



Применение фракционного карбоната кальция в составе инвертно-эмульсионного бурового раствора для снижения загрязнения продуктивных пластов

Г.Г. ИШБАЕВ,
д.т.н., профессор,
генеральный директор

М.Р. ДИЛЬМИЕВ,
начальник службы буровых
растворов

А.В. ХРИСТЕНКО,
к.т.н., заведующий
лабораторией буровых
растворов

А.А. МИЛЕЙКО,
инженер 1 категории
испытательной лаборатории
буровых растворов
ООО НПП «БУРИНТЕХ»

THE USE OF FRACTIONAL CALCIUM CARBONATE IN THE INVERT-EMULSION DRILLING FLUID TO REDUCE FORMATION DAMAGE

G. ISHBAEV, M. DILMIEV, A. KHRISTENKO, A. MILEYKO, BURINTEKH, Ltd

This article deals with the possibilities of various additives, proposed for water-based muds (WBM) act as a bridging agents for oil-based muds (OBM), in order to decrease its impact on permeability of porous media.

Key words: invert-emulsion drilling fluid, bridging particles, produce formations, reduced permeability, oil-based mud (OBM)

На российском рынке компонентов буровых растворов в широком ассортименте представлены различные понизители фильтрации для буровых растворов на водной основе (РВО). Однако спектр понизителей фильтрации для растворов на углеводородной основе (РУО) достаточно ограничен; кроме того, недостаточно внимания уделяется изучению влияния применяемых понизителей фильтрации на изменение фильтрационных характеристик проницаемых пород в зоне продуктивных пластов.

При разработке буровых промывочных жидкостей, предназначенных для вскрытия продуктивных пластов, одной из основных задач разработчика является минимизация проникновения фильтрата и твердых частиц в поры пласта. Для решения данной задачи в компонентный состав буровых промывочных жидкостей вводят различные понизители фильтрации и когматанты.

Разрабатывая рецептуру бурового раствора на основе инвертной эмульсии в Испытательной лаборатории буровых растворов (ИЛБР) ООО НПП «БУРИНТЕХ», столкнулись с проблемой выбора понизителя фильтрации, оказывающего наименьшее негативное воздействие на продуктивный пласт. Для решения этой проблемы была разработана методика, позволяющая оценить влияние различных добавок на фильтрационные свойства раствора и их загрязняющую способность по степени восстановления проницаемости пористой сре-

ды после воздействия на нее раствором. Данная методика состоит из следующих этапов:

- определение начальной проницаемости пористой среды (K_1) по керосину;
- фильтрация через пористую среду бурового раствора при температуре 80°C и перепаде давления 500 psi (≈ 35 атм) в течение 60 минут с фиксированием объема получаемого фильтрата;
- определение проницаемости пористой среды после воздействия раствором (K_2) по керосину;
- расчет степени восстановления проницаемости $\beta = 100 \cdot K_2/K_1$, %

На основе данной методики был проведен ряд лабораторных испытаний с различными добавками к эмульсии без

 **БУРИНТЕХ**

В данной статье рассматривается вопрос возможности применения различных добавок, предлагаемых для РВО в качестве понизителей фильтрации для РУО, и степень их влияния на проницаемость пористой среды, что немаловажно для разбуривания продуктивных пластов.

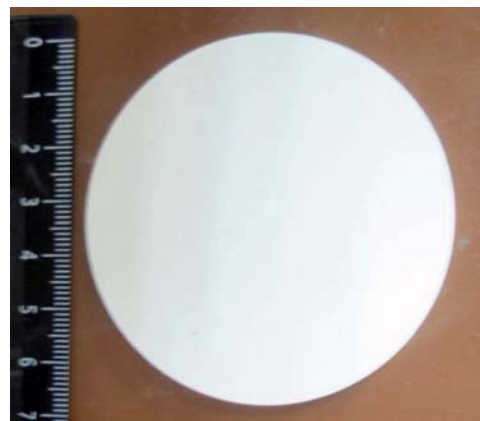


Рис. 1. Керамический диск производства OFITE 0,4 Дарси 3 мкм



твердой фазы, который позволил выделить наиболее эффективные понизители фильтрации, приводящие к наименьшему снижению проницаемости пористой среды при вызове обратного притока.

