

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.244.49

© Турицына М.В., Кучин В.Н., Гизатуллин Р.Р., 2013

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОД НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ

М.В. Турицына, В.Н. Кучин, Р.Р. Гизатуллин

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

Целью работы является повышение эффективности промывки скважин с аномально низкими пластовыми давлениями при использовании газожидкостных смесей, основой чего становится сохранение их первоначальных технологических свойств в процессе бурения путем очистки от примесей, обработки и дообработки реагентами.

В работе проведено исследование влияния минерализации вод на пенообразование, кратность, кинетику разрушения газожидкостной смеси. Лабораторные исследования были проведены с пенообразующей жидкостью следующего состава: лаурилсульфат натрия 0,05 %, ЛАБС натрия 0,05 %, КМК-БУР-2 1 %, калий уксуснокислый плавный 0,05 %, каустическая сода 0,5 %, ПАА FP-107 0,05%, глицерин 1%, жидкость кремнийорганическая ГКЖ-11 0,5 %.

Приготовлении газожидкостных смесей и лабораторные испытания проводились в соответствии с существующими методиками. Проведены исследования по изучению технологических свойств ГЖС, в пенообразующие растворы которых были введены растворы солей Na и K минерализацией 2; 4; 8; 16 и 32 г/л в концентрациях от 10 до 50 %.

Полученные результаты показали, что ввод в пенообразующую жидкость солевого раствора положительно влияет на пенообразующие свойства, что характеризуется ростом кратности газожидкостной смеси, при этом ввод NaOH в количестве 2 мас. % нейтрализует влияние NaCl. Увеличение количества солевого раствора, вводимого в пенообразующую жидкость, снижает ее пенообразующую способность.

Ключевые слова: бурение скважин, аномально низкое пластовое давление, промывка, газожидкостные смеси, лабораторные исследования, пенообразующая жидкость, технологические свойства, кинетика разрушения, пенообразование, кратность, минерализация, соляной раствор, хлорид натрия, хлорид калия, гидроксид натрия.

RESEARCHING OF WATER MINERALIZATION INFLUENCE ON TECHNOLOGICAL CHARACTERIZATION OF LIQUID-GAS MIXTURES

M.V. Turitsina, V.N. Kuchin, R.R. Gizatullin

National Mineral and Resources University, Saint-Petersburg, Russia

Purpose of work is increase the efficiency of washing of wells with abnormally low formation pressure using gas-liquid mixtures, the foundation of which is the preservation of their initial technological properties in the drilling process by cleaning impurities, processing, and post-treatment reagents.

In work investigated the effect of water salinity on the foam multiplicity of destruction kinetics of liquid-gas mixtures. Laboratory investigations were conducted with a foaming liquid of the following composition: sodium lauryl sulfate 0,05 %, sodium LABS 0,05 %, KMK-BUR-2 1 %, potassium acetate cream 0,05%, hydrate sodium 0,5 %, PAA FP-107 0,05 %, glycerol 1 %, waterproofing admixture GKJ-11 0,5 %.

Preparation of liquid-gas mixtures and laboratory testing carried out in accordance with existing procedures. Conducted studies on technological properties LGM in foaming solutions were administered saline solutions mineralization Na and K 2, 4, 8, 16 and 32 g/l at concentrations of from 10 to 50 %.

The results showed that the introduction of a foaming liquid saline positive effect on foam properties, which is characterized by increasing the multiplicity of liquid-gas mixtures, while entering NaOH, in an amount of 2 wt% neutralize the effect of NaCl. Increasing the amount of saline injected into the foaming liquid, it reduces the foaming capacity.

To obtain more complete information on the effect salinity on the technological properties of the liquid-gas mixtures in the process of drilling, it is advisable to carry out complex research solutions for more mineralization, and study of the effect of other salts, which are a part of formation waters, including underground water oil and gas fields.

Keywords: drilling wells, abnormally low reservoir pressure, well cleanout, liquid-gas mixtures, laboratory research, foaming liquid, technological properties, the kinetics of destruction, foam forming, foam expansion, salinity, salt brine, sodium chloride, potassium chloride, sodium hydroxide.

Введение

Объектом исследования являются месторождения с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), целью работы – повышение эффективности промывки скважин при использовании газожидкостных смесей (ГЖС) за счет сохранения их технологических свойств в процессе бурения.

