

концентрации смеси хлоридов алюминия и железа промывочная жидкость (после достижения максимального значения K_p) последняя теряет устойчивость, что выражается в росте ее водоотдачи и снижении СНС. В области низких концентраций добавок (до 5 кг/м^3) эффективность смеси солей и полимина, с учетом меньшей растворимости последнего, примерно одинакова. При дальнейшем повышении концентрации ингибирующих добавок K_p промывочной жидкости, обработанной полимином возрастает, а обработанной смесью хлоридов — снижается. Видимо, это обусловлено тем, что когда смесь хлоридов уже исчерпала свои возможности по нейтрализации активных центров на поверхности глинистых минералов, полимин, за счет более разнообразного состава, сохраняет свою эффективность.

Сохранение шлам-лигниновой промывочной жидкостью приемлемых технологических свойств в широком диапазоне минерализации по NaCl предопределяет эффективность ее использования в интервале чередования глинистых и соляных пород за счет

попеременного повышения концентрации NaCl или ингибитора разупрочнения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аветисян Н.Г., Булатов А.И., Кошелев Н.Н. Регламентирование типа и показателей свойств буровых растворов при бурении для предупреждения осыпей и обвалов // Бурение. — 1979. — № 9. — С. 23-26.
2. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984. — 317 с.
3. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Безглинистый буровой раствор // Авторское свидетельство СССР на изобретение № 1623180 от 16.12.88 г.
4. Балаба В.И., Зинченко О.Д., Нагловский В.В. Способ получения реагента-стабилизатора буровых растворов // Патент СССР на изобретение № 1814652 от 15.11.91 г.
5. Грязнов И.В., Балаба В.И., Изюмский В.П., Коновалов Е.А., Минибаев В.В. Ингибирующие биополимерные буровые растворы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 4. — С. 34-37.

б. Дровников П.Г., Черныш В.А., Коновалов Е.А., Аваков В.Э., Балаба В.И. Применение гидрогелевых буровых растворов в Восточной Сибири и Якутии // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. — 1984. — № 8. — С. 30-32.

7. Иванова И.Г., Зинченко О.Д. Способ получения добавки для буровых растворов на водной основе // Авторское свидетельство СССР на изобретение № 1596735 от 13.06.88 г.

8. Крысин Н.И., Ишмухаметова А.М., Мавлютов М.Р., Крысина Т.И. Применение безглинистых полимеросолевых буровых растворов. — Пермь, 1982. — 63 с.

9. Царьков А.Ю., Заворотный В.Л. Проблемы утилизации и применения отходов лесохимических производств на примере таллового пека // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. — 2013. — № 2. — С. 33-35.

10. Балаба В.И. Особенности взаимодействия минерализованных буровых растворов с глинистыми породами. Тез. докл. Всес. конф. «Ускорение научно-технического прогресса при поисках, разведке и разработке нефт. и газ. месторожд.». — Пермь, 1987. — С. 57-59.

Исследование влияния растворов на углеводородной основе на коллекторские свойства кернов

С.В. Мазыкин, первый заместитель генерального директора — главный инженер; **А.Ю. Царьков**, нач. отдела сертификации, стандартизации и метрологии; **Е.В. Минаева**, зам. начальника ЛПЖ ОП г. Новый Уренгой (ООО «Сервисный Центр СБМ»);

В.Л. Заворотный, к.х.н., доцент, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

А.Г. Борисов, зав. отделом физики пласта; **С.В. Сеньюшкин**, зав. лабораторией буровых растворов и специальных жидкостей (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

По мере усложнения условий бурения, в том числе сопряженных с выходом российских нефтяных компаний на новые месторождения Восточной Сибири, началом разработки сложнопостроенных залежей Заполярья и развития морского бурения, всё острее встает вопрос использования неводных буровых растворов. За последние три года количество скважин, строящихся с использованием инвертных эмульсионных растворов на углеводородной основе (РУО), возросло почти на порядок. Это обусловлено высокой эффективностью РУО, их технологичностью, способностью обеспечить устойчивость ствола скважин в самых сложных горно-геологических условиях, стабильностью свойств и устойчивостью ко всем

видам загрязнений, сверхнизким коэффициентом трения и возможностью многократного использования.

Очевидно, что буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов должны оказывать минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт, иметь высокую взвешивающую и несущую способность для предотвращения накопления шлама в скважине. Этим требованиям в полной мере удовлетворяют РУО, использование которых позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны скважины. Углеводородная фаза этих растворов родственна пластовому флюиду и не образует с ним мало подвижные смеси, блокирующие

поровое пространство призабойной зоны скважины.

