

**ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВОВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ**
STUDY OF COMPOSITIONS FOR KILLING OF OIL WELLS HAVING
A HIGH GAS-OIL RATIO

Е. Н. Козлов

E. N. Kozlov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: нефтяная скважина; высокий газовый фактор; глушение

Key words: oil well; high gas-oil ratio; well killing

Известно, что для предотвращения проникновения жидкостей глушения на основе солей в пласт используются различные загущенные жидкости глушения, которые обладают повышенной вязкостью и имеют низкий коэффициент фильтрации в пласт. Применение загущенных жидкостей глушения связано с пониженным пластовым давлением, когда пластовое давление ниже гидростатического.

Для максимального сохранения коллекторских свойств, продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ скважин в качестве жидкости глушения автором рекомендуются растворы на углеводородной основе. Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор призабойной зоны пласта (ПЗП) и фазовую проницаемость его по нефти. Исключаются набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями, образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами, коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин. Однако основным недостатком жидкостей глушения на углеводородной основе является их пожароопасность, а также высокая стоимость.

На сегодняшний день в процессе капитального ремонта нефтяных скважин с большим газовым фактором используются загущенные жидкости глушения на водной основе, которые можно разделить на следующие основные виды [1]: пены и полимерные жидкости глушения.

При участии автора с целью разработки жидкости глушения (ЖГ), отвечающей глушению скважины с большим содержанием газа, исследовались водные минерализованные растворы с полимерными реагентами — загустителями. В качестве минерализаторов рассматривались хлориды калия и натрия, а также их формиаты. Использование этих минерализаторов позволяет изменять плотность от 1 030 до 1 600 кг/м³.

В качестве реагентов-загустителей, предотвращающих проникновение рассолов в пласт, применялись полимеры, способные разрушаться со временем в порах пласта под действием различных факторов: биополимеры или производные целлюлозы.

Для гидрофобизации поверхности коллектора и снижения капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз жидкость глушения — пластовый флюид в жидкость добавляли поверхностно-активное вещество (ПАВ) СНПХ ПКД-0515 или Лапрол 5003-2-15 и исследовали поверхностно-

активные свойства жидкости глушения в присутствии ПАВ. Одновременно оценивались фильтрационные свойства растворов.

Сравнительно новым направлением в разработке жидкостей глушения является применение рассолов на основе солей муравьиной кислоты — формиатов натрия, калия, которые позволяют регулировать плотность в очень большом диапазоне. Формиаты обладают несомненными преимуществами перед обычно применяемыми солями. Являясь мощными водоструктурными антиоксидантами, они позволяют увеличивать термостабильность полисахаридов, таких как ксантановая смола (КС), крахмалы, производные целлюлозы, особенно при длительной эксплуатации. Все соли муравьиной кислоты отличаются ярко выраженной способностью ингибировать набухание глинистых пород. В состав буровых растворов формиаты часто вводятся именно с этой целью. К важным свойствам формиатов относится также их низкая коррозионная активность. Применяемые в бурении соли муравьиной кислоты нетоксичны, биоразлагаемы [2].

Разработаны полисахаридные жидкости для глушения и промывки скважин (ПСЖГ) на водной или водно-спиртовой основе, представляющие собой гели на основе модифицированных гуаров. В качестве водной основы для приготовления ПСЖГ используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами.

Технология глушения с ПСЖГ может осуществляться с полной заменой скважинной жидкости на ПСЖГ и с частичной заменой скважинной жидкости на блокирующую пачку ПСЖГ, оставшуюся часть скважины заполняют пластовой или минерализованной водой. При полной замене жидкости на ПСЖГ не возникает поглощений продуктивным пластом, поэтому расход ПСЖГ равен объему ствола скважины. При комбинированной технологии расход ПСЖГ в 3–4 раза меньше, чем при полной замене. Объем ПСЖГ определяется расчетным путем. Необходимое условие данной технологии – плотность жидкости глушения ПСЖГ должна превышать на 20–50 кг/м³ плотность основной жидкости глушения (солевого раствора).

Для глушения скважин в высокопроницаемых пластах необходимы жидкости, обладающие повышенной вязкостью и низкой фильтрацией. Полисахаридные жидкости для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров [3]. При добавлении сшивающих агентов полисахаридный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины.

Полисахаридный водный гель термостабилен при пластовой температуре до 100 °С, вязкость геля может изменяться в широких диапазонах, ЖГ отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким межфазным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину.

В качестве водной основы для приготовления ПСЖГ используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

ПСЖГ практически не загрязняет продуктивный пласт, что подтверждается экспериментальными исследованиями авторов.

