ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕАГЕНТОВ НА РАЗРУШЕНИЕ ПЕН И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПЕНООБРАЗОВАНИЯ У БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.А. Яковлев, М.В. Турицына, А.С. Кузнецов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия

Целью работы является повышение эффективности промывки и очистки от шлама скважин при использовании растворов, содержащих сильнопеноящиеся поверхностно-активные вещества (ПАВ), путем ввода в промывочную жидкость агентов-пеногасителей.

Проведено исследование эффективности агентов-пеногасителей, принадлежащих к разным группам: касторовое масло (растительное масло), гидроксид кальция (неорганическое соединение), полиметилсилоксан ПМС (кремнийорганическое соединение), а также их комбинации. Лабораторные исследования были проведены с пенообразующей жидкостью следующего состава: гидроксид натрия (0,5 %), калий уксуснокислый плавильный (0,05 %), гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГЮК-11 (0,5 %), лаурилсульфат натрия (0,05 %), линейный алкилбензол сульфат натрия (ЛАБС натрия) (0,05 %), глицерин (1 %), полиакриламид ПАА FP-107 (0,5 %), карбоксиметилкрахмал КМК-БУР-2 (1,0 %).

Приготовление газожидкостных смесей и проведение лабораторных испытаний соответствуют методике, основанной на измерении кинетики пенообразования и адаптированной под условия имеющегося оборудования. Проведены исследования влияния всех этих реагентов на кинетику пенообразования растворов, в которые были введены агенты-пеногасители в различных концентрациях: 5, 10 и 15 %.

Полученные результаты показали, что ввод в пенообразующую жидкость комбинации пеногасителей на основе натурального масла и неионогенного ПАВ положительно влияет на кинетику разрушения пены и пенопредупреждающие свойства, что характеризуется резким снижением количества образующейся пены в растворе. Была выявлена неэффективность использования гидрофобного компонента (сильнодействующее ПАВ) без компонента носителя.

Кроме исследования влияния всех этих реагентов на процессы предупреждения и разрушения пены, необходимо в будущем изучить их влияние на все свойства растворов для оценки целесообразности их применения в различных условиях бурения.

Ключевые слова: бурение скважин, поверхностно-активные вещества, пенообразование, пеногашение, агенты-пеногасители, гидрофобный компонент, носитель, пена, промывка, механизм пеноразрушения, кинетика разрушения, кратность, пенообразующая жидкость, газожидкостные смеси, лабораторные исследования.

RESEARCH INTO EFFECTS OF CERTAIN REAGENTS ON FOAM DESTRUCTION AND PREVENTION OF FOAM-FORMATION IN DRILL FLUIDS

A.A. Iakovlev, M.V. Turitsyna, A.S. Kuznetsov

National Mineral Resources University (University of Mines),
Saint Petersburg, Russian Federation

The study aims at improving efficiency of well irrigating and desludging using high-foaming surfactants by injection of defoamants into the flushing fluid.

The research embraces defoamants belonging to different groups: castor oil (vegetable oil), calcium hydrate (inorganic compound), polymethylsiloxane (silicoorganic compound) and their combinations. The laboratory tests were conducted with the foam-forming liquid of the following content: sodium hydrate (0.5%), fused potassium ethanoate (0.05%), silicone liquid for rendering water-repellent GKZ-11 (0.5 %), sodium lauryl sulfate (0.05 %), sodium linear alkylbenzene sulfate (0.05 %), glycerin (1.0 %), polyacrylamide PAA FP-107 (0.5 %), carboxymethyl starch KMK-BUR-2 (1.0 %).

Preparation of liquid-gas mixtures and laboratory tests follow the methodology based on foam-formation kinetics measurements and adapted to the equipment available. The foam-formation kinetics research is performed for fluids with added defoamants in the concentration of 5, 10 and 15 %.

