УДК 622.279.7

Гасумов Р.А. [Gasumov R.A.]
Костюков С.В. [Kostyukov S.V.],
Овчаров С.Н. [Ovcharov S.N.],
Мочалов В.П. [Mochalov V.P.],
Фёдорова Н.Г. [Fedorova N.G.],
Нифантов В.И. [Nifantov V.I.]

ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ

Fluids for killing gas and gas condensate wells with high formation temperatures

В статье проведен анализ различных типов жидкостей глушения, которые могут быть использованы при проведении ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с повышенными пластовыми температурами. Определено, что жидкости глушения на эмульсионной основе или полимерные растворы (без твердой фазы) имеют ряд недостатков существенно ограничивающих их применение в таких условиях. Теоретически обоснована возможность и перспективность использования в качестве жидкости глушения в условиях повышенных пластовых температур составов с конденсированной твердой фазой. В статье также отмечено, что образующаяся в растворе твердая фаза должна относиться к кислоторастворимым химическим соединениям, обеспечивая возможность полного удаления ее частиц из призабойной зоны пласта при кислотных обработках.

The article analyses various types of well-kill fluids that can be used when carrying out repair work of gas and gas condensate wells with high formation temperatures. Killing fluids based on the emulsion or polymer solution (without solid phase) are determined to have a number of disadvantages which significantly limit their use in such conditions. The possibility and perspectives of using the compounds with a condensed solid phase as killing fluids under high formation temperatures are theoretically proved. The article also notes that the solution formed in the solid phase is supposed to treat as acid chemical compounds and provide the possibility of complete removal of its particles from the bottomhole formation zone during acidic treatments.

Ключевые слова: жидкость глушения, капитальный ремонт скважин, глушение скважины, пластовая температура, конденсируемая твердая фаза, газовая скважина.

Key words: well killing fluids, workover, well killing, formation temperature, condensed solid phase, gas well.

Введение

Проведение работ по глушению газовых и газоконденсатных скважин с повышенными пластовыми температурами зачастую является достаточно сложной технологической задачей. Это обусловлено тем, что при повышении температуры многие химические реагенты (полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), органические наполнители), входящие в состав технологических жидкостей, особенно в присутствии солей неустойчивы в растворе. В результате этого происходит ухудшение свойств жидкостей глушения и как следствие снижение эффективности их применения. Во многих случаях это может иметь значительные негативные последствия: ава-

рийные ситуации на скважине, ухудшение коллекторских свойств пластов за счет больших поглощений технологических жидкостей в процессе проведения ремонтных работ (приводит к загрязнению призабойной зоны пласта (ПЗП) скважины, набуханию глинистого материала пласта и другим последствиям), существенное снижение производительности скважины в послеремонтный период.

Материалы и методы исследования

Физико-химические и технологические свойства (плотность, условная вязкость, показатель фильтрации, водородный показатель) разработанной жидкости глушения были определены в соответствии с методиками, описанными в работе [1].

Исследования по определению влияния разработанной жидкости глушения на набухание горных пород были произведены по методике К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова, учитывающей начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости. По данной методике существующие методы оценки характера взаимодействия разрабатываемого состава с глинистой породой базируются на исследовании процесса гидратации по коэффициентам набухания, размокания и скорости увлажнения.

Исследования проводили на приборе для определения набухания и размокания грунтов ПНГ–1. Для изучения кинетики набухания отсчет по шкале индикатора производили через следующие промежутки времени (считая от начала опыта) в минутах: 1; 2; 3; 4; 5; 10; 15; 30; 60; 90; 180; 240 и так далее. Опыт по определению величины свободного набухания в приборах считали законченным, если показания индикатора в течение суток изменились не более чем на 0,05 мм. В качестве образца сравнения использовали дистиллированную воду.

Исследования проводились на натуральных кернах Северо-Ставропольского месторождения: керны, представленные мергелем мелоподобным (содержание глинистых фракций – до 70 %, пористость 27,8–33,6 %, минералогическая плотность 2,48–2,63 г/см^3, интервал залегания 787–793 м); керны, представленные аргиллитом (глубина залегания 3832–3837 м).

