

УДК 622.276:658.58



## ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВОГО СОСТАВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

А.А.Гаджиев<sup>1</sup>, Е.К.Толенберген<sup>2</sup>  
(<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз», <sup>2</sup>АО «КазНИПИМунайГаз»)

Одним из распространенных методов борьбы с пескопроявлением является крепление призабойной зоны скважины (ПЗЗ) различными тампонажными составами. В статье рассматриваются результаты лабораторных исследований по созданию нового тампонажного состава отличающегося тем, что он дополнительно содержит замедлитель схватывания и нанопорошок легкого цветного металла. Показано, что разработанный состав по своим основным характеристикам (прочность, проницаемость, время схватывания и др.) значительно превосходит существующие составы. Также приводятся результаты опытно-промышленного внедрения предложенного состава. Мероприятия по внедрению состава были проведены на нефтедобывающих скважинах №№1133, 2317 НГДУ «Нефт Дашлары». В результате в течении 6 месяцев было дополнительно добыто 704 тонны нефти.

**Ключевые слова:** тампонажный состав, крепление призабойной зоны скважины, пескопроявление скважин.

**E-mail:** aliabas.haciyev@socar.az

**DOI:** 10.5510/OGP20150400258

При разработке месторождений сложенных слабоцементированными породами, часто наблюдается вынос песка. Одним из распространенных методов борьбы с пескопроявлением является крепление призабойной зоны скважины (ПЗЗ) различными тампонажными составами [1-4]. Не смотря на множество разработок все эти составы, обладают рядом недостатков, такими как: высокая структурная вязкость тампонажного раствора, низкая пористость, проницаемость и прочность на сжатие образующегося цементного камня и т.д.

Известен газоцементный состав, включающий тампонажный цемент, алюминиевую пудру, смешанный комплекс аммонийно-натриевых солей аминокислот (СКАСАК) и воду для предотвращения выноса песка и снижения водопритока в добывающие скважины [3].

Недостатками состава являются преждевременное газовыделение и повышенное динамическое сопротивление сдвигу, что приводит к низкой растекаемости тампонажного раствора и потере его подвижности.

Также известен, тампонажный раствор, содержащий тампонажный портландцемент, кварцевый песок, силикат натрия и воду [4].

Недостатком состава является снижение пористости и проницаемости образующегося цементного камня.

Наиболее эффективный известный состав для крепления призабойной зоны скважин в слабоцементированных пластах состоящий из цемента, водного раствора силиката щелочного металла, хлористого натрия, алюминиевого порошка и воды [7].

Недостатком указанного состава являются неудовлетворительные технологические свой-

ства, обусловленные преждевременным газовыделением и повышенным динамическим сопротивлением сдвигу, что приводит к потере подвижности раствора и повышению его структурной вязкости.

Эти процессы происходят за счет взаимодействия жидкого стекла с алюминиевым порошком (совместно с гидроксидом кальция) с образованием водорода и комплексной соли гидроалюминита натрия. Промежуточным продуктом этих реакций является гидроксид алюминия, обуславливающий образование первоначальной коагуляционной алюминатной структуры, что в конечном итоге осложняет работу оборудования и не обеспечивает возможность применения состава при умеренных температурах ввиду невозможности его прокачивания в зону цементирования. Кроме того, преждевременное газовыделение приводит к частичной потере порового давления раствора, при этом понижаются пористость и проницаемость образующегося цементного камня.

Учитывая вышеуказанные недостатки известных тампонажных составов, разработка композиции, обладающей лучшими характеристиками, является весьма актуальной [3-7].

С этой целью в лабораторных условиях разработан тампонажный состав, включающий цемент марки М-400, нанопорошок легкого цветного металла с размером частиц 50-100 нм, водный раствор силиката щелочного металла и дополнительно содержит замедлитель схватывания цемента.

Для анализа эффективности разработанного тампонажного состава были проведены многочисленные лабораторные испытания по определению растекаемости, прочности и времени схватывания.