ООО «Сервисный Центр СБМ», ЗАО «НПО «Полицелл», Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина и ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработана система РУО на базе комплексной синтетической углеводородной основы — Полиэмульсан.

Состав для приготовления буровых эмульсий Полиэмульсан разработан ЗАО «НПО «Полицелл» для применения в сложных геологических условиях, не содержит дизельного топлива, что обеспечивает требуемую экологичность раствора и возможность его дальнейшей утилизации и переработки.

Дисперсионной средой РУО является Полиэмульсан, а дисперсной фазой — вода, минерализованная

CaCl₂. Раствор также содержит эмульгатор МР (ТУ 2458-097-17197708-2005), гидрофобизатор АБР (ТУ 2483-081-17197708-030, структурообразователь — органо-бентонит (ТУ 2458-070-97457491-2012); регулятор реологии и фильтрации НРП-20М (ТУ 2458-027-54651030-2009), регулятор щёлочности и ингибитор набухания глины CaO и Ca(OH)₂.

В качестве коагулирующих добавок и утяжелителей раствор содержит мраморные порошки различного фракционного состава, многофункциональную добавку «Микан-40» и коагулянты серии КФ марок 1–5, выпускаемые ЗАО «НПО «Полицелл» и ЗАО «НПК «Спецбурматериалы».

Поскольку РУО предназначен, прежде всего, для вскрытия продуктивных пластов, то были проведены исследования по определению влияния буровых растворов на углеводородной основе на коллекторские свойства валанжинских отложений Уренгойского НГКМ. Объектами испытаний являлись растворы Megadril, отобранный на скважине № 2032 Северо-Уренгойского месторождения, где сервисной компанией являлось подразделение «M-I Swaco» и Полиэмульсан, отобранный на скважине № 4092 Северо-Есетинского месторождения, где сервисной компанией являлось подразделение ООО «Сервисный Центр СБМ» (табл. 1, 2).

Эксперименты по оценке влияния буровых растворов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) валанжинских отложений Уренгойского НГКМ выполнялись на установке FDES-645ZX1, разработанной совместно ООО «ТюменНИИгипрогаз» и Coretest Systems (США). Установка измеряет проницаемость колонки ядра до и после обработки буровым раствором.

Для проведения испытаний были сформированы две колонки из образцов ядрового материала, отобранного при бурении валанжинской скважины № 20400 Уренгойского НГКМ. Образцы ядра отобраны со сходными фильтрационными параметрами для максимально объективного сравнительного анализа влияния двух буровых растворов на значение коэффициента восстановления проницаемости.

Перед началом испытаний была проведена подготовка образцов ядрового материала путем определения их газопроницаемости при атмосферных условиях $K_{пр}$ и открытой пористости по гелию $K_{по(г)}$ (табл. 3).

На колонке №1, состоящей из двух образцов №5 и №13а со средней газопроницаемостью при атмосферных условиях 10,47 мД и средней пористостью 17 %, были проведены испытания раствора Megadril на колонке №2, состоящей

из двух образцов №6 и 21а со средней газопроницаемостью при атмосферных условиях 9,9 мД и средней пористостью 15,5 %, — раствора Полиэмульсан. Колонки помещали в специальный кернодержатель, в котором имитировалось пластовое эффективное давление (33 МПа) и температура (80°C). Для устранения эффектов, связанных с загрязнением торца и неполным проникновением фильтра, в установке реализована возможность измерения проницаемости на 5 различных участках колонки ядра с помощью боковых отводов давления (рис. 1). С торца В к кернодержателю подводится керосин, моделирующий пластовые флюиды, для измерения проницаемости и моделирования вызова притока, с торца А осуществляется омывание ядра буровым раствором. Перед началом эксперимента образцы насыщаются моделью пластовой воды (раствор NaCl с минерализацией 10 г/л).

Исследование выполнялось в три этапа.

Первый этап включал установку колонки образцов в кернодержатель, установление термобарических условий, прокачку через колонку 20–30 поровых объемов керосина в прямом направлении для создания остаточной водонасыщенности, и определение проницаемости по керосину.

Второй этап включал в себя динамическую циркуляцию бурового

Таблица 1

Технологические параметры проб исследуемых растворов на углеводородной основе

Состав раствора	ρ , кг/м ³	$U_{пр}$, В	СНС _{1/10} , дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	n	K , Па·с
«Megadril»	1140	170	38/47	108	64	0,84	3,32
«Полиэмульсан»	1022	340	15/20	45	28	0,83	1,42

Таблица 2

Анализ содержания водной, углеводородной и твёрдой фаз растворов «Полиэмульсан» и «Megadril»

Наименование показателя	«Megadril»	«Полиэмульсан»
Содержание твердой фазы, % объемн.	6,0	3,0
Содержание воды, % объемн.	40,0	28,0
Содержание углеводородной фазы, % объемн.	54,0	69,0

раствора по торцу колонки керн со стороны А с репрессией «на пласт» 3,45 МПа (500 Psi) и последующую выдержку для взаимодействия проникшего в керн фильтрата с горной породой.

