

УДК 622.276.7

## РОЛЬ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РЕМОНТА СКВАЖИН

**Т. В. АТВИНОВСКАЯ**

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

**Ключевые слова:** ремонт скважин, жидкость глушения, сохранение коллекторских свойств, растворы минеральных солей, полимерные системы.

### **Введение**

Ускоренные темпы разработки нефтяных и газовых месторождений, широкое внедрение вторичных методов добычи, интенсивное заводнение пластов, а также выход из строя со временем и обводнение определенной части действующего фонда скважин – все это приводит к росту объемов ремонтно-восстановительных работ в скважинах и, следовательно, требует совершенствования технологии ремонта и внедрения в технологический процесс новых материалов.

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

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

Способ глушения скважин жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надежен и экономичен. Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих необходимую репрессию на пласт для безопасного и безаварийного проведения ремонтных работ [1].

Рациональный выбор жидкости глушения (ЖГ) осуществляют с учетом горно-геологических и технических условий работы скважин, что способствует разработке различных мероприятий по предупреждению таких осложнений, как поглощение ЖГ продуктивным пластом, нефтегазопроявления, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др.

Целью работы является внедрение наиболее оптимальных ЖГ, не оказывающих негативного воздействия на призабойную зону при проведении ремонтно-восстановительных работ в скважинах.

### **Основная часть**

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

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

В соответствии с многочисленными экспериментальными данными [2], [3], снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутривыводной 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 поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой) [1].

Дополнительной причиной можно считать образование пристенных слоев жидкости на поверхности зерен горных пород, уменьшающих проходное сечение поровых каналов. Степень влияния каждой из перечисленных причин определяется конкретными условиями.

Жидкости глушения, применяемые для глушения нефтяных скважин, должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать необходимую репрессию (противодавление) на пласт;
- не снижать проницаемость призабойной зоны (обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта);
- быть химически инертными к горным породам, составляющим коллектор, совместимыми с пластовыми флюидами и исключаящими необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- фильтраты ЖГ должны 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;
- вязкостные структурно-механические свойства ЖГ должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;
- оказывать минимальное коррозионное и абразивное действие на ремонтное и эксплуатационное оборудование (скорость коррозии стали не должна превышать 0,10–0,12 мм/год);
- быть не токсичными, взрыво- и пожаробезопасными (класс опасности – не выше 3);
- быть термостабильными в конкретных условиях ее применения и морозостойчивыми в зимних условиях, недорогими и недефицитными;
- быть технологичными в приготовлении и использовании, технологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно-геологических условий эксплуатации скважин (плотность, наличие твердых частиц);
- не влиять на показатели геофизических исследований в скважине [2].

Для соблюдения требований, предъявляемых к ЖГ, следует:

- производить тщательный расчет ее плотности с целью обеспечения минимально возможного проникновения ЖГ в пласт под действием репрессии;
- ограничивать содержание в ЖГ тонкодисперсных частиц (до 50 мг/л) посредством отстаивания (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 ЖГ 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 [2]. 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. Жидкости глушения на углеводородной основе в большей степени применяются на месторождениях с аномально низким пластовым давлением.

Жидкости глушения на углеводородной основе представлены главным образом обратными эмульсиями плотностью  $1160 \text{ кг/м}^3$ , не содержащими твердой фазы, с широким диапазоном технологических свойств.

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 ЖГ на водной основе.

Существующее разнообразие составов ЖГ на водной основе плотностью от долей единицы (пены) до  $2300 \text{ кг/м}^3$  (растворы бромидов) как содержащих твердую фазу, так и без нее, позволяет в каждом конкретном случае глушения скважины подобрать экономически выгодную, взрыво- и пожаробезопасную ЖГ, оказывающую минимальное загрязняющее действие на продуктивный пласт, способствующую скорейшему и эффективному освоению скважины в послеремонтный период.

На месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями, а также находящихся на поздней стадии разработки глушение предназначенных к ремонту скважин водой или водными растворами повышенной плотности часто сопровождается их поглощением в значительных объемах. При этом увеличивается стоимость и сроки проведения ремонтных работ, а также снижается продуктивность скважин в послеремонтный период.