Таблица 1

Сравнительные данные основных показателей  
тампонажных растворов и цементного камня

№	Количество компонентов %						Текучесть, 10 <sup>-2</sup> , м	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Время схватки при 50-100 °С, час-минут		Предел прочности через 2 дня, МПа		Проницаемость цементного камня, мД	Пористость цементного камня, %
	Цемент	Вода	Водный раствор силиката щелочного металла	Нанопорошок легкого цветного металла	Хлористый натрий	Замедлитель схватывания			Начало	Конец	Против изгибаемости	Против сжимаемости		
Цемент без добавок														
1	66.67	33.33	-	-	-	-	21.7	1879	1-49	4-36	4.7	9.8	197.0	45.1
Предлагаемый состав														
2	60.1476	39.0960	0.7518	0,0046	-	0.00015	22.5	1810	2-25	5-55	5.2	10.2	200.2	47.8
Прототип														
1	64.6	32.3	1.55	0.13	1.29	-	20.5	1775	2-41	4-25	4.7	9.3	192.4	45.5

Тампонажный состав для крепления слабосцементированных пород призабойной зоны скважин готовится размешиванием нанопорошка легкого цветного металла в сухом цементе и смешиванием нужного количества водного раствора силиката щелочного металла и замедлителя схватывания с рассчитанным объемом воды.

Основные свойства тампонажного состава (растекаемость, плотность и время схватывания) в лабораторных условиях определялись на специальных приборах. Растекаемость тампонажного состава определяли с помощью «конуса» АзНИИ по ГОСТу 26798.1-96. Плотность состава измеряли пикнометрическим методом по ГОСТу 22524-77. Сроки схватывания тампонажного раствора определяли на приборе «Вика» по ГОСТу 310.3-76.

После отвердевания тампонажного камня в течении 48 часов определялись пористость методом Преображенского и проницаемость по жидкости (воде) на специальном оборудовании, а испытания на сжатие и изгиб проводились по ГОСТу 26798.1-6, ГОСТу 26798.2-96 (табл.1).

Из таблицы видно, что предлагаемый тампонажный материал по ряду показателей превосходит прототип: а именно, по пределу прочности по сжимаемости и изгибаемости, а также по проницаемости и пористости образовавшегося цементного камня. Если учесть еще тот факт, что нанопорошка легкого цветного металла, используемого в предлагаемом составе, требуется по

сравнению с прототипом в сотни раз меньше, то это свидетельствует о дороговизне прототипа и превосходстве предлагаемого состава и по себестоимости.

Для изучения эффективности разработанного тампонажного материала были проведены промышленные испытания на нефтедобывающих скважинах №№1133, 2317 НГДУ «Нефт Дашлары».

В промышленных условиях технологические операции производятся в следующей последовательности. После спуска в скважину цементировочных труб так чтобы башмак их находился на уровне 10 метров выше верхних отверстий фильтра, устье скважины оборудуется цементировочной головкой, позволяющей осуществить прямую и обратную промывку ствола скважины. К цементировочной головке присоединяют трубопровод от цементировочного агрегата. В течении определенного времени при закрытом кране на выкиде путем закачки в скважину воды проверяется приемистость пласта. Для ограничения контакта тампонажного состава с имеющейся в заливочных трубах водой до и после ее закачки в скважину применяется буферная жидкость (легкая нефть).

Приготовленный в цементной мешалке тампонажный состав с помощью цементировочного агрегата закачивается в призабойную зону скважины. Далее закачивая воду в цементировочные трубы на максимальной скорости агрегата при

Результаты промысловых испытаний нового тампонажного состава

Таблица 2

Скважина, №	Участок, №	Горизонт	Фильтр, м	Забой, м	Нефть, т/сут		Вода, м <sup>3</sup> /сут		Дополнительно добыто нефти, т
					До	После	До	После	
№1133	3	КС-5	1166-1134	1167	2.0	3.0	-	-	644.0 за 9 месяцев
№2317	5	ПК	1774-1767	1178	5.0	15	5.0	1.0	60.0 за 1 месяц

закрытом кране продавливают цементный раствор в пласт. После продавки тампонажного материала открывают кран на выкиде, промывают скважину методом обратной промывки от излишнего цементного раствора, поднимают трубы на 100 метров выше фильтра и ожидают затвердения цементного раствора в течение двух суток.

