

**ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С НЕГЕРМЕТИЧНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ**

SPECIFICS OF KILLING THE WELLS WITH A LEAKY PRODUCTION STRING

**Д. С. Леонтьев, А. В. Кустышев, В. Б. Обиднов, И. Ю. Дудников, Р. С. Абдуллин**  
D. S. Leontiev, A. V. Kustyshev, V. B. Obidnov, I. Y. Dudnikov, R. S. Abdullin

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень  
НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-добыча», г. Уфа  
Институт нефтегазовых технологий и новых материалов, г. Уфа*

*Ключевые слова: глушение; осложненные условия; жидкость глушения;  
капитальный ремонт скважин; вязкоупругий состав;  
негерметичность эксплуатационной колонны*

*Key words: well killing; complicated conditions; killing fluid; workover; the viscoelastic  
composition; production casing leaks*

На современном этапе развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли достаточно острой становится проблема сохранения достигнутого уровня добычи углеводородов. Если ранее это успешно решалось за счет увеличения объемов бурения и ввода в эксплуатацию большого количества новых добывающих скважин, то сейчас, когда объемы буровых работ резко сократились, стабилизировать уровень добычи углеводородов возможно посредством интенсификации работы старых эксплуатационных скважин на месторождениях, которые в большинстве случаев вступили в завершающую стадию разработки [1].

Данное обстоятельство вызывает необходимость широкого использования методов увеличения производительности работы скважин, что, в свою очередь, ведет к значительному увеличению числа текущих и капитальных ремонтов не только в действующих скважинах, но и в простаивающих и законсервированных малодобитных скважинах, эксплуатация которых в настоящее время является нерентабельной.

В связи с этим, актуальность вопросов, рассматриваемых в статье, не вызывает сомнений, поскольку они направлены на решение проблемы наиболее рационального использования при капитальном ремонте скважин (КРС) эффективных технологиче-

ских жидкостей на базе отечественных материалов для выполнения ремонтных операций в скважинах (глушение, обработка призабойной зоны, гидравлический разрыв пласта, ремонтно-изоляционные работы и др.).

Важную роль в процессе выполнения ремонтных работ играют жидкости глушения, обоснованный выбор которых с учетом геолого-технических условий скважин позволяет обеспечить предупреждение поглощений, нефтегазоводопроявлений, снижения продуктивности скважин в послеремонтный период, агрессивного коррозионного воздействия на внутрискважинное оборудование и др.

Способ глушения скважин технологической жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надежен и экономичен. Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачиванию в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

В процессе ремонта скважин жидкость глушения вступает в контакт с продукцией скважины; минералами горных пород, слагающих продуктивный пласт; флюидами пласта; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ; а также с поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб и элементами насосного оборудования.

В общем виде жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям [1, 2]:

- плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- должна обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- быть технологичной в приготовлении и использовании;
- не оказывать коррозионно-агрессивного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование;
- не влиять на показатели геофизических исследований в скважине;
- не ухудшать коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении перфорационных работ;
- должна быть совместима с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;
- должна быть термостабильной в конкретных условиях ее применения;
- технологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно-геологических условий эксплуатации скважин;
- должна быть взрыво- и пожаробезопасной.

Видами ремонтных работ различного назначения являются:

- капитальный ремонт скважин;
- текущий ремонт скважин;
- скважино-операции по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) и производительности скважины.

Капитальным ремонтом скважин называется комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и продуктивного пласта различными технологическими операциями, а именно:

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементированного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации;
- ликвидация аварий;
- спуск и подъем оборудования для отдельной эксплуатации и закачивания различных агентов в пласт;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами;
- зарезка боковых стволов (ЗБС) и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте;
- изоляция одних и приобщение других горизонтов;
- исследование скважины;
- ликвидация скважины.

Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на

восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования, и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины.

Скважинооперацией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти является комплекс работ по осуществлению технологических процессов по воздействию на пласт и прискважинную зону физическими, химическими или биохимическими и гидродинамическими методами, направленными на повышение коэффициента конечного нефтеизвлечения на определенном участке залежи.

Для интенсификации добычи нефти и газа применяют различные методы повышения производительности скважин. Их много, но они должны отбираться исходя из специфических условий применительно к конкретному пласту-коллектору.

*Основные методы повышения производительности скважин.*

1. Химические методы:

- соляно-кислотная обработка ПЗП;
- обработка ПЗП грязевой кислотой;
- углекислотная обработка ПЗП.