По данным статистического обзора мировой энергетики ВР и ОПЕК 2007 г., абсолютным лидером по доказанным запасам нефти является Ближний Восток: на его долю приходится около 61,5 % от общего объема, при этом около 22 % мировых запасов приходится на Саудовскую Аравию. Евразия обладает 12 % мировых запасов, из которых 6,6 % приходится на Россию.

С каждым годом в мире открывают все меньше новых запасов легкодоступной нефти. Количество открытых месторождений в мире возрастало в 1960–1970-е годы, затем стало несколько снижаться, причем особенно заметным было уменьшение прироста крупных месторождений. И сегодня более 80 % объема мировой добычи осуществляется из месторождений, открытых до 1973 г.

В последнее время лидерами по добыче нефти являются Саудовская Аравия, на которую приходится около 13 % от добываемого объема, и Россия, чья доля в мировой добыче составляет более 12 % в год.

В настоящее время все большее внимание уделяется разработке Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая по количеству запасов является основным резервом для будущего прироста запасов и обеспечения добычи нефти и газа России. При этом существенно осложняют разведку, разработку и добычу нефти и газа такие факторы, как отдаленность, незаселенность, отсутствие необходимой инфраструктуры, суровые погодные-климатические условия, а также сложные горно-геологические условия (например, наличие в разрезе мно-

голетнемерзлых пород, аномальных давлений и температур). Тем не менее по мере истощения месторождений в традиционных районах добычи развитие нефтедобывающей отрасли в Восточной Сибири становится приоритетной задачей для нефтяников.

Многолетняя эксплуатация месторождений углеводородного сырья привела к тому, что разведанные запасы нефти выработаны в среднем почти на 40 %, а отдельные давно разрабатываемые месторождения – на 70 % и более.

По мере выработки месторождений, характеризующихся сравнительно простым геологическим строением, в разработку начинают вовлекаться месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, например месторождения с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), что требует иного по сравнению с ранее применявшимся подхода ко всему процессу разведки и эксплуатации, начиная с первичного вскрытия продуктивного горизонта.

С точки зрения строительства скважин повлиять на это возможно применением более щадящих технологий вскрытия продуктивного пласта, нежели ранее. Более щадящей является технология равновесного вскрытия горизонта. Бурение скважин и их промывка в условиях АНПД сопряжены с рядом сложностей, в особенности с точки зрения создания необходимого перепада давлений для предотвращения проникновения фильтра бурового раствора в пласт и его загрязнения. Одним из вариантов снижения давления столба промывочной жидкости является применение ГЖС [1].

Преимуществами применения ГЖС для промывки скважин являются:

- возможность выноса крупных частиц выбуренной породы – диаметром до 4–5 см;
- увеличение скорости бурения скважины;
- плохое проникновение в пористую среду, что позволяет осуществлять буре-

ние и вскрытие пластов при коэффициенте аномальности 0,1–0,9;

– при вскрытии продуктивных пластов значительно уменьшаются или полностью отсутствуют зоны проникновения твердой фазы и фильтрата промывочной жидкости;

– в сравнении с глинистым раствором – повышение механической скорости в 3,6–5 раз, проходки на долото в 2,7–4,3 раза, сокращение сроков освоения скважин, а также повышение производительности скважин в 3–3,5 раза.

При этом существует ряд ограничений их применения, которые в основном заключаются в недостаточной изученности процессов, проходящих на забое скважины, а также необходимости применения специального оборудования для получения ГЖС.

В целом разработка составов газожидкостных смесей и технологических схем их применения, позволяющих повысить качество вскрытия пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, представляется весьма актуальной задачей. Однако в процессе промывки скважин происходит загрязнение очистного агента шламом и пластовыми водами, что снижает его качество. В данной работе проведено исследование влияния минерализации вод на технологические характеристики газожидкостной смеси.

Выбор пенореагента для проведения исследований

Известно, что ГЖС, применяемые для промывки скважин с АНПД, должны удовлетворять следующим требованиям [2–5]:

– обладать технологическими параметрами, обеспечивающими вскрытие пластов с АНПД;

– быть стабильными в течение одного цикла промывки скважины, разрушаясь после этого, для обеспечения очистки раствора от шлама;

– обладать способностью повторного пенообразования для осуществления последующих циклов промывки с целью обеспечения экономической и экологической эффективности бурения.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований технологических (пенообразующая способность, устойчивость, стабильность, кинетика разрушения газожидкостной смеси, газосодержание) свойств пенообразующего раствора и ГЖС на его основе.

