

DOI 10.25689/NP.2019.1.189-196

УДК 622.245

**ВЫБОР КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ
ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН РАСТВОРАМИ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

Агзамов Ф.А., Логинова М.Е., Нурғалиев А.Р.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**THE CHOICE OF COMPONENTS FOR BUFFER FLUIDS AT THE
COMPLETION WELL WITH DRILLING FLUIDS ON OIL-BASED**

Agzamov F.A., Loginova M.E., Nurgaliev A.R.

Ufa State Petroleum Technological University

E-mail: faritag@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается контакт цементного камня с обсадной колонной, при бурении которых используются растворы на углеводородной основе, а также влияние некоторых буферных жидкостей на качество крепления скважин и выбор их компонентов. Для изучения этого вопроса были произведены экспериментальные исследования, схемы которых описаны в данной работе. Целью исследований являлась оценка влияния углеводородного раствора на качество сцепления и оценка моющей способности представленных буферных жидкостей. Результаты исследования показали, как изменяется качество сцепления, и позволили выявить наиболее эффективную буферную жидкость.

Ключевые слова: буферная жидкость; отмывающая способность; растворы на углеводородной основе (РУО); сцепление, поверхностно-активные вещества (ПАВ); углеводородная пленка.

Abstract. The article deals with the contact of cement stone with the casing string, which are used in drilling hydrocarbon-based solutions, as well as the influence of some buffer fluids on the quality of wells and the choice of their components. To study this issue, experimental studies were carried out, the schemes of which are described in this paper. The aim of the research was to assess the effect of hydrocarbon solution on the quality of adhesion and washing capacity of the buffer liquids. The results of the study showed how the quality of adhesion changes, and revealed the most effective buffer fluid.

Key words: the buffer liquid; cleaning power; hydrocarbon based muds (OBM); adhesion; surface -active substances (surfactants); hydrocarbon layer.

Многие нефтегазовые месторождения находятся в поздней стадии эксплуатации, сопровождающейся снижением пластового давления. Поэтому для вскрытия продуктивных пластов чаще всего применяют буровые растворы на углеводородной основе. Растворы на углеводородной основе (РУО) подразделяются на две большие группы: 1) безводные РУО; 2) инвертно-эмульсионные растворы [1].

При цементировании скважин, при бурении которых используются инвертно-эмульсионные растворы, сильно ухудшается контакт цементного камня с обсадной колонной. Об этом свидетельствуют результаты оценки влияния углеводородных растворов на сцепление цементного камня с металлическим кольцом, моделирующим обсадную колонну (Табл. 1). В частности, сцепление цементного камня с металлом покрытым пленкой углеводородного раствора составило 0,11 МПа, тогда как сцепление цементного камня с металлом смоченным водой составило 2,0 МПа. При этом на поверхности цементного камня, контактировавшего с углеводородным раствором, были обнаружены полосы, преимущественно вертикального направления.

Было сделано предположение, что эти полосы, образуя систему каналов соединенных между собой, могут быть причиной не герметичности контакта цементного камня с обсадной колонной. На специальной экспериментальной установке, была оценена проницаемость контакта цементный камень – обсадная колонна. Суть данного эксперимента заключалась в измерении количества жидкости проходившего через контактную зону за определенное время. При этом поддерживался фиксированный градиент давления столбом жидкости. Результаты исследования представлены в табл. 1.

Результаты экспериментов показали, что проницаемость контакта цементного камня с обсадной колонной при применении углеводородного раствора увеличивается.

Таблица 1

Влияние жидкости смачивающей обсадную колонну на герметичность ее контакта с цементным камнем

Время фильтрации, мин	Объем профильтровавшейся жидкости, мл	
	Контакт колонны с цементным камнем через пленку РУО	Контакт колонны с цементным камнем через водную пленку
0	0	0
11	50	0
21	65	0
31	71	0
41	75	0
51	79	0
101	100	0

При цементировании скважин всегда применяются буферные жидкости для разделения, а также для более полного вытеснения буровых растворов. Кроме основного назначения, буферные жидкости должны обладать хорошими моющими свойствами. В наши дни, известны сотни рецептур буферных жидкостей. Они классифицируются по своим физическим свойствам: низковязкие, высоковязкие и вязкоупругие [2].

В основном, буферные жидкости показывают хорошую эффективность, при использовании буровых растворов на водной основе. В случае применения растворов на углеводородной основе, эффективность применения буферных жидкостей резко падает.