В проведенных испытаниях в качестве фильтрационной (пористой) среды выступали керамические диски 0,4 Дарси (рис. 1), соответствующие, по данным [1], пласту с проницаемостью 50 – 100 мД. Диски перед испытанием насыщались раствором дистиллированной воды с 20 г/л NaCl.

В качестве базового раствора применялся буровой инвертно-эмульсионный раствор с водо-нефтяным соотношением 60/40 и активностью водной фазы 0,65. Испытание проводилось на тестере проницаемости тампонирующего раствора (рис. 2). Порядок работы с данным оборудованием описан в методике API RP 131 и др.

В качестве понизителей фильтрации для исследований были выбраны реагенты, ранее применяющиеся в качестве различных добавок к буровым растворам на водной основе. Это битум БН 90/10, полимерный реагент на основе модифицированного талового пека и лигнита, реагент на основе феррохромлигносульфоната, углещелочной реагент, органический разжижитель и дефлокулянт (сульфометилованный таннин), модифицированный лигнит и реагент на основе модифицированных асфальтенов. Способность выбранных понизителей фильтрации растворяться в углеводородах (керосине) представлена в табл. 1.

Результаты лабораторных испытаний по фильтрации эмульсионного раствора с различными понизителями фильтрации и определению восстановления проницаемости керамических дисков представлены на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что понизители фильтрации оказывают различное влияние на фильтрацию инвертно-эмульсионного бурового раствора, от незначительного снижения, как, например, с реагентом на основе феррохромлигносульфоната (ПФ-3), до наиболее эффективного, в случае с применением реагента на основе модифицированных асфальтенов (ПФ-7). Следует отметить, что все понизители фильтрации отрицательно влияют на степень восстановления проницаемости при добавлении их к базовому составу эмульсии без твердой фазы ($\beta_1 = 59,0\%$).



Рис. 2. Тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester)

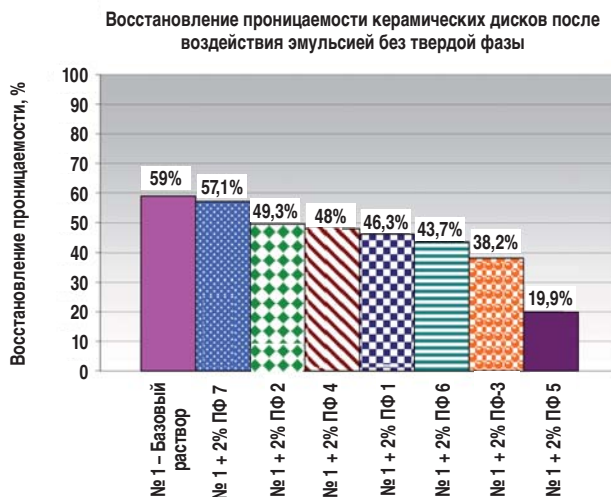
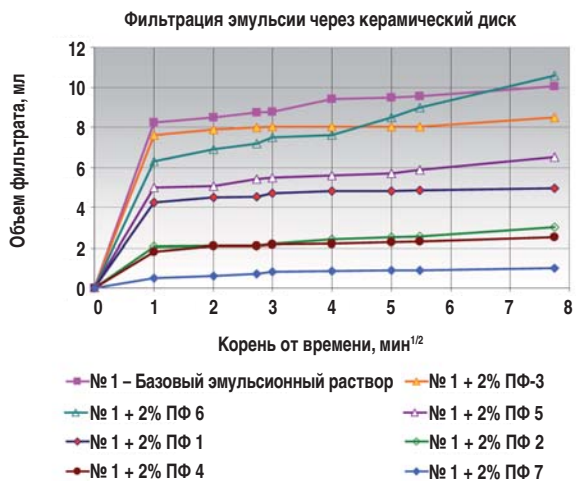