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.

В состав двухфазных пен входят: вода, ПАВ – пенообразователь и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров, а трехфазных пен – дополнительно высокодисперсная твердая фаза.

В отечественной и зарубежной практике на месторождениях с пластовым давлением, близким к гидростатическому, в качестве жидкости глушения используют обычную техническую воду плотностью 1030–1050 кг/м<sup>3</sup>, сточные воды плотностью 1080–1120 кг/м<sup>3</sup>, получаемые в результате подготовки пластовой продукции добывающих скважин, пластовые воды плотностью до 1022 кг/м<sup>3</sup>. Применение воды в качестве ЖГ обычно приводит к снижению продуктивности пласта. Несколько снизить отрицательное влияние водных ЖГ на пласт позволяет использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полиакриламида (ПАА).

На месторождениях с пластовым давлением, превышающем 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. Известно [1], [3], 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 фильтра бурового раствора. Твердая фаза буровых растворов обуславливает необратимую кольматацию коллектора. Наибольшее влияние в этом случае оказывает барит, поскольку его невозможно удалить из пор химическим растворением (рис. 1). За счет некоторого размыва фильтрационной корки и зоны кольматации потоками флюида из пласта проницаемость может увеличиться в несколько раз, однако она будет значительно ниже естественной проницаемости коллектора [1].

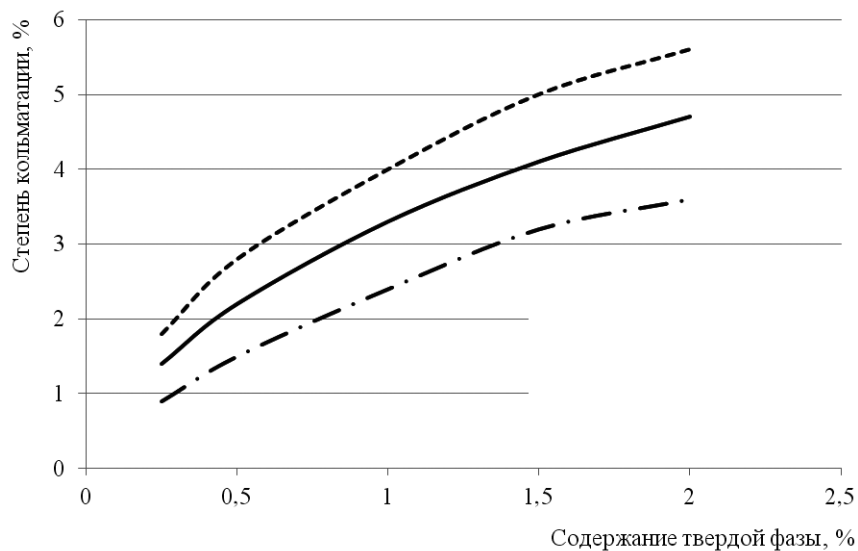


Рис. 1. Зависимость степени кольматации от содержания твердой фазы в ЖГ:  
— — — глинистый раствор; - - - - - твердая фаза с баритом;  
- . - . - твердая фаза без барита

Таким образом, можно заключить, что использование глинистых буровых растворов в качестве ЖГ вызывает значительное, необратимое снижение проницаемости продуктивных пластов, представленных гранулярными нетрещиноватыми коллекторами, а еще в большей степени – в трещиноватых карбонатных коллекторах.

В группе ЖГ на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

В последнее время многие нефтедобывающие компании, в том числе и РУП «ПО «Белоруснефть», широко используют данный вид ЖГ. При их использовании из комплекса причин, вызывающих снижение проницаемости продуктивного пласта, практически исключается необратимая, неуправляемая коагуляция порового пространства твердыми частицами.

Для глушения скважин с пластовым давлением, близким к гидростатическому, наиболее широко применяется раствор хлористого натрия. При плотности таких рассолов более  $1080 \text{ кг/м}^3$  практически предотвращается набухание глинистых минералов. Хлористый калий обычно добавляют к хлористому натрию для более надежного предотвращения гидратации пластовых глин (рис. 2).