The received results showed that adding combinations of defoamants based on natural oil and non-ionic surfactants into a foam-forming liquid has a positive effects on kinetics of foam destruction and foam-preventing properties, which is manifested by dramatic reduction of the foam formed in the fluid. The study revealed inefficiency of using hydrophobic component (strong surfactant) without a carrier component.

Besides research of the effects of all the reagents on foam prevention and destruction, it is vital to investigate their influence on all fluid properties to assess suitability of their application in different drilling conditions.

Keywords: well drilling, surfactants, foam-formation, foam suppression, foam suppressants, hydrophobic component, carrier, foam, flushing, foam dissolution, fracture kinetics, multiphase, foam-forming liquid, liquid-gas mixtures, laboratory tests.

Введение

При приготовлении буровых растворов часто возникает необходимость гашения образующейся пены, кроме того, при бурении скважин с использованием газожидкостных промывочных смесей всегда стоит вопрос разрушения этих систем для последующей очистки от шлама. В различных отраслях промышленности существует значительное число способов и устройств для разрушения пены [1], но для ряда технологических производств в химической, горнорудной и других отраслях, в том числе и при бурении скважин, поиск новых эффективных методов и разработка устройств пеноразрушения является актуальной задачей.

Излишнее пенообразование может сильно осложнить процесс приготовления раствора, закачки его в скважину, а также неблагоприятно влиять на техническое оборудование. Приготовление большинства растворов осуществляется в специальных мешалках и сопровождается его перемешиванием при высоких скоростях сдвига и дальнейшим перекачиванием растворов с помощью насосов. При этом часть мощности насоса уходит на перекачивание воздуха, содержащегося в пенах. Также пена может образоваться на устье скважины вследствие циркуляции бурового раствора и поступления в него газа при разбуривании газоносных горизонтов. А это, в свою очередь, может привести к забиванию пеной дополнительного оборудования: очистных сооружений (вибросита, гидроциклонов) отстойников и др.

При бурении скважин пена постоянно соприкасается как с оборудованием, так и с инструментом, вызывая их коррозию. С этой целью А.М. Яковлевым [2] была проведена оценка коррозионного воздействия пен на сталь марки 36Г2С, из которой сделаны бурильные трубы. Для этого были использованы наиболее применяемые в бурении ПАВ: сульфолон, ОП7, сульфонат и их композиции.

Анализ полученных данных показывает, что по поведению в пенах стали характеризуются как пониженностойкие. Это объясняется наличием в пене большого количества воздуха, который совместно с влагой ускоряет процесс окисления металла. Немаловажную роль в процессе окисления играет и ПАВ. Роль воздуха в окислении металла хорошо видна при сравнении потери веса образцов в дистиллированной воде и аэрированной дистиллированной воде.

Высокую коррозионную агрессию пен следует учитывать при бурении скважин. По возможности для изготовления ответственных узлов следует использовать нержавеющие стали, обеспечивать полимерное покрытие деталей. После остановки бурения оборудование и инструмент следует промывать водой. Коррозионная агрессивность пен может быть снижена за счет ввода в них противокоррозионных добавок. Известно также, что при $pH = 8 \dots 10$ коррозионная способность пенообразователей снижается.

Таким образом, борьба с излишним пенообразованием актуальна в данный момент и требует поиска новых, анализа и совершенствования уже существующих способов пеногашения.

Общие сведения о пенах

Газожидкостные системы, используемые в качестве самостоятельных очистных агентов, делятся на аэрированные жидкости и пены [3–7].

Аэрированные жидкости представляют собой многофазные дисперсные системы, в которых жидкость является дисперсионной средой, а воздух (газ) – дисперсной фазой. В них пузырьки газа не связаны между собой. Они имеют, как правило, шарообразную форму [1, 6].

Пена представляет собой дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа, разделенных пленками жидкости. К дисперсной фазе относят воздух или пар, а жидкость рассматривают как непрерывную дисперсную среду. Жидкие пленки,

разделяющие пузырьки, образуют в совокупности пленочный каркас, который и является структурой пены [8–10].