Рецептура пенообразующей жидкости (ПОЖ), в соответствии с требованиями, включала в себя: вспениватель и собиратель (неионогенное, амфолитное или анионное ПАВ); органический полимер для повышения стабильности пены; бактерицид для защиты органического полимера от разрушения; реагент для нейтрализации солей кальция и магния для смягчения жесткости воды; реагент для укрепления структуры смеси и повышения ее несущей способности; гидрофобизатор по отношению к пластовому флюиду и горным породам. Экспериментальные исследования проводились в лабораториях кафедры бурения скважин Горного университета.

Применяемые в составе газожидкостных смесей ПАВ должны удовлетворять следующим требованиям:

– полностью растворяться в пресной и пластовой воде без образования осадка;

– снижать межфазное натяжение на границе раздела фильтрат бурового раствора – нефть до 3–5 мН/м при возможно малых добавках;

– повышать смачиваемость поверхности пород коллектора нефтью, т.е. обладать гидрофобизирующими свойствами по отношению к воде;

– незначительно адсорбироваться на поверхности кварцевых карбонатных и глинистых пород;

– не терять своей активности при контакте с минерализованными водами;

– предупреждать набухание глинистых пород;

– предотвращать образование в призабойной зоне пласта эмульсии и снижать ее стойкость, если она образуется;

– предупреждать коагуляцию твердой фазы бурового раствора и шлама и не допускать выпадения их в осадок [3].

По результатам исследований физико-химических (поверхностное натяжение и краевой угол смачивания на границе раздела раствор ПАВ – воздух) и технологических свойств растворов поверхностно-активных веществ (кинетика разрушения газожидкостной смеси), таких как сульфолон, лаурилсульфат натрия, линейный алкил бензол сульфат (ЛАБС) натрия, ОП-7 и их комплексов в составе ГЖС [3, 6, 7], получен вывод, что бинарные смеси поверхностно-активных веществ (лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия) обеспечивают получение качественных газожидкостных промысловых смесей, более эффективных по сравнению с монореагентными ПАВ. Это свойство ПАВ позволяет рационализировать процесс приготовления растворов за счет экономии исходного сырья. При этом оптимальными показателями с точки зрения пенообразования обладает смесь анионоактивных ПАВ лаурилсульфата натрия (0,05 %) и ЛАБС натрия (0,05 %).

По результатам исследования [6–9] технологических свойств (кинетика разрушения, стабильность, скорость истечения жидкости из ГЖС, повторное пенообразование, реология) различных газожидкостных смесей, а также расчета стоимости 1 м^3 раствора [10] для проведения последующих испытаний выбрана пенообразующая жидкость следующего состава: лаурилсульфат натрия 0,05 %, ЛАБС натрия 0,05 %, КМК-БУР-2 1 %, калий уксуснокислый плавленный 0,05 %, каустическая сода 0,5 %, ПАА ФР-107 0,05 %, глицерин 1 %, жидкость кремнийорганическая ГЖЖ-11 0,5 %.

Методика проведения исследований

Исходя из многолетнего опыта бурения скважин выведены основные показатели промысловых жидкостей, обеспечивающие безаварийную проходку скважин. Существующие промысловые жидкости должны удовлетворять этим рекомендациям, но с учетом геологических условий и возможных осложнений некоторые параметры могут сильно меняться. К стандартным параметрам буровых растворов можно отнести следующие: плотность бурового раствора, условная вязкость, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, водоотдача, показатель нелинейности, индекс консистенции, коэффициент трения корки, водородный показатель, коэффициент восстановления проницаемости.

Для проведения исследований промысловых жидкостей необходимо придерживаться определенного сценария. Авторами модифицирована и использована для своих задач схема проведения экспериментальных исследований промысловых жидкостей в лабораторных условиях (рис. 1) [11], которая может быть применена для решения различных задач бурения (в конкретном случае – для повышения эффективности разрушения твердых горных пород и вскрытия продуктивного горизонта с аномально низкими пластовыми давлениями).