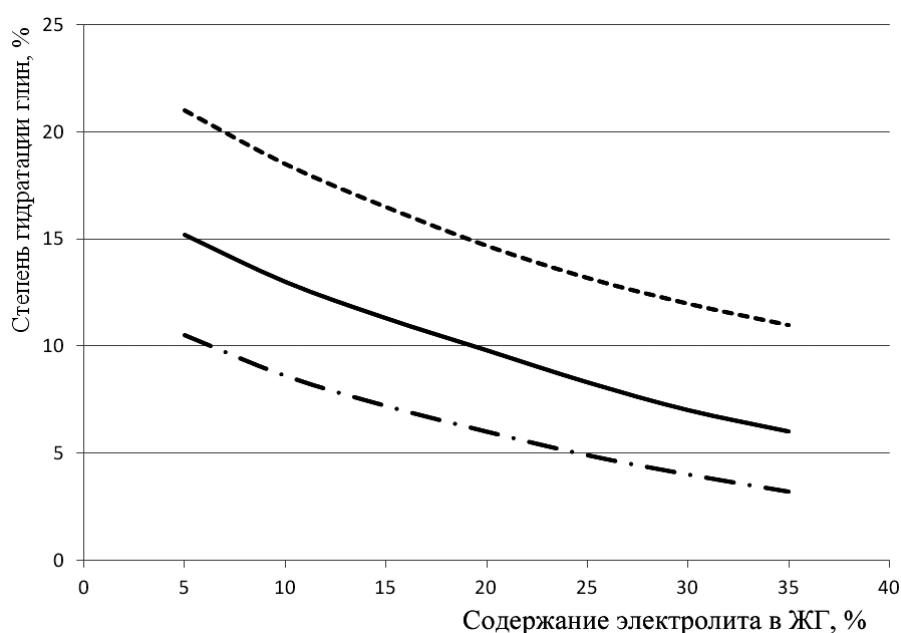


Рис. 2. Зависимость степени гидратации пластовых глин от видов электролитов в ЖГ:

— — хлорид калия; - - - - бромид кальция;  
- · - · - хлорид кальция

Бромид калия применяют для глушения скважин, эксплуатирующих пласты, чувствительные к ионам кальция, так как при смешивании с водами, содержащими ионы сульфата и бикарбонатов, он не вызывает образования осадков. Раствор бромида натрия предназначен для пластов, воды которых имеют большое содержание сульфатов, сульфитов, бикарбоната и фторида.

Для скважин с повышенным пластовым давлением основным является водный раствор хлористого кальция. Плотность такого рассола может достигать  $1400 \text{ кг/м}^3$ , однако кристаллизация в жидкости начинается уже при температуре  $+13 \text{ }^\circ\text{C}$ . Рассол плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  кристаллизуется при температуре около  $-51 \text{ }^\circ\text{C}$ , что обуславливает его широкое применение при ремонте скважин, особенно в зимний период.

В таблице приведены состав и максимальные значения плотности чистых рассолов, используемых для глушения.

## Состав и максимальная плотность рассолов, используемых для глушения

Виды электролитов, используемых в качестве ЖГ	Максимальная плотность рассолов, кг/м <sup>3</sup>
NH <sub>4</sub> Cl	1070
KCl	1170
NaCl	1200
MgCl <sub>2</sub>	1300
KBr	1370
CaCl <sub>2</sub>	1400
NaBr	1510
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1550
CaBr <sub>2</sub>	1820
ZnBr <sub>2</sub>	2300
NaCl+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1200–1270
NaCl+CaCl <sub>2</sub>	1200–1400
NaCl+NaBr	1,20–1510
CaCl <sub>2</sub> +CaBr <sub>2</sub>	1400–1810
CaBr <sub>2</sub> +NaBr <sub>2</sub>	1800–2300
CaCl <sub>2</sub> +CaBr <sub>2</sub> +ZnBr <sub>2</sub>	1800–2300

На большинстве как отечественных, так и зарубежных месторождений основной метод интенсификации добычи нефти – заводнение. Пластовое давление в эксплуатационных скважинах или рядах скважин, расположенных близко к нагнетательным, часто значительно превышает первоначальное. При расширении и учащении заводнения число таких скважин растет. При проведении ремонта скважины необходимая плотность ЖГ должна превышать то ее значение, которое можно обеспечить раствором хлористого кальция.