Соотношение фаз в дисперсных системах жидкость – воздух определяют степенью аэрации жидкости $a_{ж}$, представляющей собой отношение расходов газа $V_{г}$ и жидкости $V_{ж}$ при атмосферном давлении, т.е. $a_{ж} = V_{г}/V_{ж}$, при $a_{ж} \leq 60$ дисперсная система представляет собой аэрированную жидкость, а при $a_{ж} = 60 \dots 300$ – пену.

Время жизни пены зависит от многих факторов: от вида ПАВ, его концентрации, кратности и температуры, дисперсности, наличия стабилизаторов.

Пена может возникнуть на различных стадиях процесса бурения, что связано с несколькими факторами:

- поступлением газа в раствор при бурении газовых и газоводонефтяных горизонтов, а также вследствие снижения гидростатического давления на пласт;

- физико-химическим взаимодействием буровых растворов с различными солями, содержащимися в частицах выбуренных пород или пластовых водах, а также при их обработке пенообразующими реагентами, снижающими поверхностное натяжение воды;

- введением порошкообразных материалов;

- негерметичностью отдельных элементов обвязки насосов;

- гидродинамическим несовершенством циркуляционных систем, под которым понимается наличие различных механических возбудителей и турбулизация раствора;

- перемешиванием раствора при высоких скоростях сдвига и его перекачиванием с помощью насосов [2].

Борьба с пенообразованием

В настоящее время существует большое количество методов для борьбы с пенообразованием, которые подразделяются на три основные группы [1, 7]:

- 1) химические;

- 2) механические;

- 3) физические.

Механические и физические методы менее эффективны, чем химические, но получили широкое распространение в различных отраслях промышленности, а также при бурении скважин с пеной на твердые полезные ископаемые.

Химические методы получили более широкое распространение в сфере нефтяного бурения и являются эффективными, а иногда и единственно приемлемыми. Эти методы основаны на введении специальных реагентов-пеногасителей в раствор.

Вещества-пеногасители можно разделить на три группы:

1. Легковводимые пеногасители со-вмещаются с водой при слабом перемешивании, и система остается стабильной в течение длительного периода времени без расслаивания и обладает мгновенным пеногасящим действием. Эффективность такого пеногасителя снижается с течением времени.

2. Средневводимые пеногасители занимают промежуточное положение, показывают высокую эффективность, поскольку относительно легко вводятся в систему и более устойчивы к силам сдвига, чем легковводимые пеногасители. После определенного периода воздействия на него сил сдвига такой пеногаситель также теряет свою эффективность.

3. Трудновводимые пеногасители: после смешения с водой смесь немедленно распадается на двухфазную систему. Трудновводимые пеногасители более эффективны, чем легко- и средневводимые, не теряют эффективности после более длительного периода времени под воздействием сил сдвига. Это необходимо после процесса производства – при перекачке, разливе, транспортировке и применении, где требуется высокая эффективность пеногасителя.

По степени введения в систему пеногаситель должен быть средневводимым,

оказывая моментальный эффект при достаточно легком распределении в системе и оставаясь устойчивым к силам сдвига на протяжении нескольких часов [11].

Существующие реагенты-пеногасители условно можно подразделить на природные жиры и масла; кремнийорганические соединения; спирты и неорганические соединения [1].

С экономической точки зрения дорогостоящие вещества для пеногашения рекомендуется заменять различными производственными отходами, аналогичными по принципу действия.

Пеногасители состоят из следующих основных групп компонентов [11]: носителей (75–90 %), гидрофобных компонентов (5–10 %), эмульгаторов (0–20 %) и вспомогательных компонентов (0–20 %).