Одним из очистных агентов, обеспечивающих качественную промывку скважин в условиях аномально низких давлений, являются газожидкостные смеси. Они разительно отличаются от большинства промысловых жидкостей по своим характеристикам. Поскольку газожидкостные смеси при использовании их в качестве очистного агента имеют свои особенности, то требуется особый подход к их изучению и исследованию. К рекомендуемым, помимо стандартных, параметрам газожидкостных промысловых жидкостей, применяемых для буре-



Рис. 1. Схема проведения экспериментальных исследований промывочных жидкостей в лабораторных условиях

ния, относятся: кратность (пенообразующая способность), объемная расходная газонасыщенность (газосодержание), устойчивость (стабильность), время выделения воды без распада, время полного выделения воды из пены (обезвоживания).

Авторы предлагают следующую методику исследования влияния внешних факторов на свойства очистного агента и выбор способа их нейтрализации:

Этап I. Анализ и выбор факторов, влияющих на параметры очистного агента (газожидкостной смеси)

- влияние минерализации пластовых вод;
- влияние пластовых температур;
- влияние углеводородов (при вскрытии продуктивного горизонта);
- влияние сероводородной агрессии и др.

Этап II. Исследование влияния факторов на параметры ГЖС:

- пенообразующая способность (кратность);
- кинетика разрушения;
- газосодержание;
- устойчивость (стабильность) и др.

Этап III. Исследование влияния различных добавок на восстановление свойств ГЖС (аналогично II этапу исследований).

Этап IV. Рекомендации по выбору реагентов для обработки ГЖС и технологических схем применения.

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований по I и II этапам, а именно влияние минерализации пластовых вод на пенообразующую способность газожидкостных смесей и кинетику их разрушения. Приготовление газожидкостных смесей

для лабораторных исследований осуществлялось из 100 см³ ПОЖ в мешалке аналогично методике [10] при частоте вращения 1000 об/мин двух пропеллеров, оси которых расположены на расстоянии 32 мм друг от друга.

Для оценки активности ГЖС использовалась их пенообразующая способность (вспениваемость), которая характеризуется количеством пены в миллиметрах, которое образуется при заданных условиях из постоянного объема раствора в течение данного времени, однако в работе использовалось понятие кратности – отношение объема пены к объему исходного раствора:

$$k = \frac{V_{\text{пены}}}{V_{\text{ж}}} = \frac{V_{\text{г}} + V_{\text{ж}}}{V_{\text{ж}}},$$

где $V_{\text{пены}}$ – объем пены, см³; $V_{\text{г}}$ – объем газа в пене, см³; $V_{\text{ж}}$ – объем пенообразующего раствора, см³.

Исследование кинетики разрушения проводилось в течение 30 мин (1800 с) с момента приготовления ГЖС. Принцип измерения, аналогичный методике Института коллоидов и поверхностей Макса Планка [12–15], заключался в следующем: стакан с ГЖС располагался между источником света и наблюдателем (рис. 2), через равные промежутки времени (каждые 300 с) определялось изменение высоты столба жидкости и пены. Жидкая и газовая фазы пропускают свет; точки раздела фаз жидкость/пена и пена/воздух фиксируются по изменению интенсивности светового потока.

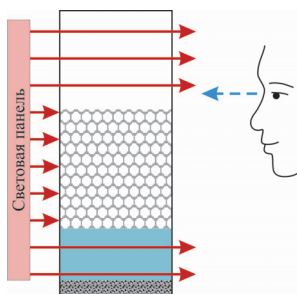


Рис. 2. Принцип измерения кинетики распада и выделения пенообразующей жидкости

Исследование пенообразования и кинетики разрушения газожидкостных смесей

Пластовые воды весьма существенно влияют на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют важную роль в поисках, формировании и разработке залежей [16].

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, рН, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³ в концентрированных рассолах [16].

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов [16–18]. Ее оценивают по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110 °С. По размеру сухого остатка воды разделяются:

– на пресные (содержание солей < 1 г/л);

- слабосоленоватые (1–5 г/л);
- солоноватые (5–10 г/л);
- соленые (10–50 г/л);
- рассолы (> 50 г/л).