Результаты исследования и их обсуждение

Основной функцией жидкости глушения является препятствование поступления пластового флюида в ствол скважины в течении проведения ремонтных работ. Это обеспечивается за счет создания гидростатического давления на пласт превышающего пластовое и формирование в ПЗП фильтрационной корки, препятствующей значительному поглощению жидкости глушения.

В настоящее время известно большое количество жидкостей глушения. Их условно можно подразделить на жидкости на водной, эмульсионной и угле-

водородной основе. Для газовых и газоконденсатных скважин как правило применяют жидкости первого или второго типа. Это обусловлено особенностями условий применения. Поверхность поровых каналов коллекторов газовых и газоконденсатных скважин является гидрофильной. Вследствие этого используемые растворы также должны быть гидрофильными, что обеспечивает качественное сцепление фильтрационной корки с породой пласта, препятствуя фильтрации жидкости глушения в процессе проведения ремонтных работ.

В газовой промышленности в качестве жидкостей глушения широко применяются растворы на основе прямых эмульсий [2–8]. Они имеют ряд существенных преимуществ:

— высокая стабильность,
— оптимальные реологические свойства,
— низкая фильтрация,
— инертность к породам продуктивного пласта, пластовым флюидам и подземному оборудованию,
— высокая технологичность в приготовлении.

Кроме того эмульсионные растворы имеют высокие ингибирующие свойства по отношению к набуханию глин пласта, что имеет огромное значение при проведении работ на скважинах с пластами, в которых в качестве цементирующего материала выступают глинистые минералы.

Состав эмульсий достаточно прост и как правило включает воду, углеводородную жидкость (нефть, стабильный газовый конденсат или дизельное топливо) и эмульгатор. Для обеспечения необходимых характеристик (реологических свойств, плотности, pH) жидкость глушения на эмульсионной основе может также содержать полимер и другие функциональные добавки (соли, лигносульфонатные реагенты, кислоты или щелочи).

При всех этих достоинствах эти технологические жидкости большей частью не применимы в условиях повышенных пластовых температур. Это обусловлено комплексом причин, главная из которых заключается в нарушении их устойчивости при повышении температуры. Это можно объяснить двумя причинами:

— повышением мобильности дисперсной фазы и увеличением ее размеров вследствие термического расширения жидкости,
— снижением эффективности эмульгатора при температурах превышающих температуру его помутнения.

Эмульсия – это дисперсная система, в которой в зависимости от ее типа либо вода является дисперсионной средой, а углеводородная жидкость – дисперсной фазой (прямая эмульсия), либо наоборот (обратная эмульсия). Такая система имеет низкую стабильность во времени и поэтому

требует применения стабилизирующего агента – эмульгатора. Его функция заключается в создании вокруг дисперсной фазы (капель несмешивающейся жидкости) оболочки из молекул ПАВ, которые обеспечивают снижение поверхностного натяжения на границе фаз, тем самым препятствуя коалесценции капель дисперсной фазы и седиментации системы в целом. Дисперсная фаза в эмульсии подчиняется законам теплового движения. Мицеллы движутся хаотично причем с повышением температуры их скорость заметно увеличивается. Это приводит к существенному увеличению числа столкновений капель дисперсной фазы друг с другом и повышению вероятности их слияния (коалесценции). Подобная ситуация наблюдается также при повышении температуры выше порога помутнения используемого ПАВ (для многих ПАВ он находится в интервале 50–80 °С). При этом происходит деформация молекул эмульгатора в результате которой он перестает выполнять свои функции. Это приводит к расслоению раствора с потерей его технологических и физико-химических свойств. В присутствии солей в жидкости глушения этот процесс может значительно интенсифицироваться.

Осложняет ситуацию также то, что применяемые эмульгаторы как правило имеют сложный состав и содержат различные по структуре молекулы (жирные спирты, сложные эфиры и другие). Поэтому для многих ПАВ характерен некоторый интервал температур помутнения. В следствие этого достаточно сложно спрогнозировать поведение раствора в конкретных термо-барических условиях.