Носители – это различные виды масел: минеральные, растительные, силиконовые, парафиновые, полисилоксаны. Носители распространяются по поверхностному слою с целью удаления слоя молекул ПАВ [12] и перемещения гидрофобных компонентов, входящих в состав пеногасителя, к двойному слою (рис. 1). Следовательно, носители должны быть нерастворимыми и несовместимыми с водной средой для подъема на поверхность.

Гидрофобные компоненты – это гидрофобные частицы с размером 0,1–20 нм: воск, гидрофобный кремнезем, пропиленгликоль, амиды и полиуретаны. Они предназначены для поглощения молекул ПАВ из двойного слоя, что приводит к росту поверхностного натяжения и разрушению пузырьков.

Рис. 1. Схема разрушения пленочного каркаса

Эмульгаторы – компоненты, предназначенные для поддержания баланса между совместимостью и эффективностью пеногасителя. Под действием эмульгатора пеногаситель измельчается и проявляет свою эффективность в зависимости от размера частиц.

Вспомогательными компонентами пеногасителей являются биоциды, загустители или защитные коллоиды.

Для достижения минимального уровня пенообразования в ходе буровых работ необходимо подобрать оптимальный тип пеногасителя, совместимый с данными условиями работы.

Требования, предъявляемые к веществу-пеногасителю

Пеногаситель очистных агентов должен отвечать следующим основным требованиям [2]:

1. Обладать высокой эффективностью, т.е. быстро гасить пену в малых концентрациях и длительное время препятствовать ее повторному образованию. Эффективность пеногасителя определяется не только свойствами пеногасящего агента, но и свойствами подлежащей обработке среды: так, пеногасители, эффективные в одних условиях, могут быть бесполезными, а иногда и вредными в других. Поэтому пеногаситель для рабочей среды (бурового раствора) подбирают, как правило, экспериментально с учетом всех особенностей процесса и свойств раствора. Но даже лабораторная оценка эффективности пеногасителей часто оказывается недостаточной из-за трудности моделирования условий пенообразования и пеногашения.

2. Не изменять свойств очистного агента и затруднять его последующее использование. Как было отмечено, в некоторых случаях пеногаситель может оказывать отрицательное влияние на течение технологического процесса. При длительном нагревании обрабатываемой среды пеногаситель может подвергаться полимеризации или другим химическим

превращениям, в результате чего отрицательное действие будут оказывать уже продукты реакции.

3. Не оказывать токсичного действия.

4. Не изменять свойств при хранении и тепловой обработке.

Методика определения пенообразования

Для оценки эффективности агентов-пеногасителей, принадлежащих к разным группам, и сравнительного анализа были взяты следующие образцы: касторовое масло (растительное масло), гидроксид кальция (неорганическое соединение), ПМС – полиметилсилоксан (кремнийорганическое соединение), а также их комбинации.

Испытания проводились на водном полимерном растворе, содержащем: гидроксид натрия (0,5 %), калий уксуснокислый плавный (0,05 %), гидрофобизирующую кремнийорганическую жидкость ГЖЖ-11 (0,5 %), лаурилсульфат натрия (0,05 %), линейный алкилбензолсульфонат натрия (ЛАБС натрия) (0,05 %), глицерин (1 %), полиакриламид ПАА FP-107 (0,5 %), карбоксиметилкрахмал КМК-БУР-2 (1,0 %).

В данной работе используется методика¹ [13–16], основанная на измерении кинетики пенообразования, запатентованная Институтом коллоидов и поверхностей Макса Планка, адаптированная под условия имеющегося оборудования.

Сосуд с исследуемой жидкостью располагается между источником света и наблюдателем. Жидкая и газовая фазы пропускают свет; точки раздела фаз жидкость/пена и пена/воздух фиксируются исследователем (рис. 2).

В зависимости от времени определяются высота столба жидкости и пены. При образовании пены высота ее столба

постоянно увеличивается, в то время как жидкости – уменьшается, поскольку во время создания пены жидкость включается в пенную фазу, что и приводит к снижению объема, за счет чего происходит рост количества пузырьков пены.