Главными химическими компонентами в подземных водах являются хлорид-ион, сульфат-ион, гидрокарбонатный и карбонатный ионы, а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: К, Na, Ca, Mg, Fe и SiO₂ (в коллоидном состоянии).

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание йода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи – нафтеновых кислот. По их химическому составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

Проведены исследования по изучению кратности и кинетики разрушения ГЖС, в пенообразующие растворы которых были введены растворы солей Na и К минерализацией 2; 4; 8; 16 и 32 г/л, что соответствует слабосоленоватым, солоноватым и соленым растворам [16–18]. На первом этапе исследовалось влияние минерализации раствора КСl и NaCl на показатели ГЖС. В пенообразующий состав в отношении 1:1 к ПОЖ вводился солевой раствор и проводился эксперимент в соответствии с ранее изложенной методикой. Полученные результаты представлены на рис. 3–5, из которых видно, что ввод в пенообразующую жидкость солевого раствора положительно влияет на пенообразующие свойства, причем при переходе к соленым растворам наблюдалось снижение кратности ГЖС, при этом характер разрушения ГЖС во времени не зависел от минерализации (см. рис. 4).

Полученные результаты также говорят о том, что применение газожидкост-

ных смесей может быть рациональным при проходке соляных толщ в условиях anomalно низких пластовых давлений в случае их приготовления на основе минерализованных пенообразующих жидкостей, что позволит снизить величину уширения номинального диаметра ствола скважины, которая, как известно, увеличивается за счет размыва солей растворами на водной основе в случае их недостаточной минерализации.

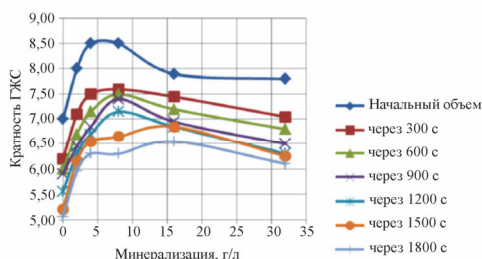


Рис. 3. Кинетика разрушения ГЖС, обработанных раствором КСl

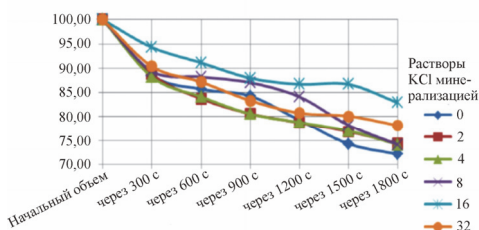


Рис. 4. Кинетика относительного разрушения ГЖС, обработанных раствором КСl

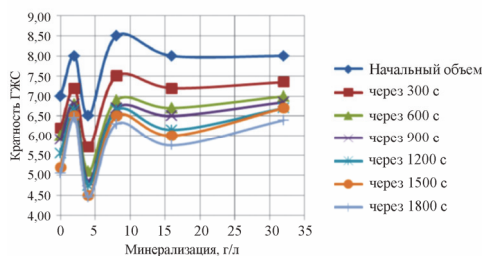


Рис. 5. Кинетика разрушения ГЖС, обработанных раствором NaCl

Резкий прогиб кривых при минерализации 4 г/л на рис. 5 обусловлен тем, что в ПОЖ дополнительно был введен NaOH в количестве 2 мас. %, нейтрализовавший влияние NaCl.

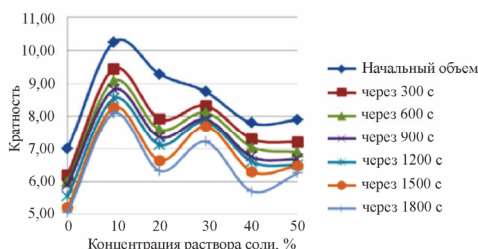


Рис. 6. Принцип измерения кинетики распада и выделения пенообразующей жидкости

На втором этапе было исследовано влияние количества вводимого в ПОЖ раствора KCl + NaCl. В пенообразующий состав в количестве 10; 20; 30; 40 и 50 %

от общего объема получаемой смеси вводился солевой раствор KCl + NaCl общей минерализацией 32 г/л. На рис. 6 представлены результаты, которые говорят о том, что увеличение концентрации соляного раствора снижает пенообразующие свойства ПОЖ.