Также в качестве жидкостей глушения находят применение растворы на полимерной основе [9, 10]. Как правило в их состав входит полимер (или какой-либо комплексный полимерный реагент), функциональные добавки и вода. В качестве функциональных добавок могут использоваться ПАВ, соли, спирты и другие химические соединения, обеспечивающие необходимые характеристики жидкости глушения (плотность, реологические свойства, ингибирование набухания глин, устойчивость к биоразложению и другие) [10]. Такие системы представляют собой истинные растворы. Они термодинамически устойчивы и имеют ряд существенных преимуществ: высокая термостабильность (в зависимости от выбранного полимера); возможность регулирования физико-химических свойств в широких пределах; низкая фильтрация; высокая технологичность в приготовлении; взрывопожаробезопасность; экологичность применения.

Значительным недостатком такого рода жидкостей глушения является то, что в процессе проведения работ возможно их глубокое проникновение в продуктивный пласт и образование в его порах устойчивых полимерных образований (пленок, мембран), которые в зависимости от типа связей с частицами пород пласта могут не удаляться в процессе освоения скважины и соответственно приводить к существенному снижению коллекторских свойств пласта. Это обусловлено тем, что фильтрационная корка при применении полимерных

жидкостей глушения образуется благодаря структурированию полимерных молекул, которые связываются между собой и с породами пласта за счет большого числа функциональных групп (гидроксильных, карбоксильных и других). Но при всем при этом такие структуры как правило достаточно подвижны в пористой среде и легко проникают в коллектор, тампонируя его поры.

Исходя из этого жидкости глушения на эмульсионной и полимерной основе ограниченно могут применяться при проведении ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с повышенными пластовыми температурами.

Более предпочтительными в таких условиях являются жидкости глушения на водной основе содержащие твердые частицы неорганических веществ (наполнитель) и функциональные добавки. В отличие от эмульсий и полимерных растворов такие составы являются стабильными при повышенных температурах и в то же время их фильтрационные корки кроме полимерной части содержат также частицы наполнителя, создающие объемно структурированную полимер-минеральную структуру, которая значительно менее способна к формированию пленок на стенках поровых каналов коллектора. Важным условием для такого рода жидкостей глушения является кислоторастворимость применяемого наполнителя и высокая однородность его распределения по объему раствора.

Наиболее полно этим свойствам удовлетворяют растворы с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой, образующейся в результате химических превращений в процессе приготовления состава.

К достоинствам таких технологических жидкостей следует отнести следующее: конденсируемая твердая фаза жидкости глушения имеет конкретный заданный химический состав с минимальным содержанием неконтролируемых примесей, что обеспечивает ее полное растворение в процессе кислотной обработки; количество твердой фазы может изменяться в широких пределах в зависимости от поставленной задачи (оно пропорционально содержанию образующих ее солей); твердая фаза образуется в жидкости глушения в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в объеме раствора (в отличии от наполнителей вводимых дополнительно); жидкости глушения с конденсируемой твердой фазой обладают высокой стабильностью в широком интервале температур, они взрывопожаробезопасны, экологичны в применении.

Такие жидкости глушения как правило содержат солевые реагенты, обеспечивающие образование твердой фазы в растворе, стабилизирующие добавки (полимеры, соли) и воду [11, 12]. Формирование частиц твердой фазы происходит во время приготовления жидкости глушения. Важно отметить, что вводимые добавки имеют значительное влияние как на размер частиц так и на их форму. При этом в отличие от эмульсий растворы с конденсирован-

ной твердой фазой могут быть стабилизированы за счет побочных продуктов химических реакций, протекающих в растворе, или с применением дополнительных солевых добавок. Этим во многом и обуславливается высокая термостабильность такого рода жидкостей глушения.

ОАО «СевКавНИПИгаз» имеет большой опыт разработки технологических жидкостей и технологий глушения скважин для месторождений с различными горно-геологическими и климатическими условиями [2, 3, 6, 8, 11, 12]. Однако, несмотря на высокую эффективность разработанных ранее технологических жидкостей на сегодняшний день в связи с возросшими требованиями к их параметрам вопрос усовершенствования и разработки новых составов остается по-прежнему актуальным.

На основе экспериментальных исследований в ОАО «СевКавНИПИгаз» была разработана жидкость глушения с конденсируемой твердой фазой, выбранной из числа кислоторастворимых химических соединений. Она обладает низкой фильтрацией (показатель фильтрации составляет порядка 5–6 мл /30 минут), высокой стабильностью при температурах до 150 °С, имеет плотность до 1070 кг/м^3, условную вязкость в пределах 40–80 секунд, нейтральное pH, обеспечивает ингибирование набухание глинистого материала пласта.