Рис. 2. Измерение кинетики пенообразования

После окончания формирования пены высота пены имеет максимальное значение, а высота жидкости – минимальное.

Разрушение пены происходит в три этапа (рис. 3). Сначала из пены выделяется жидкость, что приводит к увеличению высоты жидкости и снижению высоты пены. На этой стадии общая высота остается постоянной, так как сокращение одного столбца компенсируется приростом другого. Окончание первого этапа соответствует началу разрушения пены.

Рис. 3. Характер процесса разрушения пены

На втором этапе пузырьки пены начинают схлопываться, при этом процесс выделения жидкости продолжается. В это время общая высота начинает уменьшаться. Окончание этой фазы – это точка окончания выделения жидкости.

¹ Patents EP:02024377. Method and Procedure for Swift Characterization of Foamability and Foam Stability. Dr. K. Lunkenheimer, Dr. K. Malysa (Inst. PL), G. Wiensköl, M. Baranska (Inst. PL).

На третьем этапе жидкость уже не выделяется, а высота пены снижается за счет разрыва тонких пленок. Общая высота на данном этапе снижается медленнее, чем на второй стадии [13, 16].

Эффективность пеногасителя определяется по формуле [2]

$$\text{ЭФ} = \frac{H_{\text{кон}}}{H_{\text{нач}}} \cdot 100 \%,$$

где $H_{\text{кон}}$ – это высота разрушенного за 5 мин столба пены; $H_{\text{нач}}$ – высота столба пены, подлежащего разрушению.

Пеногасители могут не только разрушать, но и предупреждать пенообразование. Многие пеногасящие вещества проявляют преимущественно одно свойство. Например, являясь хорошими разрушителями уже образовавшейся пены, пеногасители, введенные до начала технологического процесса, не предупреждают ее образования. Другие пеногасители обладают сильно выраженной способностью предупреждать образование пены, но не гасят ее. Эффективность предупреждения определяется по формуле

$$\text{ЭФП} = \frac{H_{\text{макс}} - H_{\text{кон}}}{H_{\text{макс}}} \cdot 100 \%,$$

где $H_{\text{макс}}$ – максимальная высота столба пены, образующегося из раствора пенообразователя; $H_{\text{кон}}$ – высота столба пены, образующаяся при вспенивании раствора с пеногасителем.

Экспериментальные исследования эффективности пеногасителей

Для проведения экспериментальной оценки эффективности пеногасителей выбраны различные по природе реагенты [1, 2, 11, 17, 18]: неионогенное ПАВ $\text{Ca}(\text{OH})_2$, касторовое масло, кремнийорганическая жидкость – силиконовое масло полиметилсилоксан (ПМС).

Для использования $\text{Ca}(\text{OH})_2$ приготовлен в виде 0,15%-ного водного раствора, поскольку при комнатной температуре при больших концентрациях он нерастворим в воде. В чистом виде кас-

товое масло для пеноразрушения и пенопредупреждения, как правило, не применяется, чаще – в виде эмульсии с $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Для проведения сравнительной оценки предлагается исследовать его в чистом виде и в виде эмульсии с гидроксидом кальция. Для исследования пеноразрушающей и пенопредупреждающей способности ПМС приготовлен в виде водных растворов в концентрациях 0,15 % (1) и 0,3 % (2).

Полученные результаты представлены на рис. 4–11.

Рис. 4. Пеноразрушающая способность $\text{Ca}(\text{OH})_2$

Рис. 5. Пенопредупреждающая способность $\text{Ca}(\text{OH})_2$

На первом графике (см. рис. 4) можно наблюдать, что пеноразрушающая способность гидроксида кальция возрастает с повышением его процентного содержания в растворе. При этом наблюдается скачок между 5- и 10%-ными растворами, что обусловливается повышением водной фазы в растворе; пенопредупреждающая способность с ростом содержания агента-пеногасителя падает (см. рис. 5), что также связано с увеличением водной фазы в растворе.