Для проведения исследований был смоделирован процесс глушения ПСЖГ продуктивной зоны пласта высокой проницаемости (рис. 1).

В эксперименте использовалась насыпная линейная модель углеводородного пласта с начальной водонасыщенностью. Модель соединялась с системой противодействия, обеспечивающей противодействие в образце керна $P_v = 1,2$ МПа, для предотвращения поступления воздуха, создания абсолютной герметичности. Температура пластовой модели составляла 85 °С, начальная проницаемость для воды — 2,07 мкм². Результаты эксперимента по закачке жидкости глушения в модель пласта показали, что фильтрация геля в пористую среду начинается при перепаде давления более 8 МПа. При этом рост давления прекращается, и кривая фильтрации стабилизируется.

В реальных промысловых условиях маловероятны подобные перепады давления в процессе глушения скважин. При возможном проникновении геля в высокопроницае-

мые зоны (проницаемость более 2 мкм^2) образовавшийся экран легко разрушается путем закачки в пласт слабого кислотного раствора 6–12%-ной соляной кислоты.

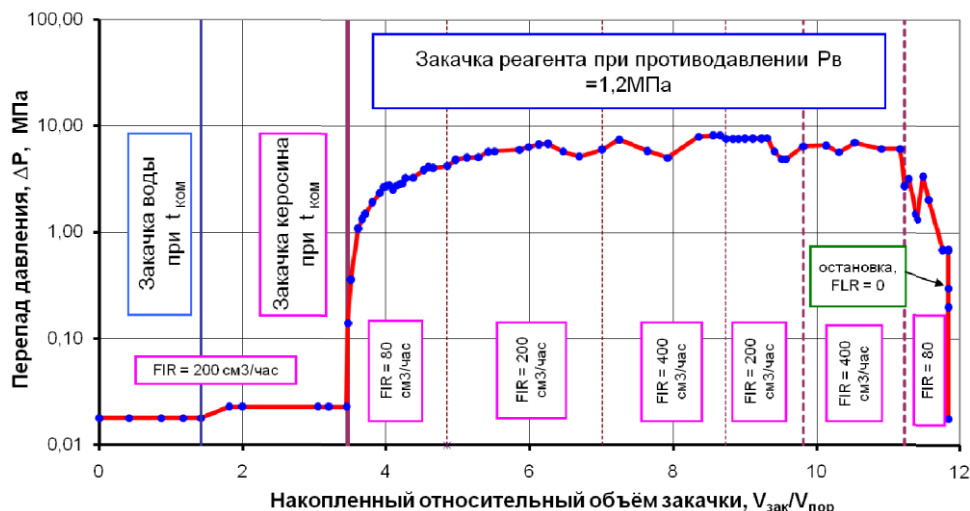


Рис. 1. Изменение перепада давления при закачке ПСЖГ при температуре 85°C , начальная проницаемость для воды — $2,07 \text{ мкм}^2$

ПСЖГ обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам. Увлажняющая способность ПСЖГ (оцененная по РД 39-2-813-82): скорость увлажнения, рассчитываемая по изменению массы цилиндра глины, впитавшего раствор за 4 часа, равна $0,05\text{--}0,10 \text{ см/час}$, а скорость набухания глины (по Жигачу — Ярову) равна $0,01\text{--}0,02 \text{ см/час}$, что достаточно для обеспечения сохранения продуктивности, остаточной проницаемости $0,94$.

Также стоит отметить, что данный состав можно использовать в низкопроницаемых терригенных коллекторах с пластовой температурой $80\text{--}95^\circ\text{C}$, со склонными к набуханию глинами, глушение в которых водно-солевыми растворами значительно снижало дебит нефти, увеличивало обводненность пласта, а время вывода скважины на режим составляло от одной до нескольких недель. Отдельно хотелось бы отметить глушение с ПСЖГ в скважинах, имеющих высокий газовый фактор (от 300 до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$). Глушение с применением ПСЖГ проводилось с использованием комбинированной замены скважиной жидкости (расход жидкости $3\text{--}5 \text{ м}^3$, а в скважинах с высоким газовым фактором — $5\text{--}8 \text{ м}^3$ на одну скважину). Плотность полученного раствора составляла $1\,020\text{--}1\,180 \text{ кг/м}^3$. Скважины подвергались различным видам текущего ремонта: проводилось освоение скважины после гидравлического разрыва пласта (ГРП) с установкой электрического центробежного насоса (УЭЦН), установка штангового насоса (УШГН), смена УШГН на УЭЦН, смена УЭЦН на УШГН и наоборот. При этом во всех случаях был получен стабильный положительный результат [4].