В состав разработанной жидкости глушения входят водорастворимая соль кальция, стабилизирующие добавки (соли щелочных металлов), полимерный реагент и вода. Конденсируемая твердая фаза представляет собой по химическому составу кислоторастворимую соль кальция и его гидроксид. Частица твердой фазы образуется в растворе в результате протекания ряда конкурирующих химических реакций. В качестве основной можно рассматривать обменную реакцию следующего типа:

$$MeX + RY = MeY \downarrow + RX,$$

где Me – ион кальция,
X, Y – кислотные остатки используемых солей,
R – химический радикал (как правило, неорганический).

В результате протекания указанной реакции формируются частицы соли кристаллического строения. Их форма определяется типом симметрии кристаллической решетки характерной для данного химического соединения.

Кроме основной в растворе также протекают побочные реакции, приводящие к образованию гидроксида кальция в виде аморфных частиц (характерно для гидроксидов щелочно-земельных элементов). Это обусловлено гидролизом входящих в состав жидкости глушения солей и химическим взаимодействием его продуктов между собой. Интенсивность этого процесса существенно зависит от активности анионов (кислотных остатков) выбранных солей

и от их концентрации. Поэтому в зависимости от соотношения концентраций солей образующих конденсируемую твердую фазу и их природы возможно получение жидкостей глушения с частицами различного фракционного состава (различное соотношение кристаллических и аморфных частиц), что позволит применять ее при проведении ремонтных работ в газовых и газоконденсатных скважинах с неоднородными по проницаемости коллекторами.

В качестве стабилизирующих добавок использованы неорганические соли и полимерный реагент. Действие солевой добавки основано на адсорбции ионов на поверхности зарождающейся конденсированной твердой фазы с образованием двойного электрического слоя препятствующего росту частиц и их седиментации. При этом важно отметить, что такая система достаточно устойчива в условиях изменяющейся температуры в следствие высокой термической и химической стабильности ионов щелочных элементов в водных средах.

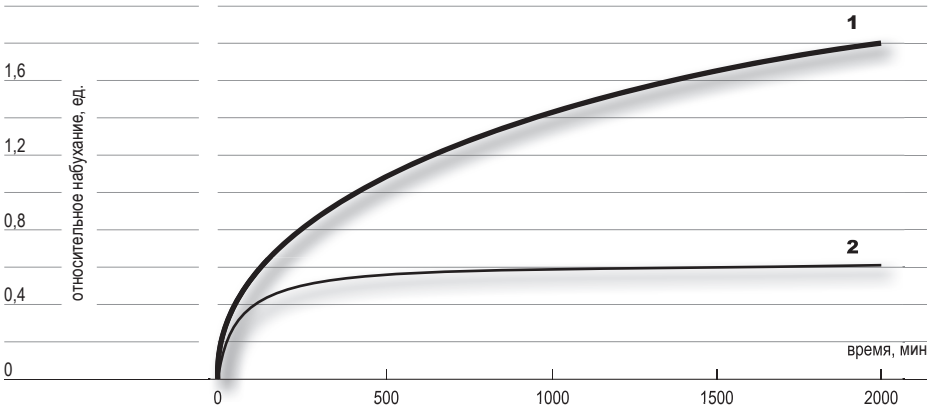
Стабилизирующее действие полимерного реагента основано на снижении подвижности частиц конденсированной твердой фазы в растворе. Это обусловлено структурированием жидкости глушения за счет взаимодействия полимерных молекул с молекулами воды, частицами зарождающейся дисперсной фазы и друг с другом. Использованный в разработанной жидкости глушения полимерный реагент выбран из числа термостойких, что обеспечивает стабильность системы при температурах до 150 °С.

Также разработанная жидкость глушения обладает высокими ингибирующими свойствами по отношению к глинам различного минералогического состава. Это обусловлено следующим: в жидкости глушения содержатся соли щелочных металлов, обеспечивающие протекание обменных процессов при взаимодействии с глинистой породой (по катионному механизму); полимерная составляющая жидкости глушения обеспечивает образование адсорбционных структур на глинистых частицах, что препятствует их гидратации.

