разрушение до входа в пункт комплексной подготовки газа. Растворы ПАВ не должны влиять на осушающие свойства ДЭГ и состояние промышленного оборудования.

В результате проведенных исследований для месторождений Западной Сибири были разработаны составы ПАВ, обеспечивающие вспенивание смеси конденсационной и пластовой воды, в состав которых входят такие химические реагенты, как препарат ОС-20 марки А, лаурилсульфат натрия, ПЭГ-4000 и КМЦ в различных пропорциях.

Разработанные составы ПАВ с данными реагентами создают устойчивую пенную систему, которая в статическом режиме имеет степень разрушения от 10 до 35 % за 10 мин.

В процессе нахождения данных ПАВ на забое скважины их растворение в жидкости происходит от 14 до 16 часов в статическом режиме. В динамическом режиме растворение ПАВ происходит значительно быстрее и зависит от скорости и количества газа, проходящего через жидкость.

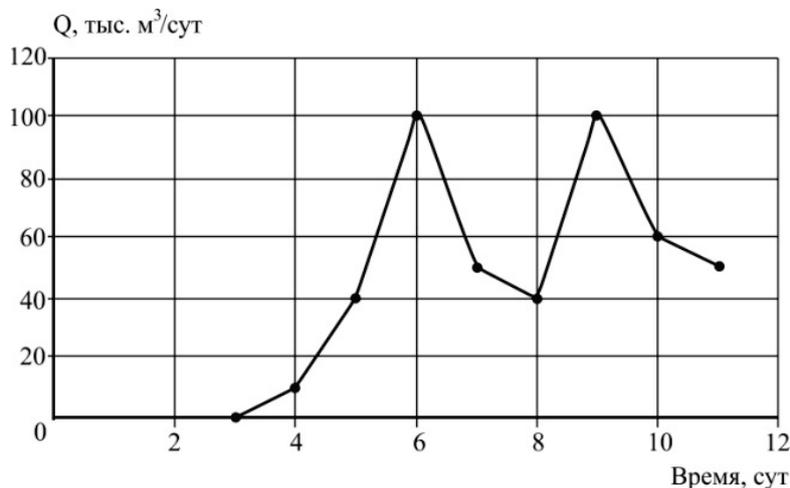
При прохождении газа через скопившуюся на забое жидкость происходит процесс ее вспенивания, а количество пены постоянно увеличивается в течение всего процесса.

Пенная система потоком газа поднимается к устью скважины. В процессе подъема пенной системы по НКТ происходит ее разрушение в объеме от 10 до 15 % в зависимости от шероховатости стенок НКТ. В результате разрушения пенной системы она переходит в жидкость, которая в зависимости от скорости восходящего потока газа стекает на забой скважины при скорости потока менее 5 м/с или поднимается до устья при скорости газового потока более 5 м/с.

На устье скважины пена из НКТ поступает в шлейф и движется здесь быстрее, чем по НКТ, где она теряет свои свойства и разрушается.

Для удаления скопившейся жидкости с забоев газовых скважин в США используют как твердые так и жидкие ПАВ: FS-15, FS-16, FS-18 и др.

На газовых месторождениях Западной Сибири проведены испытания жидкого ПАВ Fa-4275 производства компании «Haliburton». Сква. 815 Медвежьего месторождения постоянно самозадавливалась, а скопившуюся жидкость в стволе скважины приходилось периодически удалять через пять дней. После обработки забоя скважины ПАВ Fa-4275 и проведения гидродинамических исследований добыча газа стабилизировалась (рисунок).



*Рисунок. Изменение дебита газа скв. 815 в процессе исследований после обработки забоя скважины ПАВ Fa-4275*

На Ямбургском месторождении проведены испытания твердых ПАВ марки «Цель-III» для удаления жидкости с забоев газовых скважин. Применение твердых ПАВ марки «Цель-III» на скв. 1 093 и 1 134 Ямбургского месторождения для удаления газожидкостных пробок позволило полностью удалить жидкости из ствола скважин.

Эффективность применения твердых и жидких ПАВ для удаления жидкости из стволов газовых скважин доказана на многих месторождениях Западной Сибири. В настоящее время для поддержания проектных уровней добычи газа данная технология является наиболее доступной и малозатратной при обработке забоев газовых скважин.

#### *Список литературы*

1. Определение критического дебита газовых скважин, газовых и газоконденсатных месторождений / С. А. Алиев [и др.]. — М.: Недра, Газовая промышленность. — 1975. — № 2. — С. 27–30.
2. 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