2. Механические методы воздействия на ПЗП и пласт-коллектор:

- гидравлический разрыв пласта;
- гидropескоструйная перфорация скважин;
- торпедирование скважин;
- действие взрывчатых веществ;
- действие ядерных взрывов.

3. Тепловые методы обработки ПЗП:

– закачивание в скважину нагретой жидкости, обработанной поверхностно-активными веществами;

- прогрев ПЗП паром;
- глубинный электропрогрев.

4. Физические методы воздействия на ПЗП и пласт-коллектор:

- вибровоздействие.

В процессе глушения пакерующих газовых и газоконденсатных скважин заполнение затрубного надпакерного пространства скважин жидкостью глушения должно проводиться через циркуляционный клапан, которым снабжены скважины.

Опыт показывает, что в процессе длительной эксплуатации часто клапан выходит из строя и открыть его практически невозможно. Кроме того, в реальных условиях большинство эксплуатационных колонн негерметичны.

Технология глушения реализуется следующим образом [3]. В лифтовую колонну газовой или газоконденсатной скважины, оборудованной эксплуатационной, лифтовой колоннами и пакером, первоначально снабженной циркуляционным клапаном, находящуюся в осложненных условиях, вызванных отказом циркуляционного клапана и негерметичностью эксплуатационной колонны, закачивают блокирующую композицию. В качестве блокирующей композиции используют высоковязкий полимерколлоидный раствор или загущенный инвертно-эмульсионный раствор. При этом композиция должна выдерживать репрессию на пласт, в 3–5 раз превышающую пластовое давление, выдерживать максимальное значение гидростатического давления в скважине при АНПД, выдерживать максимальный перепад давления между скважиной и пластом.

Объем блокирующей композиции равен суммарному объему лифтовой колонны и объему затрубного подпакерного пространства скважины. Блокирующую композицию продавливают в подпакерное пространство скважины, последовательно закачивая в лифтовую колонну продавочную жидкость и жидкость глушения, и оставляют скважину на технологическую выстойку для выпуска газовых шапок. В качестве продавочной жидкости используют водометанольный раствор плотностью 920–960 кг/м<sup>3</sup>, а в качестве жидкости глушения для газовых скважин используют эмульсионный раствор на основе газового конденсата плотностью 940–1 020 кг/м<sup>3</sup>, для газоконденсатных скважин — водный раствор хлорида натрия плотностью 1040–1100 кг/м<sup>3</sup>.

Закачивание блокирующей композиции, продавочной жидкости и жидкости глушения в лифтовую колонну возможно через гибкие трубы колтюбинговой установки или

через промывочные трубы, спускаемые с помощью передвижного подъемного агрегата, либо закачиванием через саму лифтовую колонну, в «лоб».

Обычно в расчетах объем блокирующей пачки соответствует объему эксплуатационной колонны от забоя до точки, на 100 метров выше верхнего отверстия перфорации [1]:

$$V_{\text{об}} = 0,785 \cdot H \cdot d^2, \quad (1)$$

где  $V_{\text{об}}$  — объем блокирующей пачки,  $\text{м}^3$ ;  $H$  — расстояние от забоя до верхних отверстий перфорации плюс 100 м., м;  $d$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Объем жидкости при закачке в НКТ — это объем, равный внутреннему объему НКТ до хвостовика для доведения блокирующей пачки до приема насоса (воронки, хвостовика), определяемой по формуле

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot H, \quad (2)$$

где  $V_{\text{НКТ}}$  — внутренний объем НКТ,  $\text{м}^3$ ;  $d_{\text{НКТ}}$  — внутренний диаметр НКТ, м;  $H$  — расстояние от устья до хвостовика, м.

Скважина закрывается на технологическую выстойку на время, рассчитанное по формуле

$$T = \frac{H_{\text{скв.в.}} \cdot H_{\text{сп.}} - H_{\text{буф}}}{3600 \cdot v}, \quad (3)$$

где  $T$  — технологическая выстойка скважины, час;  $H_{\text{сп.}}$  — глубина спуска хвостовика, м;  $H_{\text{скв.в.}}$  — глубина скважины, м;  $H_{\text{буф}}$  — высота столба блокирующей пачки в кольцевом пространстве;  $v$  — скорость оседания, м/с;

Высота столба блокирующей пачки в кольцевом пространстве находится по формуле

$$H_{\text{буф}} = \frac{V_{\text{буф}}}{0,785 \cdot (d_{\text{в.к.}}^2 - D_{\text{НКТ}}^2)}, \quad (4)$$

где  $V_{\text{буф}}$  — объем блокирующей пачки,  $\text{м}^3$ ;  $d_{\text{в.к.}}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $D_{\text{НКТ}}$  — наружный диаметр НКТ, м.