Экспериментальные исследования влияния касторового масла на пеноразрушающую (см. рис. 6) и пенопредупреждающую (см. рис. 7) способность показали, что в чистом виде оно менее эффективно, чем в смеси с гидроксидом кальция. Эмульсия 10%-ного водного раствора гидроксида кальция с касторовым маслом почти вдвое эффективнее эмульсии касторового масла. Это, прежде всего, связано со схемой разрушения пены. Касторовое масло, выступающее в роли носителя, под действием сил поверхностного натяжения растекается в виде пленки по поверхности пены и удаляет слой молекул ПАВ, что является особенностью природных и натуральных масел. Этим самым создаются условия для проникновения гидрофобной частицы, т.е. гидроксида кальция, к двойному слою.

Рис. 6. Пеноразрушающая способность касторового масла и $\text{Ca}(\text{OH})_2$

Рис. 7. Пенопредупреждающая способность касторового масла и $\text{Ca}(\text{OH})_2$

При исследовании водной эмульсии (1) с концентрацией 0,15 % полиметилсилоксана наблюдалось, что с увеличением введения ее в исходный раствор

пеноразрушающая способность понижается (см. рис. 8). Это обусловливается увеличением водной фазы в исследуемом растворе, которая снижает эффективность масла как носителя, не давая растекаться по пленочному каркасу пены исследуемого раствора, что также объясняет рост пеноразрушающей способности с повышением концентрации ПМС в эмульсии (см. рис. 8 – кривая ПМС 5 % (2)). Повышение водной фазы также отрицательно сказывается на пенопредупреждающей способности, что показано на рис. 9.

Рис. 8. Пеноразрушающая способность ПМС

Рис. 9. Пенопредупреждающая способность ПМС

На рис. 10 представлена сводная гистограмма, показывающая эффективность разрушения пены в первые 5 мин действия реагентов. Видно, что наиболее эффективным является комплекс «масло + ПАВ», поскольку в связи с механизмом пеноразрушения гидрофобный компонент эффективнее только в связке с носителем, который растекается по первому пленочному слою и оттягивает его на себя, освобождая второй слой для разрушения частицами ПАВ.

Рис. 10. Пеноразрушающая способность

Сводная гистограмма пенопредупреждающей способности реагентов, представленная на рис. 11, показывает, что эффективность масел значительно выше. Исходный раствор принят за «0» как база для сравнения. Видно, что комплекс «масло + ПАВ» лучше всего предупреждает образование пены, но в сравнении с реагентами, применяемыми в чистом виде,

Рис. 11. Пеногасящая способность

эффект не столь значителен, как в случае с пеноразрушением. Главную роль в этом процессе играет носитель, не давая пенообразователю создавать пленочный каркас, обволакивая молекулы исследуемого раствора, тем самым уменьшая поверхностное натяжение.

Таким образом, можно сделать вывод, что комплексное использование эмульсий ПАВ и компонентов на основе масел является наиболее эффективным при борьбе с излишним пенообразованием. Это в первую очередь связано с механизмом пеноразрушения. Для предупреждения пенообразования эффективен носитель, а пеноразрушения – только связь «носитель + гидрофобный компонент», таким образом, носитель всегда играет немаловажную роль. Кроме исследования влияния этих реагентов на процессы предупреждения и разрушения пены следует изучить их влияние на все свойства растворов для оценки целесообразности их применения в различных условиях бурения. Поиск и исследование новых компонентов раствора, используемых в качестве носителя, является актуальным, поскольку может повысить эффективность и экологическую безопасность буровых растворов, а также снизить стоимость бурения скважин в целом.

