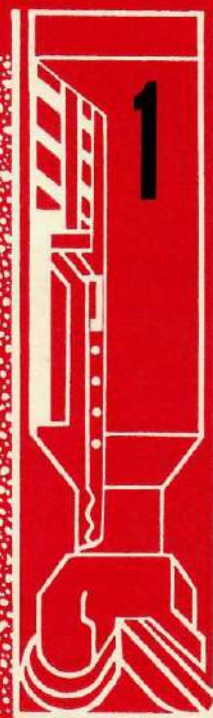


НЕФТЯНАЯ и ГАЗОВАЯ промышленность



КНЕВ—1977

УДК 622.245.4

ОБРАЩЕННЫЙ НЕФТЕЭМУЛЬСИОННЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ХЕМОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В. З. Лубан, Л. К. Мухин, Э. А. Оголихин, Л. И. Допилко, В. И. Неудачина,
В. В. Сережников
(УкргипроНИИнефть, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, Полтавское управление
буровых работ)

Для цементирования обсадных колонн в скважинах, пробуренных с применением известково-битумного раствора (ИБР) или гидрофобной эмульсии, был разработан обращенный нефтеэмульсионный цементный раствор (ОНЭЦР) [1]. Этот тип тампонажного раствора нашел применение при цементировании скважин, пробуренных в терригенных породах [2].

ОНЭЦР представляет собой гидрофобную эмульсию,готавливаемую по специальной технологии*.

Необходимость применения ОНЭЦР для цементирования скважин, бурившихся с применением ИБР, вызвана недостатками тампонажных растворов на водной основе:

обводнением пристволенной зоны, а следовательно, и ухудшением качества вскрытия продуктивных горизонтов;

уменьшением прочности пород, слагающих стенки скважины, что создает предпосылки для смятия ими обсадной колонны;

невозможностью получения прочного контакта цемента с солями в отдельных интервалах хемогенных отложений;

образованием непрокачиваемых смесей или флокуляции ИБР при смешивании растворов различной природы;

отсутствием сцепления между цементным камнем и колонной или стенкой скважины, покрытыми пленкой битума и гидрофобного ПАВ.

ОНЭЦР лишен этих недостатков, а поэтому его использование предопределено как геологическими условиями и задачами, стоящими перед скважиной, так и применением самого ИБР.

Исходя из сказанного, представляет большой интерес изучение возможности и особенности применения ОНЭЦР для крепления сква-

жин в хемогенных отложениях. С этой целью нами проведены исследования ОНЭЦР в следующих направлениях:

изучение возможности засолонения воды затворения и влияния его на свойства ОНЭЦР;

изучение растворимости солей при контакте с ОНЭЦР.

В обоих случаях готовили раствор соли определенной концентрации, на котором проводили затворение цемента с получением цементного раствора стандартной консистенции (растекаемость по конусу АзНИИ — 18 см). Полученный раствор эмульгировали в растворе высокоокисленного битума и сульфенола в дизельном топливе. Выделенную из эмульсии воду удаляли. Эмульсию (ОНЭЦР) дообработывали ПАВ и после тщательного перемешивания определяли плотность, растекаемость, фильтрационные потери. Затем, в первом случае, ОНЭЦР заливали в формы и помещали в автоклав на трое суток при температуре 140° С и давлении 200 кг/см². Извлеченные образцы разрушали, определяя предел прочности на сжатие. При тех же условиях определяли сроки схватывания ОНЭЦР.

Исследования показали (см. табл. 1):

добавки NaCl увеличивают время схватывания цемента и понижают прочность тампонажного камня. С увеличением количества NaCl в воде затворения растет вязкость ОНЭЦР;

малые добавки CaCl₂ (до 1% от веса цемента) вызывают резкое замедление сроков схватывания ОНЭЦР, в результате чего тампонажный камень из портландцемента и молотого шлака в диапазоне температур 20—160° С в течение трех суток не образуется. Увеличение добавок CaCl₂ вызывает обращение фаз эмульсии.

Улучшения параметров ОНЭЦР, имеющего водную фазу, насыщенную солями, вероятно, можно достигнуть применением более активных ПАВ.

* Оголихин Э. А., Мухин Л. К. и др. Способ приготовления обращенного нефтеэмульсионного раствора. — Авторское свидетельство № 502111, «Бюллетень изобретений и открытий» № 5, 1976.

