

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ТВЕРДЫХ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
METHOD FOR DETERMINATION OF THE REQUIRED QUANTITY OF SOLID
SURFACTANTS TO PREVENT THE GAS WELLS SELFSQUEEZING ON THE EXAMPLE
OF GAS WELLS IN THE FIELD MEDVEZHIE

А. А. Сырчин, А. В. Немков, Д. А. Кряквин, Ю. А. Архипов, Р. М. Хасбутдинов
A. A. Syrchin, A. V. Nemkov, D. A. Kryakvin, Yu. A. Arhipov, R. M. Hasbutdinov

ООО «ТюменьНИИГипрогаз», г. Тюмень

*Ключевые слова: газовая скважина; самозадавливание; поверхностно-активное вещество;
необходимый объем; Медвежье месторождение*

Key words: gas well; selfsqueezing; surfactant; required amount; the field Medvezhie

Поздняя стадия разработки газовых месторождений характеризуется факторами, ухудшающими условия эксплуатации скважин, один из которых — накопление жидкости в призабойной зоне пласта и насосно-компрессорных трубах (НКТ). Скорость восходящего потока газа при низком пластовом давлении и недостаточном дебите не обеспечивает вынос жидкости на поверхность, со временем это приводит к равновесию

давления столба жидкости и давления в пласте и, как следствие, к самоглушению скважины. Такие скважины нуждаются в периодических продувках в атмосферу, которые влекут за собой потери газа и наносят ущерб окружающей среде. Более того, эффект от продувок имеет временный характер, и через некоторое время неизбежно повторное самозадавливание.

Существуют различные способы удаления жидкости с забоя скважин (газлифт, газ-лифтно-струйная эксплуатация, изменение диаметра и глубины подвески НКТ и др.). Наиболее технологичным и простым, а также наименее затратным экономически, является применение твердых и жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ). Преимуществами использования твердых ПАВ перед жидкими для удаления жидкости с забоя скважины служит их невысокая стоимость и простота использования – не требуется обвязка скважины с дополнительной техникой, опрессовка и завоз большого объема химических реагентов. Стержни пенообразователей и устьевое устройство для ввода твердых ПАВ может быть транспортировано и смонтировано операторской службой цеха добычи газа.

Технология обработки забоев скважин твердыми ПАВ заключается в следующем: перед обработкой скважина отрабатывается на факельное устройство и останавливается, в скважину сбрасывается расчетное количество стержней пенообразователя. Стержни твердых ПАВ, опускаясь по колонне лифтовых труб от устья до забоя, вступают в контакт с газожидкостной смесью и водой и, частично растворяясь в них, образуют пену, которая газовым потоком выносится на поверхность через факельное устройство, поскольку плотность ее значительно меньше (в 6–25 раз) плотности воды. Израсходовав часть своей массы за время спуска по колонне НКТ, стержни попадают в фильтровую зону, где происходит дальнейшее интенсивное их растворение в барботирующемся столбе жидкости, превращение последней в пену и вынос ее на поверхность восходящим потоком. После полного выноса пены и механических примесей через факельное устройство скважина пускается в работу в шлейф.

Не успевшая раствориться масса стержней оседает в зумпф скважины на забое и с течением времени растворяется. При этом процесс удаления жидкости с помощью твердых пенообразователей происходит через 0,5–4 часа после их ввода, если зумпф отсутствует или его величина не превышает 5 м.

Основные условия применения твердых ПАВ:

- низкая скорость восходящего потока газа, не обеспечивающая вынос жидкости с забоя на поверхность;
- наличие барботируемого столба жидкости в скважине.

Твердые ПАВ применяются на многих месторождениях севера Тюменской области. На Медвежьем месторождении используются такие пенообразователи, как «БТ-Формер» и «КОСТ-2», которые представляют собой стержни коричневого цвета диаметром 40–50 мм и длиной до 600 мм, плотностью при температуре 20 °С от 1,05 до 1,10 кг/м³. Кратность продувок на самозадавливающихся скважинах Медвежьего месторождения, где применялись обработки твердыми пенообразователями, сократилась в среднем в 1,5 раза.

В связи с ежегодным ростом количества самозадавливающихся скважин на Медвежьем месторождении, находящемся на поздней стадии разработки, актуально более широкое применение ПАВ для выноса жидкости с забоев скважин и сокращения числа продувок в атмосферу.

Для этого специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» в 2014 г. была составлена программа внедрения твердых пенообразователей на скважинах Медвежьего месторождения, в которой были рассмотрены все самозадавливающиеся скважины.