Для определения потребного объема ЖГС рассчитывается внутренний объем скважины с учетом толщины стенки труб, объема спущенных НКТ и глубины спуска глубинно-насосного оборудования. Требуемый объем жидкости глушения для проведения ремонтных работ можно определить по формуле как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы.

Расчет необходимого объема жидкости глушения:

$$V_{\text{ЖГ}} = (V_{\text{э.к.}} - V_{\text{НКТ}}) \cdot 1,1, \quad (5)$$

где  $V_{\text{э.к.}}$  — объем эксплуатационной колонны, ( $\text{м}^3$ ); 1,1 — коэффициент запаса;  $V_{\text{НКТ}}$  — объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ,  $\text{м}^3$ .

Объем эксплуатационной колонны определим по формуле

$$V_{\text{э.к.}} = S_{\text{э.к.}} \cdot H, \quad (6)$$

где  $H$  — глубина скважины, м;  $S$  — площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны,  $\text{м}^2$ .

Площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны определяется по формуле

$$S_{\text{э.к.}} = 0,785 \cdot d_{\text{э.к.}}^2, \quad (7)$$

где  $d_{\text{э.к.}}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 \left( d^2 - d_1^2 \right) \frac{H_{\text{СП}}}{\rho} , \quad (8)$$

где  $d$  и  $d_1$  — соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м;  $H_{\text{СП}}$  — глубина спуска хвостовика, м.

Разработано несколько вариантов блокирующих композиций. Технология применения, состав и концентрации реагентов выбираются индивидуально для каждой скважины в зависимости от геолого-технических условий и цели работ.

Вязкоупругие составы (ВУС) содержат комплекс полисахаридных полимеров, реагенты для регулирования рН среды и комплексообразователь. Полимерный реагент и комплексообразователь выбирается в зависимости от необходимой термостабильности и плотности. Плотность ВУС может меняться от 1 000 до 2 000 кг/м<sup>3</sup>. Для получения ВУС плотностью 1 000–1 360 кг/м<sup>3</sup> используют пресную воду или неорганические соли (хлориды калия, натрия, кальция), для более высокой плотности — соли органических кислот (форматы калия, цезия).

ВУС характеризуется высокой скоростью структурообразования после доставки состава в ствол скважины, но при этом сохраняет текучесть в течение времени закачки состава; имеет практически нулевую фильтрацию, высокую прочность структуры (более 40 Па через сутки), не проникает в пласты с проницаемостью до 2 мкм<sup>2</sup> при  $\Delta P = 3,5$  МПа, не пропускает нефть, газ и воду, не образует эмульсий при контакте с углеводородной жидкостью, не образует нерастворимых осадков при взаимодействии с пластовыми флюидами.

Особенностью ВУС является способность к деструкции через определенное время, которое регулируется изменением соотношения ингредиентов или рН среды, вводом деструктора или при сдвиговых деформациях. После деструкции состав имеет минимальную вязкость (1,5–2 сПз), но при этом сохраняет минимальную фильтрацию и полностью удаляется из пласта после проведения несложных технологических приемов.

Технология приготовления ВУС основана на использовании стандартного оборудования. Объемы ВУС обычно небольшие (1–15 м<sup>3</sup>) и зависят от проводимых технологических операций. Для пластов с большим раскрытием флюидопроводящих каналов предлагается ВУС с добавкой наполнителя, разрушающегося при разложении ВУС.

После технологической выстойки в затрубное пространство скважины закачивают техническую воду, оттесняя газ, находящийся в затрубном пространстве скважины, в интервал негерметичности эксплуатационной колонны и в верхнюю часть затрубного пространства скважины, где он скапливается в газовую шапку и периодически стравливается. При этом выпуск газа из затрубного пространства скважины проводят путем остановок и долива технической воды в затрубное пространство. После дегазации скважины в затрубное пространство скважины закачивают тампонирующий состав, продавливают его в интервал негерметичности эксплуатационной колонны продавочной жидкостью и выдерживают скважину не более 12 часов.

В качестве тампонирующего состава используют глинистый раствор с плотностью 1 060 кг/м<sup>3</sup>, условной вязкостью 65 с. Затем в лифтовой колонне выше пакера, но ниже интервала негерметичности эксплуатационной колонны, выполняют сквозные отверстия. Выполнение сквозных отверстий в лифтовой колонне можно проводить перфорацией или пробойником ПСГ–102, спускаемым на бурильных трубах. Внутри лифтовой колонны, ниже сквозных отверстий, размещают глухую пробку, в качестве которой можно использовать глухую пробку, входящую в комплект комплекса подземного оборудования, либо мостовую пробку, либо специально изготовленную пробку, спускаемую с помощью тросового инструмента канатной техники.