Рис. 3. Результаты фильтрации эмульсии через керамический диск и определения восстановления проницаемости ПФ-1 – битум БН 90/10, ПФ-2 – полимерный реагент на основе модифицированного талового пека и лигнита, ПФ-3 – реагент на основе феррохромлигносульфоната, ПФ-4 – углещелочной реагент, ПФ-5 – реагент на основе сульфометилованного таннина, ПФ-6 – модифицированный лигнит, ПФ-7 – реагент на основе модифицированных асфальтенов



Рис. 4. Результаты фильтрации эмульсии через керамический диск и определения восстановления проницаемости

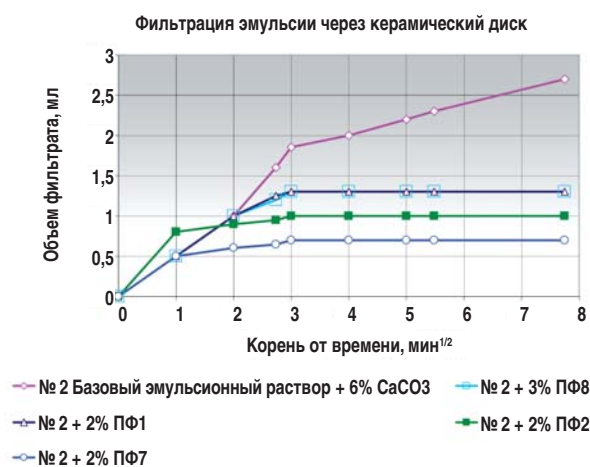


Рис. 5. Результаты фильтрации эмульсии через керамический диск и определения восстановления проницаемости ПФ-1 – битум БН 90/10, ПФ 2 – полимерный реагент на основе модифицированного талового пека и лигнита, ПФ 7 – реагент на основе модифицированных асфальтенов, ПФ 8 – органобентонит

Столь низкое восстановление проницаемости по керосину после воздействия инвертной эмульсией, скорее всего, объясняется гидрофобизацией изначально гидрофильной пористой среды. По мере увеличения гидрофобности поверхности величина относительной проницаемости для нефти (углеводородов) уменьшается, а для воды увеличивается [2]. Следует отметить, что в наибольшей степени на снижение проницаемости влияют понизители фильтрации, не растворяющиеся в керосине; вероятно, это вызвано закупориванием пор и отсутствием способности керосина вымывать эти добавки при обратной фильтрации.

Для снижения загрязнения пористой среды в базовый раствор ввели кольматант (карбонат кальция) в концентрации 60 кг/м³. Результаты фильтрации базового раствора с добавлением кольматанта и без него, а также определение степени восстановления проницаемости приведены на рис. 4.

Табл. 1. Растворимость понизителей фильтрации в керосине

Компонент/Понизитель фильтрации	Растворимость в керосине
Битум 90/10	полная
Полимерный реагент на основе модифицированного талового пека и лигнита	частичная
Реагент на основе феррохромлигносульфоната	почти не растворим
Углекислотный реагент	почти не растворим
Органический разжижитель и дефлокулянт (сульфометилованный таннин)	почти не растворим
Модифицированный лигнит	почти не растворим
Реагент на основе модифицированных асфальтенов	частичная

Добавление фракционного карбоната кальция к базовому эмульсионному раствору привело к значительному снижению объема мгновенной фильтрации и общего объема фильтрата за тот же промежуток времени, а также увеличило степень восстановления проницаемости на 22% ($\beta_2 = 81\%$).

Понизители фильтрации, показавшие наилучшие результаты (меньшее загрязнение) в испытаниях с эмульсией без твердой фазы, были введены в состав испытываемого раствора с карбонатом кальция.

Результаты испытаний по определению восстановления проницаемости керамических дисков после воздействия инвертной эмульсией с карбонатом кальция и различными добавками, а также с добавлением 3% органобентонита представлены на рис. 5.

Как видно из рис. 5, при добавлении понизителей фильтрации к базовому эмульсионному раствору с карбонатом кальция происходит значительное снижение фильтрации.