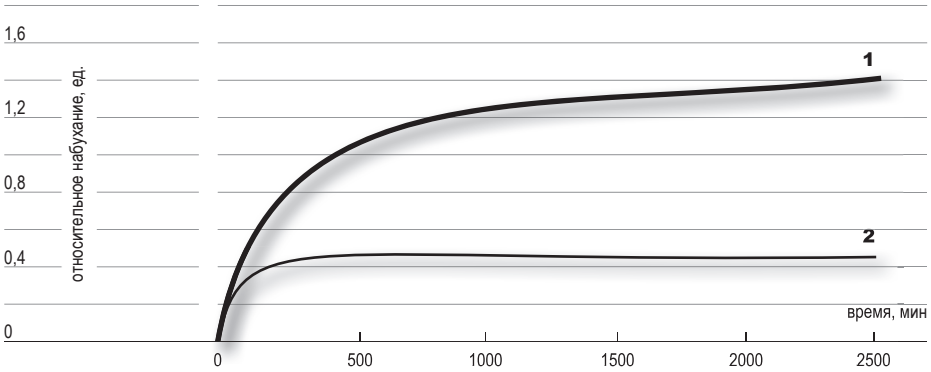
Результаты исследования влияния жидкости глушения с конденсируемой твердой фазой на набухание различных глинистых пород представлены на рисунке 1. Таким образом применение в качестве жидкостей глушения составов с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой позволит обеспечить качественное и безопасное проведение ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с повышенными пластовыми температурами. Это обусловлено теоретическими предпосылками и рядом неоспоримых достоинств такого рода технологических жидкостей.

Выводы

В результате анализа теоретических данных и практического опыта исследований в процессе разработки жидкостей глушения на эмульсионной и полимерной основе было установлено, что такие технологические жидкости, несмотря на высокую эффективность их использования в различ-



1 – дистиллированная вода,



2 – разработанная жидкость глушения

Рис. 1. Влияние жидкости глушения с конденсируемой твердой фазой на набухание мелоподобного мергеля (а) и аргиллита (б).

ных скважинных условиях, зачастую ограниченно применимы при проведении ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с повышенными и высокими пластовыми температурами. Это обусловлено рядом причин, наиболее значимые из которых: низкая термостабильность и неудовлетворительные технологические свойства жидкостей глушения в условиях применения. На основе лабораторных и стендовых исследований выявлено, что для глушения скважин с повышенными пластовыми температурами перспективным является применение жидкостей глушения с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой. Их использование позволит обеспечить качественное и безопасное проведение ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с повышенными пластовыми температурами, что обусловлено теоретическими предпосылками и рядом неоспоримых достоинств такого рода технологических жидкостей.

Библиографический список

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. 664 с.
2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин: монография в 2-х т. М.: Газпром экспо, 2013. Т. 1. 360 с.
3. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин: монография. М.: Газпром экспо, 2010. 477 с.
4. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 64–66.
5. Gladkov P. Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng–1 for polymineral low-permeable reservoirs // World Applied Sciences Journal. 2014. № 31 (6). P. 1078–1081.
6. Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю., Жуков Е.А. Опыт применения эффективных разработок «СевКавНИПИгаз» при оказании сервисных услуг на скважинах подземных хранилищ газа ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2015. №. 11. С. 54–58.
7. Силин М.А., Магадова Л.А., Акимов О.В., Ануфриев В.П., Лопухов М.А. Передовые технологии глушения скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 66–70.
8. Шихалиев И.Ю., Шихалиева И.С., Седлярова В.Д., Шихалиева И.И. Эффективность применения облегченных эмульсий для глушения скважин при ремонтно-восстановительных работах в продуктивных пластах с аномально низкими пластовыми давлениями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 6. С. 34–38.
9. Попова Ж.С. Экологически чистые технологические растворы для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 4. С. 45–46.
10. Силин М.А., Магадова Л.А., Гаевой Е.Г., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Елисеев Д.Ю. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2010. № 4. С. 104–106.
11. Гасумов Р.А., Гаврилов А.А., Вагина Т.Ш. Гидросолегелевый блокирующий состав и технология его применения на скважинах Западно-Сибирского нефтегазового бассейна // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 10. С. 34–36.
12. Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А. Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта на газовых скважинах с АНПД месторождений Крайнего Севера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2007. № 9. С. 37–40.