При креплении обсадных колонн в качестве буферной жидкости часто используют водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые в некоторых случаях являются более предпочтительными, нежели другие растворы [3, 4]. Поверхностно-активные вещества представляют собой химические соединения, обладающие поверхностной активностью, и классифицируются по химической структуре молекул: ионогенные и неионогенные. Данная классификация была принята в 1960 году [5]. Также они классифицируются по молекулярной массе, по

способности к агрегации в растворе, по происхождению, по физико-химическим механизмам действия и по биоразлагаемости. Колоидно-химические свойства поверхностно-активных веществ характеризует гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ), определяемый соотношением полярной и неполярной частей молекулы ПАВ [6].

На практике, в растворах буферных жидкостей широкое применение получило синтетическое поверхностно-активное вещество анионактивного типа – сульфонол, которое хорошо растворяется в водной среде и является биоразлагаемым [7].

Нами была сделана попытка оценить влияние некоторых буферных жидкостей на качество крепления скважин, при бурении которых, использовался инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР). Методика исследования основывалась на определении силы сцепления цементного камня с обсадной колонной, после воздействия буферной жидкостью в динамических условиях в течение 5 минут. Это объясняется тем, что объем буферной жидкости часто не превышает 5–6 м³, и при существующих скоростях подъема цементного раствора в заколонном пространстве, время взаимодействия буферной жидкости со стенкой обсадной колонны не больше 5 минут [8, 9]. В экспериментах обсадная колонна сначала смачивалась инвертно-эмульсионным раствором.

Также исследовалась отмывающая способность буферных жидкостей, содержащих 0,5 % и 1 % различных видов ПАВ: СИНО-КАМ (катионный) и РХЗОЛ-П (неионогенный) (табл. 2). Так как катионные и неионогенные поверхностно-активные вещества малоизучены в области крепления скважин, а именно их применение в буферных жидкостях представляло особый интерес.

Эксперименты показали, что эффективность данных композиций не велика. Рост силы сцепления составил всего 2-12 %. Однако следует отметить, что водный раствор СИНОЛ-КАМ лучше отмывает

углеводородную пленку чем, РХЗОЛ-П. Причем образец с меньшей концентрацией показал большее сцепление.

Таблица 2

Влияние ПАВ на прочность контакта цементный камень – обсадная колонна смоченная ИЭР

Состав буферной жидкости	Сцепление цементного камня с металлом, МПа
1. Водный р-р 0,5% СИНОЛ-КАМ	0,34
2. Водный р-р 0,5% РХЗОЛ-П	0,15
3. Водный р-р 1% СИНОЛ-КАМ	0,25
4. Водный р-р 1% РХЗОЛ-П	0,15

Для выяснения причин указанных явлений были изучены составы ПАВ, использованные в буферных жидкостях. Установлено, что эти ПАВ отличается по величине снижения поверхностного натяжения в водных растворах, которая показана на рис. 1.

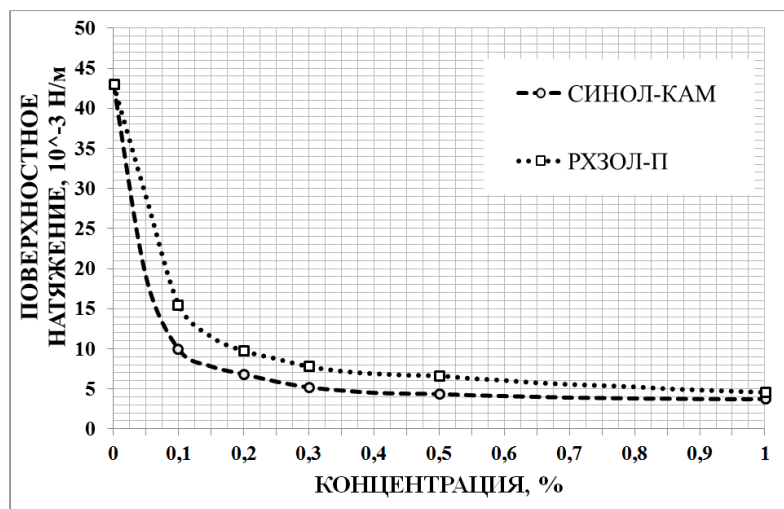


Рис. 1. Влияние ПАВ на поверхностное натяжение водных растворов

Из графиков видно, что водный раствор СИНОЛ-КАМ, который лучше отмыл углеводородную пленку, больше снижает поверхностное натяжение, чем раствор реагента РХЗОЛ-П.