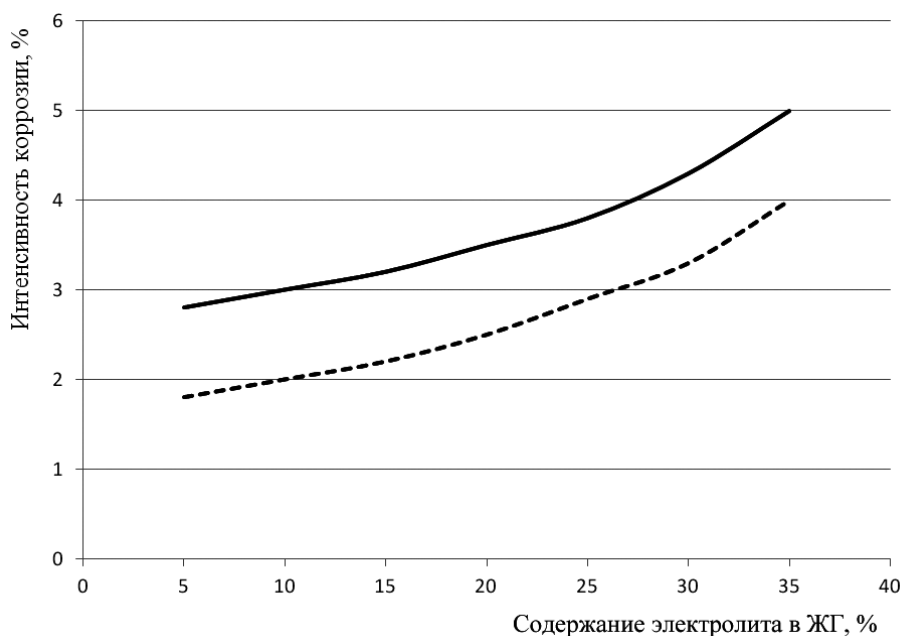


Рис. 3. Зависимость интенсивности коррозии оборудования от содержания электролитов:

— — — — хлорид кальция; — — — — хлорид цинка

Практически все рассолы плотностью выше  $1400 \text{ кг/м}^3$  представлены растворами бромосодержащих солей. Наиболее широко используется бромид кальция. В интервале плотности  $1400\text{--}1810 \text{ кг/м}^3$  чаще всего используют рассолы на основе хлорида и бромида кальция. Добавка хлорида кальция увеличивает плотность базовой жидкости, снижает ее стоимость. Плотность рассола уменьшают введением раствора хлорида кальция плотностью  $1360 \text{ кг/м}^3$ , а увеличивают с помощью гранулированного хлорида кальция плотностью  $1400 \text{ кг/м}^3$ . Растворы на основе бромида кальция по коррозионной активности идентичны с растворами хлорида кальция и обладают преимуществом перед растворами хлорида цинка (рис. 3).

Описанные выше чистые рассолы могут стать причиной осложнений, связанных с их интенсивным поглощением в пласт. Предотвратить загрязнение пласта в результате физико-химического взаимодействия ЖГ с породой или пластовыми флюидами можно только путем снижения до минимума фильтрационных потерь и поглощения жидкости.

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-кольматантов для временной закупорки пор продуктивного пласта.

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

К загустителям, регулирующим вязкость рассолов, предъявляются следующие требования:

- они не должны терять свои свойства в присутствии электролитов или при загрязнении жидкости;
- при воздействии на пласт классическими методами (кислотная обработка и др.) они должны легко растворяться в порах пласта и на забое скважины;
- вязкость раствора не должна изменяться с увеличением температуры.

Для всех типов полимерных загустителей чистых рассолов существуют реагенты-деструкторы, способствующие восстановлению эксплуатационных качеств продуктивных пластов.

### **Заключение**

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.

**Литература**

1. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябоконт. – Краснодар : Бурение, 2006. – 116 с.
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. – 84 с.
3. Пономарева, И. Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева, П. Ю. Илюшин // Нефтяное хоз-во. – 2017. – № 1. – 112 с.

*Получено 27.03.2018 г.*