Список литературы

1. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. – М.: Химия, 1983. – 264 с.
2. Яковлев А.М., Коваленко В.И. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987. – 128 с.
3. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
4. Козловский А.Е., Козлов А.В. Бурение скважин с промывкой пеной (основы теории и эксперимента) / ЗАО «Геоинформмарк». – М., 1999. – 114 с.
5. Межлумов А.О. Использование азрированных жидкостей при промывке скважин. – М.: Недра, 1976. – 232 с.
6. Мураев Ю.Д. Газожидкостные системы в буровых работах / Санкт-Петербург. гос. горн. ин-т (техн. ун-т). – СПб., 2004. – 123 с.
7. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
8. Павлов П.П. Применение поверхностно-активных веществ при добыче нефти. – Баку: Азнефтеиздат, 1957. – 43 с.
9. Сумм Б.Д. Основы коллоидной химии. – М.: Академия, 2006. – 240 с.
10. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution / K. Holmberg, B. Jonsson, B. Kronberg, B. Lindman. – West Sussex: John Wiley and Sons, 2004. – 547 p.
11. Buethe N., Малинкина М.Ю. Пеногасители // Лакокрасочные материалы и их применение. – 2007. – № 6. – С. 20–24.
12. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. – М.: Наука, 1979. – 368 с.
13. Исследование пенообразования [Электронный ресурс] // Тирит. Лабораторное и промышленное оборудование. – URL: http://tirit.org/tenz_kruss/theory_foam.php (дата обращения: 10.02.2015).
14. Kawale D. Influence of dynamic surface tension on foams: Application in gas well deliquification. MSc Thesis / Delft University of Technology of Applied Sciences Department of Multi-Scale Physics. – Delft, 2012. – 97 p.
15. Physico-chemical factors controlling the foamability and foam stability of milk proteins: Sodium caseinate and whey protein concentrates / K.G. Marinova, E.S. Basheva, B. Nenova, M. Temelska, A.Y. Mirarefi, B. Campbell, I.B. Ivanov // Food Hydrocolloids. – 2009. – № 23. – P. 1864–1876. DOI:10.1016/j.foodhyd.2009.03.003
16. Merdha A.B.B., Yassin A.A.M. Laboratory Study and Prediction of Calcium Sulphate at High-Salinity Formation Water // The Open Petroleum Engineering Journal. – 2008. – № 1. – P. 62–73.
17. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 184 с.
18. Шехтер Ю.Н., Крейн С.Э., Тетерина Л.Н. Маслорастворимые поверхностно-активные вещества. – М.: Химия, 1978. – 301 с.