Расчет объема тампонажного раствора и продавочной жидкости производится в соответствии с принятыми стандартами по следующим формулам:

Объем тампонажного раствора:

$$V=0.785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot h \cdot m + 0.785 \cdot d_1^2 \cdot h_1 \quad (1)$$

Для цементного стакана:

$$V=0.785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot h \cdot m \quad (2)$$

Объем продавочной жидкости:

$$V=0.785 \cdot (d_2^2 L - d_1^2 l) \quad (3)$$

Для практических расчетов объема тампонажного раствора может быть использована следующая формула:

$$V=0.8 \cdot (D^2 - d^2) \cdot h \cdot m \quad (4)$$

где:  $D$  – диаметр зоны крепления, м;  
 $d$  – диаметр эксплуатационной колонны, м;  
 $d_1, d_2$  – внутренний и внешний диаметры эксплуатационной колонны, м;

$h$  – мощность фильтра скважины, м;

$h_1$  – высота цементного стакана, м;

$m$  – пористость пласта в зоне крепления, %;

$L, l$  – длина заливочных труб, м.

Для коллекторов характеризуемых сильно выраженной дренированностью призабойной зоны скважин принимается  $m = 0.7-1.0$ , в остальных случаях  $m = 0.5$ .

Технология крепления ПЗС с помощью разработанного тампонажного состава была успешно применена на двух скважинах НГДУ «Нефт Дашлары».

В НГДУ «Нефт Дашлары» на участке №3 в околоствольной зоне скважины №1133, рабо-

тающей с платформы № 1063, были проведены ремонтно-восстановительные работы по креплению ствола скважины, с использованием разработанного тампонажного состава.

Перед проведением мероприятий был изучен и взят под контроль режим работы скважины. Так, если с января 2014 года скважина работала с производительностью 2.0-3.0 т/сут, то уже в феврале, в продукции скважины постепенно стало увеличиваться количество воды и глины, наблюдалось интенсивное пескопроявление, происходили и другие осложнения. Скважина была остановлена на капитальный ремонт, который был осуществлен в период с 19/02/2014г. по 27/02/2014г. Проведенные ремонтно-восстановительные работы не имели эффекта. В связи с этим 05/03/2014г. для крепления ПЗС был использован разработанный тампонажный состав.

При проведении технологической операции на глубину интервала 1161-1164 м были спущены 2.5" насосно-компрессорные трубы (НКТ) и проведена промывка. При давлении 2.0-2.5 МПа произошло поглощение. НКТ были спущены до глубины 1124 м и было произведено крепление новым тампонажным раствором при давлении продавки  $P_1 = 2.0$  МПа и конечном давлении  $P_2 = 7.0$  МПа и в течении 48 часов скважина находилась в покое в связи с ожиданием затвердевания закачанного состава. После затвердевания тампонажной массы НКТ были спущены до глубины 1145 м и произведена промывка ПЗС до глубины 1146 м. При давлении 2.0-2.5 МПа произошло поглощение. Подвеска I-го ряда - 2.5" НКТ в скважине была уменьшена и составила 1135 м, после чего скважина была передана в освоение. В период освоения продукция скважины в среднем составила 2.0 т/сут, затем стабилизировалась на значении 3.0 т/сут.

В июле 2014 года были проведены подземные работы в связи повреждением НКТ. После ремонта НКТ продукция скважины стабильно составляет 3.0 т/сут. В результате проведенных технологических мероприятий, за 9 месяцев 2014 года было добыто 644.0 т дополнительной нефти (табл.2).