Анализ вывода скважин на режим после глушения с ПСЖГ по результатам обработок показал, что средний дебит нефти на одну скважину был увеличен на $3,6 \text{ т/сут}$, при этом средняя обводненность на одну скважину увеличилась лишь на $0,7\%$, а средняя продолжительность вывода скважины на режим составила $2,2$ суток на одну скважину.

На рис. 2 представлено изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2013–2014 гг.

Особенности ПСЖГ:

- Жидкость глушения термостабильна при температурах до 120°C .
- Обладает низкой фильтрацией.

- Возможно регулирование плотности в широких пределах от 900 до 1 450 кг/м³/ (без твердой фазы) и до 1 700 кг/м³ с твердой фазой.
- Сохраняет продуктивность добывающих скважин.
- Скважины быстро осваиваются, выход скважин на режим составляет 3–34 дня.
- Применяется при низких пластовых давлениях в сильнопоглощающих скважинах [5].
- Возможно применение вспененного ПСЖГ для глушения газовых скважин.

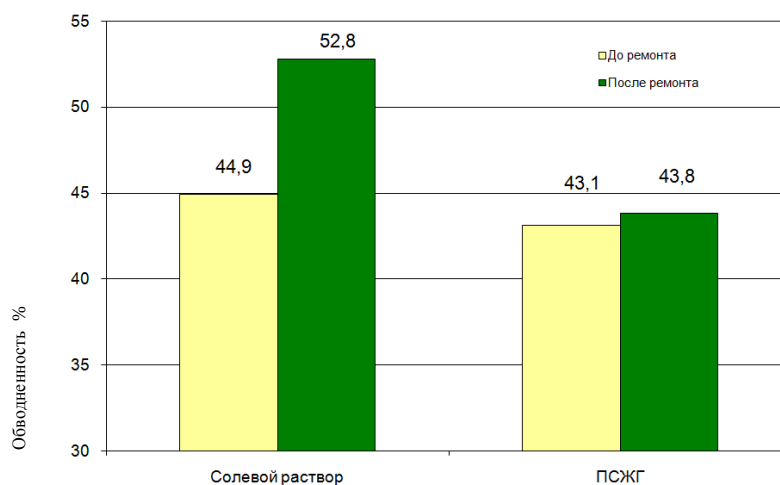


Рис. 2. Изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2013–2014 гг.

Как было сказано ранее, в качестве жидкостей глушения применяют также пены. Пена — это устойчивая дисперсия, состоящая из пенообразователя, пресной или соленой воды, сжатого газа (воздуха) и других добавок, предназначенных для специальных целей. Степень аэрации пены может достигать 80 единиц и более, а в среднем она составляет 20–40 единиц. Пены могут иметь очень низкую плотность — до 36 кг/м³, в среднем пены имеют плотность 200–800 кг/м³ [6].

Перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического (особенно на завершающей стадии) является способ и технология глушения с применением двух- и трехфазных пен. Их применение предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и снижения интенсивности поглощения, или полное его прекращение путем регулирования структурно-механических свойств пены. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости [7].

Таким образом, выбор жидкостей глушения скважин, как для вскрытия продуктивных горизонтов, так и для жидкостей капитального ремонта скважин, требует комплексного подхода, учитывающего технологические особенности всех работ по заканчиванию и капитальному ремонту скважин.

Только подход, учитывающий геолого-технические и технологические особенности условий вскрытия продуктивных пластов, специфические характеристики применяемых технологий и материалов, в том числе учитывающий изменение их свойств в забойных условиях, позволит достичь цели строительства и капитального ремонта скважин.

Список литературы

1. Ремонт нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. Ю. А. Нифонтова, И. И. Клещенко. — В 2-х томах. — СПб: АНО НПО «Профессионал», 2005. — Т. 1— 914с.; Т. 2. — 548 с.
2. Басарыгин Ю. М. и др. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. — Краснодар: Изд-во «Сов. Кубань», 2002. — 584 с.

3. Физические основы глушения и освоения скважин: учеб. пособие / Ю. В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 78 с.
4. Козлов Е. Н., Кустышев А. В., Абдуллин Р. С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазо-конденсатном месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 31-33.
5. Лушпеева О. А., Диниченко И. К. Структурированные технологические жидкости для заканчивания скважин // Бурение скважин. – 2002. – № 8. – С. 84-87.
6. 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. – 268 с.
7. Крылов В. И., Крецул В. В. Вопросы выбора жидкостей для заканчивания горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 2. – С. 24-28.

Сведения об авторе

Козлов Евгений Николаевич, аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89068270969, e-mail: Kozlov.EN@tmn.gazprom-neft.ru

Information about the author

Kozlov E. N., postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89068270969, e-mail: Kozlov.EN@tmn.gazprom-neft.ru