

## РОЛЬ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РЕМОНТА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БЕЛАРУСИ

**В. Н. Шиленкова**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научные руководители: Т. В. Атвиновская, А. С. Асадчев

Ускоренные темпы разработки нефтяных и газовых месторождений, широкое внедрение вторичных методов добычи, заводнение пластов, а также выход из строя со временем и обводнение определенной части действующего фонда скважин – все это приводит к росту объема ремонтно-восстановительных работ и, следовательно, требует совершенствования служб ремонта и внедрения новейших материалов и технологий.

Объектом изучения данной работы являются специальные жидкости глушения (ЖГ) скважин и их влияние на геолого-физические характеристики коллекторов нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Один из важнейших этапов ремонта скважин – предупреждение перелива скважинной жидкости на устье. Для этих целей применяются следующие способы:

- глушение скважины жидкостью необходимой плотности;
- использование отсекателей пластов, устанавливаемых на устье или забое скважин;
- снижение пластового давления ограничением закачки воды в рядом расположенные скважины.

Способ глушения скважин жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надежен и экономичен.

Одним из наиболее важных мероприятий при выборе ЖГ является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

В соответствии с многочисленными экспериментальными данными снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутриворонной коагуляции при воздействии технологических жидкостей за счет следующих микропроцессов:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой);
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов.

Применяемые для глушения нефтяных скважин ЖГ должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать необходимую репрессию на пласт (и необходимое противодействие на пласт);
- не снижать проницаемость призабойной зоны (обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта);
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание;

– не образовывать водных барьеров и способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения – пластовый флюид»;

– должны быть совместимы с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;

– не образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;

– оказывать минимальное коррозионное и абразивное действие на ремонтное и эксплуатационное оборудование (скорость коррозии стали не должна превышать 0,10–0,12 мм/год);

– быть нетоксичной, пожаробезопасной (класс опасности – не выше 3);

– не влиять на показатели геофизических исследований в скважине;

– быть термостабильной в конкретных условиях ее применения и морозоустойчивой в зимних условиях, недорогой и недефицитной.

Для соблюдения требований, предъявляемых к ЖГ, следует:

– обеспечивать минимально возможное проникновение ЖГ в пласт под действием репрессии путем расчета ее плотности;

– ограничивать содержание в ЖГ тонкодисперсных частиц до 50 мг/л посредством отстоя (в течение суток) или очистки на фильтрах;

– вводить в ЖГ ингибирующие добавки с целью предотвращения набухания и гидратации глинистых минералов и уменьшения их увлажняющей способности;

– предупреждать осадкообразование при контакте с пластовыми водами путем введения в ЖГ ингибиторов осадкообразования;

– обеспечивать коррозионную инертность жидкости глушения по отношению к металлу труб погружного оборудования с помощью ингибиторов коррозии;

– вводить в ЖГ ПАВ-гидрофобизаторы.

Все ЖГ условно делят на две группы: на водной и углеводородной основе. В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии. Вторая группа включает в себя товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70 %.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве ЖГ рекомендуются растворы на углеводородной основе. Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор призабойной зоны пласта (фазовую проницаемость его по нефти). Исключаются набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями, образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами, увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы, коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин. На углеводородной основе ЖГ в большей степени применяются на месторождениях с аномально низким пластовым давлением.

Обладая существенными преимуществами, ЖГ на углеводородной основе имеют ряд недостатков. Они пожароопасны, неблагоприятно воздействуют на окружающую среду, приготовление и использование таких систем в условиях отрицательных температур затруднено. В силу этих причин более широкое распространение получили жидкости глушения на водной основе.

Наиболее перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического является способ и технология глушения с применением трех- и двухфазных пен. Применение трехфазных пен 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.

На месторождениях с пластовым давлением, превышающим гидростатическое, в качестве ЖГ применяют утяжеленные глинистые растворы. Несмотря на относительную дешевизну и доступность, глинистые растворы наименее подходят для ремонта и глушения скважин, так как могут вызвать такое резкое снижение их продуктивности, что затраты на продолжительное освоение превысят стоимость бурения. Анализ данных показал, что во всех случаях контакт глинистого раствора с поровой средой продуктивного пласта приводит к снижению эксплуатационных свойств последнего за счет комплексного воздействия твердой фазы и фильтрата бурового раствора. Твердая фаза буровых растворов обуславливает необратимую коагуляцию коллектора.

Для глушения скважин с пластовым давлением, близким к гидростатическому, наиболее широко применяется раствор хлористого натрия. При плотности таких рассолов более  $1,08 \text{ г/см}^3$  практически предотвращается набухание глинистых минералов. Хлористый калий обычно добавляют к хлористому натрию для более надежного предотвращения гидратации пластовых глин.

Фильтрационные свойства чистых рассолов регулируются следующими способами:

- снижением плотности жидкости для уменьшения гидростатического давления на пласт;
- увеличением вязкости жидкости добавкой полимерных загустителей;
- введением твердых частиц-коагулянтов для временной закупорки пор продуктивного пласта.

Полимерные системы в зависимости от типа применяемого полимера могут быть тиксотропными и нетиксотропными. Нетиксотропные жидкости глушения обладают повышенной вязкостью, но не способны к гелеобразованию. Их применение ограничено лишь необходимостью повысить выносящую способность жидкости при циркуляции. Тиксотропные жидкости глушения характеризуются значительной вязкостью и структурированностью, что позволяет им удерживать во взвешенном состоянии твердые частицы длительное время после прекращения циркуляции жидкости.

Таким образом, на практике доказана важная роль рационального выбора ЖГ при проведении ремонта скважин, в частности, тяжелых ЖГ на основе неорганических солей (без твердой фазы), имеющих высокую плотность. Применение этих жидкостей позволяет снизить временные, а следовательно, и стоимостные затраты на операции, проводимые в скважинах, и за счет сохранения коллекторских свойств пласта повысить начальные дебиты при вторичном вскрытии пласта в среднем на 20–30 %. Отсутствие твердой фазы, способной необратимо засорить призабойную зону пласта, а также высокая концентрация солей, необходимая для достижения высокой плотности, сводящая к минимуму гидратацию глинистых минералов пласта, объясняют успешное применение этих растворов.

---

Л и т е р а т у р а

1. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябоконт. – ОАО НПО «Бурение», 2006.
2. Шилов, И. А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин и оценка их влияния при лабораторном моделировании / И. А. Шилов, А. И. Неволин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12.
3. Пономарева, И. Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева, П. Ю. Илюшин // Нефтяное хоз-во. – 2017. – № 1.