Таблица 1

Данные исследований влияния солей на свойства ОНЭЦР

Номер раствора	Состав раствора	Плотность, г/см ³	Растекание, см	Фильтрация, см ³ /30 мин	Сроки схватывания час—мин		Предел прочности на сжатие, кг/см ²	Газопроницаемость, мд
					начало	конец		
1	Исходный	1,91	15,5	4,8	2,25	3,0	75,0	0,05
2	№ 1 + 9,8 г NaCl	1,91	15,0	10,5	3,20	6,3	54,5	0,09
3	№ 1 + 19,6 г NaCl	1,92	13,0	17,3	5,30	10,0	30,0	0,13
4	№ 1 + 29,4 г NaCl	1,92	Конус	25,0	12,00	—	15,0	—
5	№ 1 + 2,8 г CaCl ₂	1,91	15,5	1,5	12,00	Образец рыхлый		
6	№ 1 + 5,6 г CaCl ₂	Эмульсия неустойчива, происходит обращение фаз						

Примечание. 1. Состав исходного раствора: шлак молотый — 252 г, цемент для «горячих» скважин — 30 г, магнетит — 160 г, вода — 180 г, дизельное топливо — 115 мл, битум — 4,95 г, сульфол — 8 мл. Водоотделение составляет 108 мл. 2. Условия твердения: $T=140^{\circ}\text{C}$, $P=200\text{ кг/см}^2$.

Во втором случае насыщение водной фазы ОНЭЦР проводили только NaCl, а цилиндрические образцы солей NaCl и KCl устанавливали внутри формы и заливали со всех сторон ОНЭЦР. Параллельно такие же образцы солей KCl помещались в формы и заливались со всех сторон цементным раствором на водной основе, имеющим ту же степень минерализации водной фазы. Заполненные таким образом, формы помещали в автоклав, где они выдерживались в течение трех суток при температуре 120°C и давлении 200 кг/см^2 . Затем образцы тампонажного камня разрушали и извлекали образцы солей.

Исследования показали (см. табл. 2), что разница в весе даже высокорастворимых солей, находящихся в ОНЭЦР, не превышала 3%. Контакт камня с солями плотный. Сцепление камня из ОНЭЦР с солями и металлом (удельное усилие для отрыва) хорошее (с металлом — 9,8; с металлом, покрытым пленкой ИБР, — 8,2; с галитом — $6,4\text{ кг/см}^2$). При выпрессовке металлических стержней разрушение происходило не по контакту, а по тампонажному камню.

Образцы KCl, находящиеся в твердеющем цементном растворе на водной основе, в зависимости от степени минерализации водной фазы потеряли от 23,5 до 31,7% веса. Контакт тампонажного камня с солями практически отсутствовал, величина зазора между цементом и солью составляла от 1 до 5 мм. Такая разница в растворимости солей связана с тем, что в цементном растворе на водной основе более 50% воды, взятой на затворение цемента, не идет на гидратацию минерального вяжущего и остается в поровом пространстве тампонажного камня. В результате взаимодей-

ствия этой воды с солями на стенках скважины происходит растворение солей, что приводит к образованию зазора между тампонажным камнем и породой.

В ОНЭЦР вода находится в виде глобул, покрытых пленкой ПАВ, и не имеет непосредственного контакта с породой. Вследствие этого растворение солей идет только в результате диффузии через пленку углеводородной жидкости и ПАВ. Одновременно идут процессы образования тампонажного камня, приводящие к уменьшению количества свободной воды. Все это предотвращает растворимость солей.

Таким образом, анализируя полученные результаты и принимая во внимание, что ОНЭЦР содержит по сравнению с цементными растворами значительно меньше воды и вода в нем эмульгирована, можно рекомендовать

Таблица 2

Растворимость солей в ОНЭЦР

Номер раствора	Состав раствора	Потери веса образцов, %	
		NaCl	KCl
1	Исходный	0,5	2,80
2	№ 1 + 64 г NaCl	0,3	2,17
3	№ 1 + 128 г NaCl	0,2	1,53
4	Цемент УЦГ-2 — 1200 г + вода — 380 мл	—	31,73
5	№ 4 + 64 г NaCl	—	27,93
6	№ 4 + 128 г NaCl	—	23,53

Примечание. 1. Состав исходного раствора: цемент УЦГ-2 — 1200 г, вода — 380 мл, дизельное топливо — 274 мл, сульфол — 30 мл. Водоотделение составляет 290 мл. 2. Условия твердения: $T=120^{\circ}\text{C}$, $P=200\text{ кг/см}^2$.

ОНЭЦР для цементирования обсадных колонн в хемогенных отложениях без предварительного насыщения солью водной фазы.