В условиях Медвежьего месторождения используется состав твердых ПАВ со следующим соотношением компонентов, %: сульфол — от 9,6 до 10,4; ОП-10 — от 40 до 50; карбонат аммония — от 0,2 до 0,5; коламид К — остальное.

Количество твердых ПАВ выбирается из расчета, определенного экспериментальным путем, и составляет 2,6 кг на 1 м³ удаляемой жидкости с забоя скважины. Скважины, рекомендуемые для ввода твердых пенообразователей с целью удаления скопившейся жидкости, должны удовлетворять следующим техническим условиям:

- НКТ не перекрывает интервал перфорации (башмак лифтовой колонны располагается над нижними перфорационными отверстиями);
- НКТ диаметром от 89 до 168 мм;

- глубина зумпфа — до 25 м;
- расстояние от башмака НКТ до верхних перфорационных отверстий — не более 50 м;
- отклонение ствола скважины от вертикали — не более 10^0 ;
- лифтовые трубы не должны иметь клапаны-отсекатели, переводники и сужения, а также посторонние предметы, препятствующие прохождению стержней твердых ПАВ;
- лифтовая колонна скважины должна быть герметичной;
- исправность буферной и шлейфовой задвижек;
- отсутствие интенсивного притока воды, требующего проведения продувки через 72 часа и менее;
- разница между статическим и рабочим давлениями на устье скважины после продувки — более 0,2 МПа;
- отсутствие песчаной и гидратной пробки в интервале перфорации, являющейся основной причиной ухудшения работы скважины.

Для обработки твердыми ПАВ рекомендуются пакерные и беспакерные скважины, глубина спуска НКТ в которых не ниже середины интервала перфорации, не наблюдается высокий вынос пластовой воды и в ближайшие годы не планируется капитальных ремонтов. Чтобы оценить потребное количество ПАВ для обработок, необходимо провести расчет объемов столбов скапливающейся жидкости.

Для оценки потребного количества ПАВ специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» произведен расчет объемов столбов жидкости для каждой самозадавливающейся скважины. Забойное давление $P_{зab}$, МПа, при котором происходит задавливание скважины рассчитывается по формуле

$$P_{зab} = P_{пл} - P_{депр} - P_{шл}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; $P_{депр}$ — депрессия, МПа; $P_{шл}$ — давление на входе в шлейф, МПа.

Рассчитав забойное давление (1), вычислим высоту столба жидкости $H_{столб}$, м, при котором происходит задавливание скважины

$$H_{столб} = P_{зab} / \rho * g, \quad (2)$$

где ρ — плотность воды, г/см³; g — ускорение свободного падения, м/с².

Зная высоту столба жидкости (2), определим объем жидкости в скважине $V_{ж\text{дк}}$, м³ в ПЗП

$$V_{ж\text{дк}} = 0,25 * \pi * d^2 * (h_{тек} - h_{нкт}) + H_{столб}), \quad (3)$$

где d — диаметр эксплуатационной колонны, м; $h_{тек}$ — глубина текущего забоя, м; $h_{нкт}$ — глубина спуска НКТ, м.

Имея данные об объеме жидкости (3), которую необходимо удалить из скважины, рассчитаем массу твердого ПАВ для одной обработки m , кг, (из расчета 2,6 кг на м³ удаляемой жидкости):

$$m = V_{ж\text{дк}} * 2,6. \quad (4)$$

Чтобы определить периодичность обработок твердыми ПАВ, необходимо рассчитать расчетный период задавливания скважины $T_{зад}$, сут:

$$T_{зад} = H_{столб} / H_{сут}, \quad (5)$$

где $H_{столб}$ — высота столба жидкости (1), м; $H_{сут}$ — высота столба жидкости, скапливающейся в скважине за сутки, м.

Чтобы определить высоту столба жидкости $H_{сут}$, м, скапливающейся в скважине за сутки, воспользуемся формулой

$$H_{сут} = V_{сут} / S_{экс}, \quad (6)$$

где $V_{сут}$ — объем скапливающейся жидкости за сутки, м³; $S_{экс}$ — площадь эксплуатационной колонны с диаметром d , м².

Рассчитаем объем скапливающейся жидкости за сутки $V_{сут}$, м³

$$V_{сут} = p_{ж} * 10^{-6}, \quad (7)$$

где $p_{ж}$ — вес жидкости, скапливающейся в скважине за сутки, г, рассчитывается по формуле:

$$p_{ж} = \Delta W * Q, \quad (8)$$

где ΔW — разность пластового и устьевого влагосодержания газа, г/м^3 ; Q — суточный дебит скважины, тыс. м^3 .