Заключение

Ввод в пенообразующую жидкость солей натрия положительно влияет на пенообразование с точки зрения кратности получаемых ГЖС, однако для получения более полной картины о влиянии минерализации вводимых в ПОЖ растворов необходимо провести комплекс исследований для растворов большей минерализации, а также исследование влияния других солей, входящих в состав пластовых вод, в том числе подземных вод нефтегазовых месторождений.

Список литературы

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
2. Мураев Ю.Д. Газожидкостные системы в буровых работах / Санкт-Петербург. гос. горн. ин-т (Техн. ун-т). – СПб., 2004. – 123 с.
3. Турицына М.В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2013. – 142 с.
4. Турицына М.В. Обоснование применения газожидкостных смесей для профилактики поглощений при проходке скважин // Научные исследования и инновации. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – Т. 5, № 2. – С. 61–63.
5. Яковлев А.А. Научно-практические основы технологии бурения и крепления скважин с применением газожидкостных промывочных и тампонажных смесей: дис. ... д-ра техн. наук. – СПб., 2001. – 249 с.
6. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, А.В. Ковалев, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, Е.В. Чернобровин, А.А. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 58–59.
7. Яковлев А.А., Турицына М.В. Исследование свойств газожидкостных смесей и выбор их рациональных составов для первичного вскрытия пластов с аномально низкими давлениями // Инженер-нефтяник. – М., 2012. – № 2. – С. 27–31.
8. Газожидкостные промывочные смеси для заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, Е.В. Чернобровин, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, А.В. Ковалев, Е.П. Рябоконь // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 111–113.
9. Яковлев А.А., Турицына М.В. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Вестник Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Геология. Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 42–48.
10. Слюсарев Н.И., Козловский А.Е., Лоскутов Ю.Н. Технология и техника бурения геолого-разведочных скважин с промывкой пеной. – СПб.: Недра, 1996. – 180 с.
11. Леушева Е.Л., Турицына М.В. Методика проведения экспериментальных исследований очистных агентов для промывки скважин в условиях пониженных давлений // Научный вестник МГГУ. – 2012. – № 11 (32). – С. 65–71.
12. Исследование пенообразования [Электронный ресурс] // Тирит. Лабораторное и промышленное оборудование. – URL: http://tirit.org/tenz_kruss/theory_foam.php (дата обращения: 14.10.2012).

13. 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.
14. 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.
15. Patent EP 02024377. Method and Procedure for Swift Characterization of Foamability and Foam Stability. K. Lunkenheimer, K. Malysa, G. Wienskol, M. Baranska.
16. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.
17. 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. – № 1. – P. 62–73.
18. Wu Y., Bai B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs // SPE 118830: SPE Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. – Texas, 2009. – 13 p.