Фильтрация бурового раствора осуществлялась в направлении, противоположном фильтрации керосина. Объем фильтрата раствора, проникшего в поровое

пространство, определялся по объему керосина, вышедшего со стороны В. Эксперимент продолжался до тех пор, пока в поровое пространство не профильтруется 1 поровый объем.

Третий этап включал моделирование вызова притока, очистку приствольной зоны и замер восстановленной проницаемости $K_{впр}$. Для этого выполнялась прокачка

через колонку керн 500 см³ (>10 поровых объемов) керосина со стороны В с перепадом давления 6,9 МПа.

Результаты исследований влияния РУО на проницаемость валанжинских отложений приведены в табл. 4.

Результаты исследований показывают, что средний коэффициент восстановления проницаемости для растворов Megadril и Полиэмульсан составил 0,973-0,981. При этом отмечено, что на первом участке колонки происходит снижение коэффициента восстановления проницаемости $K_{впр}$ до значения 0,847–0,905 за счет создания твердой фазой бурового раствора кольматационного экрана на торце керн. На 2–4 участках $K_{впр}$ восстанавливается полностью, что позволяет сделать вывод об отсутствии негативного влияния фильтрата бурового раствора на поровое пространство коллекторов.

Согласно проведенным исследованиям и полученным резуль-

Таблица 3
Свойства керновых материалов, использованных для испытания проб растворов на углеводородной основе

Номер образца	Литотип	$K_{по(н)}$, %	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Длина, мм	Диаметр, мм
<i>Колонка №</i>					
5	Песчаник	17,5	10,67	63,1	29,5
13а	Песчаник	16,8	10,27	44,3	29,5
<i>Колонка 2</i>					
6	Песчаник	15,2	11,18	63,5	29,5
21а	Песчаник	15,7	8,57	45,35	29,5

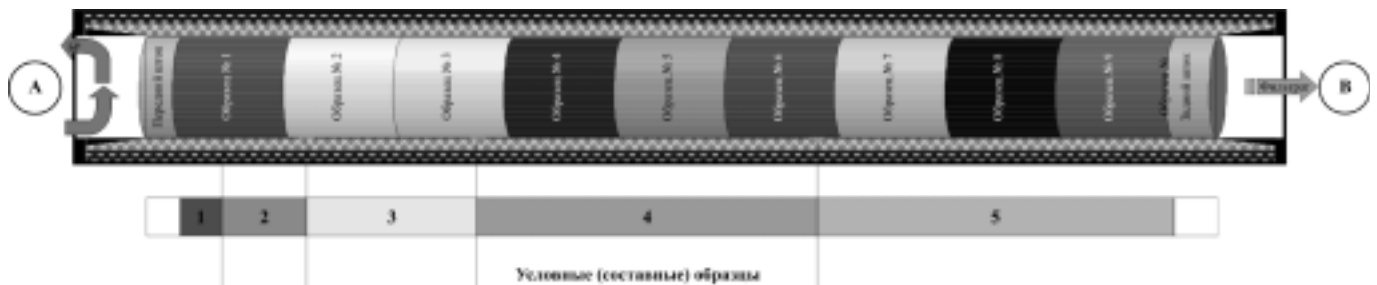


Рис. 1. Схема кернодержателя установки FDES-645ZX1

Таблица 4
Результаты исследования влияния проб растворов на коллекторские свойства кернов

Наименование раствора	Номер участка	Коэффициент восстановления проницаемости, $K_{впр}$	Средний коэффициент восстановления проницаемости
«Megadril»	1	0,847	0,973
	2	1,020	
	3	1,017	
	4	1,010	
«Полиэмульсан»	1	0,905	0,981
	2	1,010	
	3	1,006	
	4	1,002	

татам можно сделать вывод, что исследованные образцы буровых растворов практически не оказывают негативного влияния на коллекторские свойства ($K_{впр}$ достигает 97–98 % от начального значения) и позволяют рекомендовать их для использования при вскрытии валанжинских и других отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шишков С.Н. и др. Буровые растворы на неводной основе. Проблемы, перспективы развития и область применения // Бурение и нефть. — 2008. — № 3. — С. 26–29.
2. Заворотный В.Л. и др. Современные эмульсионные буровые растворы на углеводородной основе // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. — 2004. — № 3-4. — с. 73-78.