References

1. Rjazanov Ja.A. Jenciklopedija po burovym rastvoram (Encyclopedia of drilling fluids). Orenburg: Izdatel'stvo «Letopis'», 2005. 664 s.
2. Gasumov R.A., Minlikaev V.Z. Tehnika i tehnologija remonta skvazhin (Engineering and technology of well workover): monografija v v 2-h t. M.: Gazprom jekspo, 2013. T. 1. 360 s.
3. Gasumov R.A., Minlikaev V.Z. Povyshenie i vosstanovlenie proizvoditel'nosti gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin (Increase and recovery of productivity of gas and gas condensate wells): monografija. M.: Gazprom jekspo, 2010. 477 s.
4. Gilaev G.G., Hismetov T.V., Bernshtejn A.M., Zavorotnyj V.L., Zavorotnyj A.V. Primenenie termostojkih zhidkostej glushenija na osnove neftjanyh jemul'sij (The use of heat-resistant fluids based on oil emulsions) // Neftjanoe hozjajstvo. 2009. № 8. S. 64–66.
5. Gladkov P. Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs (Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs) // World Applied Sciences Journal. 2014. № 31 (6). R. 1078 - 1081.
6. Gasumov R.A., Shihaliev I.Ju., Zhukov E.A. Opyt primenenija jeffektivnyh razrabotok OAO «SevKavNIPIgaz» pri okazanii servisnyh uslug na skvazhinah podzemnyh hranilishh gaza PAO «Gazprom» (Experience in the use of efficient JSC «SevKavNIPIgaz» technologies when rendering services in the wells of underground gas storages of Gazprom) // Gazovaja promyshlennost'. 2015. №. 11. S. 54–58.
7. Silin M.A., Magadova L.A., Akimov O.V., Anufriev V.P., Lopuhov M.A. Peredovye tehnologii glushenija skvazhin (Advanced technologies of wells killing) // Neftjanoe hozjajstvo. 2015. № 1. S. 66–70.
8. Shihaliev I.Ju., Shihalieva I.S., Sedljarova V.D., Shihalieva I.I. Jeffektivnost' primenenija oblegchennyh jemul'sij dlja glushenija skvazhin pri remontno-vosstanovitel'nyh rabotah v produktivnyh plastah s anomal'no nizkimi plastovymi davlenijami (The effectiveness of using the lightweight emulsion for killing of wells during repair and renewal works in the reservoirs with abnormally low formation pressures) // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. 2014. № 6. S. 34–38.
9. Popova Zh.S. Jekologicheski chistye tehnologicheskie rastvory dlja burenija i remonta skvazhin (Environmentally friendly technological solutions for drilling and workover of wells) // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. 2010. № 4. S. 45–46.
10. Silin M.A., Magadova L.A., Gaevoj E.G., Gubanov V.B., Magadov V.R., Eliseev D.Ju. Primenenie zhidkostej glushenija na polisaharidnoj osnove v skvazhinah s nizkim davleniem i posle gidrorazryva plasta (Application of killing fluids based on polysaccharide in low pressure wells after fracturing) // Neftjanoe hozjajstvo. 2010. № 4. S. 104–106.
11. Gasumov R.A., Gavrilov A.A., Vagina T.Sh. Gidrosolegelevyj blokirujushhij sostav i tehnologija ego primenenija na skvazhinah Zapadno-Sibirskogo neftegazovogo bassejna (Hydro-salt-gel blocking composition and technology of application in the wells of Western Siberia oil and gas basin) // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. 2009. № 10. S. 34–36.
12. Gasumov R.A., Vagina T.Sh., Gavrilov A.A. Glushenie skvazhin s vremennym blokirovaniem produktivnogo plasta na gazovyh skvazhinah s ANPD mestorozhdenij Krajnego Severa (Killing of wells with temporary blocking of the producing formation in gas wells with abnormally low formation pressures at fields of the Far North) // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. 2007. № 9. S. 37–40.