References

1. Ryazanov Ya.A. E'nciklopediya po burovym rastvoram [Encyclopedia of drilling fluids]. Orenburg: Letopis', 2005. 664 p.
2. Muraev Yu.D. Gazozhidkostnye sistemy v burovyykh rabotax [Gas-liquid system in drilling operations]. Sankt-Peterburgskiy gosudarstvennyy institute (Texniceskij universitet), 2004. 123 p.
3. Turicyna M.V. Gidrodinamicheskoe obosnovanie primeneniya gazozhidkostnykh smesey dlya vskrytiya plastov s anomal'no nizkimi davleniyami [Hydrodynamic rationale for the use of gas-liquid mixtures for opening layers with abnormally low pressures]. Thesis of candidate degree dissertation. Saint-Petersburg, 2013. 142 p.
4. Turicyna M.V. Obosnovanie primeneniia gazozhidkostnykh smesey dlya profilaktiki pogloshhenij pri prokhodke skvazhin [Rationale for the use of gas-liquid mixtures to prevent takeovers during drilling] *Nauchnye issledovaniya i innovacii*. Permskij gosudarstvennyy texnicheskij universitet, 2011, vol. 5, no. 2, pp. 61–63.
5. Yakovlev A.A. Nauchno-prakticheskie osnovy tekhnologii bureniya i krepleniya skvazhin s primeneniem gazozhidkostnykh promyvochnykh i tamponazhnykh smesey. [Scientific and practical bases of drilling technology and casing using gas-liquid washing and cement mixtures]. Thesis of candidate degree dissertation. Saint-Petersburg, 2001. 249 p.
6. Turicyna M.V., Kovalev A.V., Morozov V.A., Teleev G.Yu., Chernobrovin E.V., Shherbakov A.A. Gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlya pervichnogo vskrytiya plastov v usloviyax anomal'no nizkix plastovykh davlenij [Gas-liquid washover mixtures for the primary opening of productive layers in conditions of abnormally low reservoir pressure]. *Neftyanoe xozyajstvo*, 2012, no. 9, pp. 58–59.
7. Yakovlev A.A., Turicyna M.V. Issledovanie svojstv gazozhidkostnykh smesey i vybor ix racional'nykh sostavov dlya pervichnogo vskrytiya plastov s anomal'no nizkimi davleniyami [Investigation of properties of liquid mixtures and their rational choice formulations for primary drilling layers with abnormally low pressures]. *Inzhener-neftyanik*, 2012, no. 2, pp. 27–31.
8. Turicyna M.V., Chernobrovin E.V., Morozov V.A., Teleev G.Yu., Kovalev A.V., Ryabokon' E.P. Gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlya zakanchivaniya skvazhin v usloviyax anomal'no nizkix plastovykh davlenij [Gas-liquid washover mixtures for well completion in conditions of abnormally low formation pressure]. *Neftyanoe xozyajstvo*, 2012, no. 8, pp. 111–113.
9. Yakovlev A.A., Turicyna M.V. Obosnovanie primeneniya i issledovanie sostavov gazozhidkostnykh smesey dlya promyvki skvazhin v usloviyax anomal'no nizkix plastovykh davlenij [Foundation the application and investigation of liquid-gas mixtures compositions for flushing-out borehole cavities in conditions of anomalous low formation pressure]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politexnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe delo*, 2012, no. 4, pp. 42–48.

10. Slyusarev N.I., Kozlovskij A.E., Loskutov Yu.N. *Texnologiya i texnika bureniya geologorazvedochnyx skvazhin s promyvkoj penoj* [Technology and technics of drilling exploratory wells with foam washover]. Saint-Petersburg: Nedra, 1996. 180 p.
11. Leusheva E.L., Turicyna M.V. *Metodika provedeniya e'ksperimental'nyx issledovaniy ochistnyx agentov dlya promyvki skvazhin v usloviyax ponizhennyx davlenij* [Methodology for experimental studies of treatment agents for well washovers at low pressures]. *Nauchnyj vestnik MGGU*, 2012, no. 11 (32), pp. 65–71.
12. *Issledovanie penoobrazovaniya. Tirit. Laboratornoe i promyshlennoe oborudovanie*, available at: http://tirit.org/tenz_kruss/theory_foam.php (accessed 14 October 2012).
13. 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.
14. 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.
15. Lunkenheimer K., Malysa K., Wienskol G., Baranska M. Method and Procedure for Swift Characterization of Foamability and Foam Stability. *Patent EP No. 02024377*.
16. Bulatov A.I., Proselkov Yu.M., Shamanov S.A. *Texnika i texnologiya bureniya neftyanyx i gazovyx skvazhin* [Technique and technology of drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2003. 1007 p.
17. Merdhah 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.
18. Wu Y., Bai B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs *SPE 118830. SPE Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas*, 2009. 13 p.

Об авторах

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

Кучин Вячеслав Николаевич (Санкт-Петербург, Россия) – студент Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, В. О., 21-я линия, 2; e-mail: cuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru).

Гизатулин Руслан Рамилевич (Санкт-Петербург, Россия) – студент Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, В. О., 21-я линия, 2; e-mail: ruslan_gizatullin@list.ru).

About the authors

Turicyna Mariya Vladimirovna (Saint-Petersburg, Russia) – candidate of technical science, assistant of department of well-drilling, National Mineral and Resources University (199106, Saint-Petersburg, 21st line, 2; e-mail: turitsyna_maria@mail.ru).

Kuchin Vyacheslav Nikolaevich (Saint-Petersburg, Russia) – student, National Mineral and Resources University (199106, Saint-Petersburg, 21st line, 2; e-mail: cuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru).

Gizatulin Ruslan Ramilevich (Saint-Petersburg, Russia) – student, National Mineral and Resources University (199106, Saint-Petersburg, 21st line, 2; e-mail: ruslan_gizatullin@list.ru).

Получено 28.02.2013