Разность пластового и устьевого влагосодержания газа рассчитывается по формуле:

$$\Delta W = W_{\text{пл}} - W_{\text{ус}}, \quad (9)$$

где $W_{\text{пл}}$ — пластовое влагосодержание газа (для Медвежьего месторождения $W_{\text{пл}} = 2,857 \text{ г/м}^3$); $W_{\text{ус}}$ — устьевое влагосодержание газа, г/м^3 .

Влагосодержание газа можно определить по формуле Бюкачека:

$$W_{\text{ус}} = (A/P+B), \quad (10)$$

где A — коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа; P — давление газа на устье, МПа ; B — коэффициент, зависящий от состава газа.

Коэффициенты A и B на основании зависимости его от температуры при контакте газа с водой можно представить в следующем виде:

$$A = 4,67 \cdot \exp(0,0735 \cdot t - 0,00027 \cdot t^2); \quad B = 0,0418 \cdot \exp(0,054 \cdot t - 0,0002 \cdot t^2), \quad (11)$$

где t — температура газа на устье, $^{\circ}\text{C}$.

Рассчитав с помощью формулы (11) устьевое влагосодержание газа и с помощью (9) разность пластового и устьевого влагосодержания газа, используем полученное значение, рассчитав вес и объем жидкости, скапливающийся в скважине за сутки по формулам (8) и (7) соответственно. Сравнив рассчитанный по формуле (5) период задерживания с фактическим периодом продувок скважин, можно сделать вывод о правильности расчета — на большинстве скважин периоды совпадают.

Таким образом, в статье представлена методика расчета потребного количества твердого ПАВ определенного состава для обработки скважин в условиях Медвежьего месторождения. Применение твердых ПАВ является простым и эффективным способом борьбы со скапливающейся в газовых скважинах жидкостью. В ближайшем будущем все больше месторождений будут входить на среднюю и позднюю стадии разработки, количество самозадавливающихся скважин будет увеличиваться. Имея данные о нужном количестве твердого ПАВ для обработки одной скважины и периоде самозадавливания скважины, с помощью данной методики возможно разработать программу применения твердых пенообразователей для любого месторождения.

Список литературы

1. Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. — М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2008.
2. Кустышев А. В., Чижова Т. И., Кононов В. И., Дмитрук В. В. Анализ состояния и эффективности применяемых на месторождении Медвежье технологий и техники добычи газа и капитального ремонта скважин // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ИРЦ Газпром, 2002.
3. Катионоактивные ПАВ — эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Под общ. ред. Ф. А. Агзамова. — СПб: Недра, 2004. — 408 с.
4. Гасумов Р. А. и др. Пенные системы для бурения и ремонта скважин / Р. А. Гасумов, А. В. Калинин, М. Г. Гейхман. — М.: ИРЦ Газпром, 2008. — 269 с.
5. ООО «Газпром добыча Надым». Инструкция по применению твердых и жидких ПАВ для интенсификации добычи газа на скважинах Медвежьего НГКМ / С. Н. Мохов, И. А. Чернышов, А. А. Михалев. — Надым: ООО «Газпром добыча Надым», 2010. — 30 с.
6. СТО «Надымгазпром». Инструкция по технологии удаления жидкости из газовых скважин с помощью твердых пенообразователей / Д. Н. Шемякин. — Надым: ООО «Надымгазпром», 2004. — 38 с.

Сведения об авторах

Сырчин Андрей Андреевич, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Немков Алексей Владимирович, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Кряквин Дмитрий Александрович, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Архипов Юрий Александрович, к. т. н., ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, тел. 8(3499)567353, e-mail: hasbutdinov@nadym-dobycha.gazprom.ru

Хасбутдинов Руслан Масхутович, инженер, ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, тел. 8(3499)567353, e-mail: hasbutdinov@nadym-dobycha.gazprom.ru

Information about the authors

Syrchin A. A., engineer of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Nemkov A. V., engineer of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Kryakvin D. A., engineer of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286563, e-mail: syrchinaa@tngg.ru

Arhipov Yu. A., Candidate of Science in Engineering, LLC «Gaspromdobycha Nadym», phone: 8(3499)567353, e-mail: hasbutdinov@nadym-dobycha.gazprom.ru

Hasbutdinov R. M., engineer of LLC «Gaspromdobycha Nadym», phone: 8(3499)567353, e-mail: hasbutdinov@nadym-dobycha.gazprom.ru