References

1. Tikhomirov V.K. Peny. Teoriia i praktika ikh polucheniia i razrusheniia [Foams. Theory and practice of production and destruction]. Moscow: Khimiia, 1983. 264 p.
2. Iakovlev A.M., Kovalenko V.I. Burenie skvazhin s penoi na tverdye poleznye iskopaemye [Drilling wells for solid mineral deposits with foam]. Leningrad: Nedra, 1987. 128 p.
3. Grei Dzh.R., Darfi G. S. G. Sostav i svoystva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostei) [Content and properties of drilling agents (flushing fluids)]. Moscow: Nedra, 1985. 509 p.
4. Kozlovskii A.E., Kozlov A.V. Burenie skvazhin s promyvkoj penoi (osnovy teorii i eksperimenta) [Well drilling with foam flushing (theory and test background)]. Moscow: Geoinformmark, 1999. 114 p.
5. Mezhlumov A.O. Ispol'zovanie aerirovannykh zhidkostei pri promyvke skvazhin [Application of aerated liquids in well cleaning]. Moscow: Nedra, 1976. 232 p.
6. Muraev Iu.D. Gazozhidkostnye sistemy v burovyykh rabotakh [Gas-liquid systems in drilling operations]. Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi institut (tekhnicheskii universitet), 2004. 123 p.
7. Riazanov Ia.A. Entsiklopediia po burovym rastvoram [Encyclopedia of drilling fluids]. Orenburg: Letopis', 2005. 664 p.
8. Pavlov P.P. Primenenie poverkhnostno-aktivnykh veshchestv pri dobyche nefi [Application of surfactants in oil extraction]. Baku: Aznefteizdat, 1957. 43 p.
9. Summ B.D. Osnovy kolloidnoi khimii [Fundamentals of colloidal chemistry]. Moscow: Akademiia, 2006. 240 p.
10. Holmberg K., Jonsson B., Kronberg B., Lindman B. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution. West Sussex: John Wiley and Sons, 2004. 547 p.
11. Buete N., Malinkina M.Iu. Penogasiteli [Defoamants]. Lakokrasochnye materialy i ikh primenenie, 2007, no. 6, pp. 20-24.
12. Rebinder P.A. Poverkhnostnye yavleniia v dispersnykh sistemakh. Kolloidnaia khimiia [Surface phenomena in dispersed system colloidal chemistry]. Moscow: Nauka, 1979. 368 p.
13. Issledovanie penoobrazovaniia [Research into foam-formation]. *Tirit. Laboratornoe i promyshlennoe oborudovanie*, available at: http://tirit.org/tenz_kruss/theory_foam.php (accessed 10 February 2015).
14. Kawale D. Influence of dynamic surface tension on foams: Application in gas well deliquification. MSc Thesis. Delft University of Technology of Applied Sciences Department of Multi-Scale Physics, 2012. 97 p.
15. Marinova K.G., Basheva E.S., Nenova B., Temelska M., Mirarefi A.Y., Campbell B., Ivanov I.B. Physico-chemical factors controlling the foamability and foam stability of milk proteins: Sodium caseinate and whey protein concentrates. *Food Hydrocolloids*, 2009, no. 23, pp. 1864–1876. DOI:10.1016/j.foodhyd.2009.03.003
16. Merdhan A.B.B., Yassin A.A.M. Laboratory Study and Prediction of Calcium Sulphate at High-Salinity Formation Water. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 2008, no. 1, pp. 62-73.
17. Sherstnev N.M., Gurvich L.M., Bulina I.G. [et al.]. Primenenie kompozitsii PAV pri ekspluatatsii skvazhin [Application of surfactant compounds in well operations]. Moscow: Nedra, 1988. 184 p.
18. Shekhter Iu.N., Krein S.E., Teterina L.N. Maslorastvorimye poverkhnostno-aktivnye veshchestva [Oil-soluble surfactants]. Moscow: Khimiia, 1978. 301 p.

Об авторах

Яковлев Андрей Арнатович (Санкт-Петербург, Россия) – доктор технических наук, профессор кафедры механики Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

Турицына Мария Владимировна (Санкт-Петербург, Россия) – кандидат технических наук, кафедра бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: turitsyna_maria@mail.ru).

Кузнецов Антон Сергеевич (Санкт-Петербург, Россия) – Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: antonioplay@mail.ru).

About the authors

Andrei A. Iakovlev (Saint Petersburg, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Mechanics, National Mineral Resources University (Mining University) (199106, St. Petersburg, 21st Line, Vasil'evskii island, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

Mariia V. Turitsyna (Saint Petersburg, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Drilling Department, National Mineral Resources University (Mining University) (199106, St. Petersburg, 21st line, Vasil'evskii island, 2; e-mail: turitsyna_maria@mail.ru).

Anton S. Kuznetsov (Saint Petersburg, Russian Federation) – National Mineral Resources University (Mining University) (199106, St. Petersburg, 21st line, Vasil'evskii island, 2; e-mail: antonioplay@mail.ru).

Получено 18.03.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Яковлев А.А., Турицына М.В., Кузнецов А.С. Исследование влияния различных реагентов на разрушение пен и предупреждение пенообразования у буровых растворов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 48–56. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.6

Please cite this article in English as:

Iakovlev A.A., Turitsyna M.V., Kuznetsov A.S. Research into effects of certain reagents on foam destruction and prevention of foam-formation in drill fluids. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 15, pp. 48-56. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.6