В случае применения понизителей фильтрации в составе базового эмульсионного раствора с твердой фазой резкого снижения восстановления проницаемости не наблюдается. Эмульсионные растворы с добавлением реагента на основе модифицированных асфальтенов (ПФ 7) и битума БН 90/10 (ПФ 1) показали увеличение степени восстановления проницаемости отно-



сительно базового раствора с твердой фазой. Полимерный реагент на основе модифицированного талового пека и лигнита (ПФ-2) и органобентонит (ПФ-8) также не оказали значительного влияния на снижение проницаемости керамического диска.

При использовании в составе эмульсионного бурового раствора понизителя фильтрации в сочетании с фракционным карбонатом кальция снижается проницаемость фильтрационной корки (кольматационного экрана). По всей видимости, понизитель фильтрации закупоривает поры, образуемые при формировании фильтрационной корки карбонатом кальция, тем самым снижая ее проницаемость. Необходимо отметить, что фракционный состав карбоната кальция оказывает большое влияние на проницаемость фильтрационной корки [3], а следовательно, и на показатели фильтрации бурового раствора (объем мгновенной фильтрации, скорость фильтрации и общий объем фильтрата).

Выводы

Включение в состав бурового инвертно-эмульсионного раствора карбоната кальция способствует снижению показателя фильтрации и увеличению степени восстановления проницаемости пористой среды.

Добавление понизителей фильтрации в инвертно-эмульсионный раствор с карбонатом кальция приводит к снижению проницаемости фильтрационной корки и вследствие этого снижает степень загрязнения пористой среды (продуктивного горизонта).

Понизители фильтрации, растворяющиеся или частично растворяющиеся в углеводородах (керосине), в отличие от нерастворимых, более эффективно снижают фильтрацию и меньше загрязняют пласт.

Органобентонит в составе инвертной эмульсии снижает фильтрацию на уровне с битумом БН 90/10 и при этом не оказывает значительного влияния на снижение проницаемости пористой среды.

Данные исследования показали, что неправильный подбор понизителей фильтрации приводит к необратимому ухудшению фильтрационных свойств пористой среды даже при использовании растворов на основе инвертной эмульсии.

Литература

1. Laboratory Evaluation Of Calcium Carbonate Particle Size Selection For Drill-in Fluids, Nediljaka Gaurina-Medimurec, Rudarško-geološko-naftni zbornik, vol. 14, Zagreb, 2002.
2. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: Недра, 2007.
3. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Теории подбора фракционного состава кольматанта // Бурение и нефть. 2011. № 6.
4. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М.: Недра, 1991.
5. Состав и свойства буровых агентов / Промышленных жидкостей/. Дж.Р. Грей Г.С.Г. Дарли перевод с английского Д.Е. Столярова. М.: Недра, 1985.
6. ANSI/API 131/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004. ■

Ключевые слова: инвертно-эмульсионный буровой раствор, кольматант, продуктивные пласты, снижение проницаемости, раствор на углеводородной основе (РУО)



Инструмент для бурения и КРС

Проектирование. Производство. Сервис.

- PDC долота;
 - Шарошечные долота;
 - Бурильные головки и керноотборные снаряды;
 - Долота специального назначения;
 - Раздвижные и нераздвижные расширители;
 - Инструмент для КРС;
 - Комплексы оборудования для зарезки и проводки боковых стволов;
 - Яссы;
 - Специальный и вспомогательный инструмент.
- Долотный сервис;
 - Фрезерование «окон» и участков обсадных колонн;
 - Услуги наклонно-направленного и горизонтального бурения с применением собственных телеметрических систем;
 - Отбор керна;
 - Отработка расширителей;
 - Аренда яссов и элементов КНБК;
 - Отработка ГЗД;
 - Телеметрическое сопровождение;
 - Сервис буровых и тампонажных растворов;
 - Супервайзинг буровых растворов и аудит систем очистки;
 - Химреагенты для бурения, заканчивания скважин, капитального ремонта и повышения нефтеотдачи пласта;
 - Ремонтно-изоляционные работы.

 **БУРИНТЕХ**

450029, Россия
Республика Башкортостан
г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1
Тел.: (347) 246-08-72, 291-25-32
Факс: (347) 291-25-33
E-mail: bit@burintekh.com
www.burintekh.com