Промышленные испытания ОНЭЦР были проведены при цементировании 245-мм обсадной колонны, перекрывающей хемогенные отложения девона на скв. 51 Сагайдакской площади. Разрез скважины кроме хемогенных пород характеризуется наличием пластичных глин и газопроявляющего горизонта на глубине 3444 м с аномально высоким пластовым давлением (750 кг/см^2).

Спуск колонны осуществлялся тремя секциями в интервалах 4436—3343, 3343—2548, 2548—0 м.

Первые две секции были зацементированы ОНЭЦР, а верхняя — в обсаженном стволе — обычным портландцементным раствором на водной основе.

Перед цементированием скважина была заполнена ИБР с плотностью $2,10\text{--}2,12 \text{ г/см}^3$. Статическая температура на забое 118°C , давление 945 кг/см^2 , статическая температура на глубине 3343 м 108°C , давление 705 кг/см^2 .

ОНЭЦР готовили параллельно со спуском обсадной колонны по следующей технологии.

На пункте эмульгирования (см. рисунок) цементировочным агрегатом 2 из емкости 1 в емкость 4 подавали расчетное количество дизельного топлива и $\frac{3}{4}$ от расчетного количества сульфанола. Раствор тщательно перемешивали цементировочными агрегатами 2 и 5.

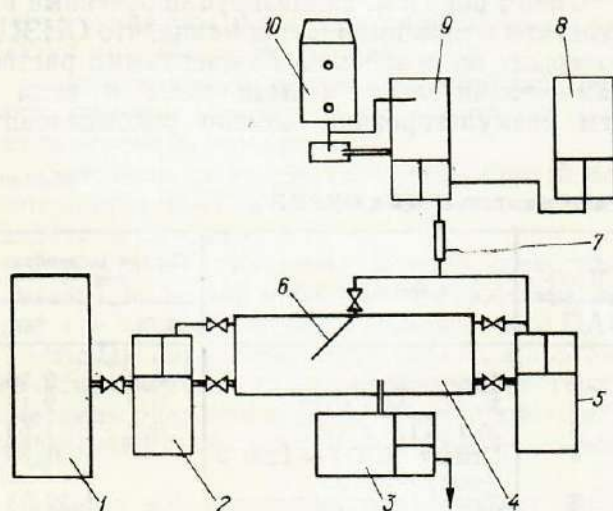


Схема расположения оборудования при приготовлении ОНЭЦР:

1 — емкость для дизельного топлива; 2, 5 — агрегаты для эмульгирования; 3 — агрегат для закачки воды; 4 — емкость для эмульгирования; 6 — гидромонитор; 7 — диспергатор; 8 — агрегат для подачи воды; 9 — агрегат для затворения цемента; 10 — СМН-20.

На пункте приготовления цементного раствора, расположенном несколько в стороне от пункта эмульгирования, по обычной методике при помощи цементировочного агрегата 9 и цементосмесительных машин 10 готовили цементный раствор стандартной консистенции, который при помощи агрегата 9 подавали через диспергатор 7 в нагнетательную линию агрегата 5, где происходило его эмульгирование.

Режим работы агрегатов 5 и 9 отрегулировали таким образом, что производительность агрегата 5 была в два раза больше, чем агрегата 9. Изменение соотношений может привести к обращению фаз эмульсии. После эмульгирования расчетного количества цементного раствора в емкости 4 за счет коагуляции дисперсной фазы и действия гидрофобного ПАВ происходило выделение части воды из эмульсии. Из-за разности плотностей вода собиралась над эмульсией и откачивалась цементировочным агрегатом 3. Приготовление ОНЭЦР заканчивалось после введения дополнительной порции сульфанола ($\frac{1}{4}$ от расчетного количества) и тщательного перемешивания через гидромонитор 6 при помощи агрегата 5. Приготовленный ОНЭЦР откачивался в запасные емкости, где хранился до закачки в скважину (обычно 2—4 суток).

Для цементирования первой секции было приготовлено 32 м^3 ОНЭЦР со следующими параметрами: плотность — $2,10\text{--}2,12 \text{ г/см}^3$, растекаемость — $14,5 \text{ см}$, время начала схватывания — 9 ч , время начала загустевания в консистометре КЦ-3 при тех же условиях — $2 \text{ ч } 45 \text{ мин}$, время окончания загустевания (вязкость 40 пз) — $3 \text{ ч } 30 \text{ мин}$, прочность камня трехсуточного возраста — 44 кг/см^2 на сжатие и $15,2 \text{ кг/см}^2$ на изгиб.