После установки глухой пробки в лифтовую колонну подают жидкость глушения, которая, проходя через сквозные отверстия в лифтовой колонне, вымывает из затрубного пространства скважины остатки тампонажного состава, продавочную жидкость и

техническую воду. Подачу жидкости глушения заканчивают, когда ее плотность в затрубном пространстве будет равна изначальной плотности.

Таким образом, в данной статье были рассмотрены основные требования, предъявляемые к жидкостям глушения, расчеты при закачке блокирующей композиции и жидкости глушения, а также представлена технология глушения газовых и газоконденсатных скважин в осложненных условиях, то есть в условиях аномально низких пластовых давлений и при негерметичности обсадной колонны.

Использование предлагаемого изобретения позволит повысить надежность глушения пакерующих скважин в осложненных условиях при негерметичной эксплуатационной колонне и при неисправном циркуляционном клапане, позволит сократить продолжительность ремонтных работ на скважине.

Безусловно, необходимо продолжать разрабатывать и апробировать новейшие технологии по глушению скважин, композиционные составы и реагенты, регулирующие технологические параметры ЖГ с учетом максимального сохранения ФЕС пласта и достижения проектных показателей разработки, без ухудшения состояния скважинного и устьевого оборудования с учетом охраны окружающей среды и ПБ в нефтяной и газовой промышленности.

#### **Список литературы**

1. Жидкости и технология глушения скважин: учебное пособие / Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников, Д. С. Леонтьев – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 97 с.
2. Нифантов Ю. А., Клещенко И. И., Зозуля Г. П., Гейхман М. Г., Кустышев А. В. и др. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – С.-Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 1 – 314 с., Т. 2 – 548 с.
3. Пат. 2441975 РФ. Е 21 В 43/12. Способ глушения в осложненных условиях газовых и газоконденсатных скважин / Д. А. Кряквин, Д. С. Леонтьев, А. В. Кустышев и др. (РФ). – № 2010126352/03, заяв. 28.06.10; опубл. 10.02.12, бюл. № 4.
4. Технология ремонта скважин: Сборник лекций / Сост. С. А. Демченко. – Нижневартовск: Дизарт Групп, 2009. – 208 с.
5. Кагарманов И. И., Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – Томск: SST, 2007. – 324 с.
6. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2002. – 274 с.
7. Амиров А. Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров, К. А. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский, А. С. Яшин, А. А. Джафаров. – М.: Недра, 1979. – 310 с.
8. Обиднов В. Б., Кустышев Д. А. Глушение низкотемпературных газоконденсатных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений на месторождениях Крайнего Севера // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 33-39.
9. Кустышев А. В., Кустышев И. А., Козлов Е. Н. Некоторые аспекты глушения скважин на месторождениях Восточной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. № 5. – С. 27-32.
10. Козлов Е. Н., Кустышев А. В., Абдуллин Р. С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 31-34.

#### **Сведения об авторе**

**Леонтьев Дмитрий Сергеевич**, аспирант, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonjob@mail.ru

**Кустышев Александр Васильевич**, д. т. н., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info.

**Обиднов Виктор Борисович**, к. т. н., зам. директора филиала ООО «ОТО-ТМ» в г. Лангепас, г. Москва, тел. 89184110287, e-mail: v.obidnov@rambler.ru

**Дудников Игорь Юрьевич**, заместитель начальника по производственному обеспечению и АХР НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-добыча», г. Ишимбай, Республика Башкортостан

**Абдуллин Рафиль Сайфуллович**, д. т. н., профессор, главный научный сотрудник ГАНУ «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов», г. Уфа, Республика Башкортостан

#### **Information about the author**

**Leontiev D. S.**, postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200989, email: kustishev@tngg.info.

**Kustyshev A. V.**, Doctor of Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info.

**Obidnov V. B.**, Candidate of Science in Engineering, deputy director of the affiliate of LLC «OTO-TM» in the town of Langepas, Moscow, phone: 89184110287, e-mail: v.obidnov@rambler.ru

**Dudnikov I. Y.**, deputy head for production provision and AHR of oil and gas producing company «Ishimbayneft», LLC «Bashneftdobycha», Ishimbay, Republic of Bashkortostan

**Abdullin R. S.**, Doctor of Engineering, professor, senior scientific worker of the «Institute of oil and gas technologies and new materials» Ufa, Republic of Bashkortostan