Проведенные исследования показали, что:

- 1) Применение углеводородных растворов ухудшает контакт цементного камня с обсадной колонной.

- 2) Оставшийся на стенках обсадной колонны, адгезионный слой инвертно-эмульсионного раствора является причиной не герметичности контакта цементного камня с обсадной колонной.
- 3) При сравнении буферных жидкостей по отмывающей способности адгезионного слоя углеводородного раствора, большую эффективность показал буфер, содержащий катионный ПАВ.
- 4) Повышение эффективности буферной жидкости, содержащей катионный ПАВ, по отношению жидкости содержащей неионогенный ПАВ при одинаковых концентрациях, объясняется усиленным влиянием на величину поверхностного натяжения водных растворов.

Список литературы

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для студентов вузов. – В 5 т. / Ф.А. Агзамов [и др.]; под общей редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень, 2014. – Том 2.
2. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург, 2005. – 664 с.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для студентов вузов. – В 5 т. / Ф.А. Агзамов [и др.]; под общей редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень, 2014. – Том 1.
4. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень, 2011. – 452 с.
5. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н.А. Петров [и др.]; под общей редакцией Ф.А. Агзамова. – Санкт-Петербург, 2004. – 408 с.
6. Сумм, Б.Д. Основы коллоидной химии: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Б.Д. Сумм. – Москва, 2007. – 240 с.
7. Агзамов Ф. А., Садртдинов Р. Р. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ // Булатовские чтения. 2018. С. 23–27.
8. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах. – М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2006. – Книга 1.
9. Булатов А.И., Уханов Р.Ф.М. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М.: Недра, 1978. – 240 с.

References

1. Agzamov F.G. et al. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and gas drilling technology]. Tyumen, 2014, Vol. 2. (in Russian)
2. Ryazanov, Ya.A. *Entsiklopediya po burovym rastvoram* [Encyclopedia of drilling muds], Orenburg, 2005, 664 p. (in Russian)

3. Agzamov F.G. et al. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and gas drilling technology]. Tyumen, 2014, Vol. 1. (in Russian)
4. Ovchinnikov V.P. et al. *Zakanchivanie skvazhin* [Well completion]. Tyumen, 2011, 452 p. (in Russian)
5. Petrov N.A. et al. *Kationaktivnye PAV – effektivnye inhibitory v tekhnologicheskikh protsessakh neftegazovoy promyshlennosti* [Cation-active surfactants – Efficient inhibitors for process operations in oil and gas industry]. Saint Petersburg, 2004, 408 p. (in Russian)
6. Summ B.D. *Osnovy kolloidnoy khimii* [Fundamentals of colloidal chemistry], Moscow, 2007, 240 p. (in Russian)
7. Agzamov F. A., Sadrtidinov R. R. *Otmyvayushchaya sposobnost' bufernoy zhidkosti s dobavkami poverkhnostno aktivnykh veshchestv* [Displacing ability of surfactant-laden spacer fluid] *Bulatov readings*, 2018, 23–27 pp. (in Russian)
8. Bulatov A.I., Dolgov S.V. *Sputnik Burovika* [Drill man accompanying support]. Moscow: OOO Nedra-Businesscenter Publ., 2006. Book 1.
9. Bulatov A.I., Ukhanov R.F. *Sovershenstvovanie gidravlicheskikh metodov tsementirovaniya skvazhin* [Advancements in hydraulic well cementing methods]. Moscow: Nedra Publ., 1978, 240 p

Сведения об авторах

Агзамов Фарит Акрамович, доктор технических наук, профессор, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация
E-mail: faritag@yandex.ru

Логинова Марианна Евгеньевна, кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация
E-mail: ufamel@yandex.ru

Нургалиев Альберт Радикович, бакалавр, группа БГБ 15-04, горно-нефтяной факультет, ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация
E-mail: faritag@yandex.ru

Authors

Agzamov F.A., Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: faritag@yandex.ru

Loginova M.Ye., PhD, Assistant Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: ufamel@yandex.ru

Nurgaliev A.R., Undergraduate Student, Chair of Mining Engineering and Geology, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: faritag@yandex.ru

Агзамов Фарит Акрамович
450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан
г.Уфа, ул. Космонавтов, 1
Тел. +7-917-343-1810
E-mail: faritag@yandex.ru