В состав ОНЭЦР входили следующие компоненты (расход реагентов на 1 м^3 ОНЭЦР без учета потерь): УЩЦ-1-120 — 1340 кг , дизельное топливо — 373 л , барит — 272 кг , сульфанола — $22,5 \text{ кг}$, хромпик — $0,44 \text{ кг}$, вода — 568 л . Водоотделение составляло 386 л .

Шихтовка УЩЦ-1-120 и барита производилась при загрузке цементосмесительных машин.

При цементировании буферные жидкости между ОНЭЦР и ИБР не применялись. При смыве ОНЭЦР с первой секции последний обнаружить не удалось. Однако при подготовке скважины к спуску второй секции тампонажный камень из ОНЭЦР был обнаружен в голове первой секции.

Вторая секция обсадной колонны была зацементирована аналогично первой. Рецепт ОНЭЦР отличался от описанной выше тем,

что из ее состава был исключен хромпик, в связи с тем, что пластовые температуры в этом интервале были ниже, чем в предыдущем.

Для проведения качественного цементирования третьей секции в процессе подготовки скважины плотность ИБР была снижена с 2,10—2,12 до 1,8—1,82 г/см³ путем разбавления ИБР раствором с плотностью 1,5 и 1,1 г/см³. Перед цементным раствором в скважину была закачана буферная жидкость, состоящая из 10 м³ ИБР с плотностью 1,2 г/см³, обработанного дополнительно 2% сульфонола и СМАД-1 и 10 м³ воды, из которых первые 5 м³ были обработаны 2% сульфонола.

Применение такой буферной жидкости позволило избежать образования непрокачиваемых смесей и частично удалить с обсадных

труб адгезионную корку ИБР. Цементирование прошло без осложнений.

Цементирование всех секций прошло успешно, а результаты испытания колонны на герметичность показали хорошее качество крепления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оголихин Э. А., Мухин Л. К. и др. Методы регулирования свойств обращенных нефтемulsionных цементных растворов. — «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», 1974, № 3, М., ВНИИЭгазпром.
2. Оголихин Э. А., Мухин Л. К. и др. Применение обращенного нефтемulsionного цементного раствора для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе. — Сб. «Бурение», 1974, № 2, М., ВНИИОЭНГ.

УДК 622.24.003.1

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

М. И. Барановский, В. П. Оноприенко, Ю. С. Волков, Г. И. Овсенко
(УкрГИПРОНИИнефть)

Бурение малопродуктивных скважин на новых и на эксплуатируемых месторождениях в большинстве случаев экономически оправдано. Однако, как показал анализ, некоторые нефтедобывающие предприятия бурят малопродуктивные скважины без достаточного экономического обоснования. Бурение малодебитных скважин приводит к нерациональному расходованию значительных материальных и трудовых ресурсов. Это в определенной степени вызвано тем, что до настоящего времени не разработаны методические положения и инструкции, которые позволяли бы без особых затруднений определять экономическую целесообразность бурения отдельных скважин как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых малопродуктивных месторождениях.

В связи с этим нами предлагается метод экономической оценки бурения малопродуктивных скважин, в основу которого положены минимально экономически допустимые отборы нефти и газа и среднесуточные дебиты на одну пробуренную эксплуатационную скважину с учетом газового фактора и обводненности добываемой нефти.

Минимально экономически допустимый уро-

вень добычи нефти и газа на одну скважину Q (тыс. т) за период разработки определяется из равенства

$$QC_{\text{пр}}^{\text{н}} = A_{\text{скв}} + A_{\text{пр.о.с}} + (3_{\text{к.р}} + 3_0) \cdot T + \frac{3_{\text{п}}Q}{K_{\text{н}}} + \Pi_{\text{н}} \quad (1)$$

откуда

$$Q = \frac{A_{\text{скв}} + A_{\text{пр.о.с}} + (3_{\text{к.р}} + 3_0)T + \Pi_{\text{н}}}{C_{\text{пр}}^{\text{н}} + \frac{3_{\text{п}}}{K_{\text{н}}}} \quad (2)$$

где $QC_{\text{пр}}^{\text{н}}$ — валовая продукция, тыс. руб.;

$C_{\text{пр}}^{\text{н}}$ — предельно допустимая оптовая цена на нефть, руб/т;

$A_{\text{скв}}$ — амортизация эксплуатационной скважины на восстановление, равная за период эксплуатации стоимости ее строительства K_6 , руб., то есть $A_{\text{скв}} = K_6$;

$A_{\text{пр.о.с}}$ — амортизация прочих основных средств, равная за период эксплуатации их первоначальной стоимости K_{06} , тыс. руб.;