В НГДУ «Нефт Дашлары» на участке №5 в околоствольной зоне скважины №2317, работающей с платформы №741, также были проведены

ремонтно-восстановительные работы по креплению ствола скважины, с использованием разработанного тампонажного состава на цементной основе.

В результате изучения режима работы скважины выяснилось, что в работе скважины №2317, производительность которой прежде составляла 10 т/сут, появились осложнения, связанные с уменьшением производительности и увеличением воды, глины и песка в добываемой продукции. Учитывая это, в январе 2015 года после проведения перфорационных работ был произведен возврат скважины с горизонта КС<sub>1</sub> на горизонт КС<sub>2</sub>. После проведения текущих ремонтных работ скважина была передана в освоение. Замеры производительности скважин показали, что первичная добыча нефти составила 0.1 т/сут, а воды 8.0 м<sup>3</sup>/сут. К февралю 2015 года производительность скважины достигла 1 т/сут. В марте дебит нефти составил 8.0 т/сут, а воды 7.0 т/сут. По истечении некоторого времени, в связи с интенсивным песко- и водопроявлением, производительность скважины снизилась до следующих показателей: дебит нефти составил - 5.0 т/сут, а воды 5.0 м<sup>3</sup>/сут. Для ликвидации воз-

никших осложнений 27/04/2015г. для крепления ПЗС был использован разработанный тампонажный состав.

В скважине были подняты НКТ II-го ряда и после спуска НКТ I-го ряда были произведены работы по креплению ПЗС при давлении продавки P<sub>1</sub> = 2.0 МПа и конечном давлении P<sub>2</sub> = 5.0 МПа после чего скважина находилась в покое в течении 48 часов в связи с ожиданием затвердевания закачанного состава. После затвердевания тампонажной массы и соответствующих технологических операций скважина была передана в освоение. Начиная с мая 2015 года, производительность скважины стабилизировалась, составив по нефти - 15 т/сут, по воде - 1 м<sup>3</sup>/сут. Только по этой скважине к июлю 2015 года было добыто 60.0 т дополнительной нефти, (табл.2).

В результате испытания нового тампонажного состава для крепления слабощементированных пород на двух скважинах в НГДУ «Нефт Дашлары» дополнительно добыто 704 т нефти (эффект продолжается). В настоящее время обе скважины №№1133, 2317 эксплуатируются с производительностью по нефти 3.0 т/сут и 12-14 т/сут соответственно.

*Авторы выражают благодарность член-корреспонденту НАН Азербайджана, доктору технических наук, профессору Б.А.Сулейманову по инициативе которого были проведены эти исследования.*

#### Литература

1. А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1986.
2. Ю.М.Басарыгин, В.Ф.Будников, В.И.Щербинин и др. Способ крепления призабойной зоны скважины //Патент РФ № 2196220, 2000.
3. А.А.Перейма, К.М.Тагиров, В.И.Ильев. Газоцементный состав //Патент РФ № 2059059, 1996.
4. А.Б.Сулейманов, К.К.Мамедов, А.М.Ширинов и др. Тампонажный раствор //А.с. СССР № 1726731, 1989.
5. Н.В.Прокшина, В.Н.Павлычев, В.Г.Уметбаев и др. Тампонажный состав //Патент РФ № 2154728, 2000.
6. В.П.Овчинников, Н.А.Аксенова, П.В.Овчинников. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: учебное пособие для ВУЗов. Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2011.
7. А.И.Булатов, П.П.Макаренко, В.Ф.Будников и др. Теория и практика заканчивания скважин. М.: Недра, 1998.

#### References

1. A.Kh.Mirzadzhanzade, I.M. Ametov, A.M.Khasaev, V.I.Gusev. Oil production technology and equipment. M.: Nedra, 1986.
2. Ju.M.Basarygin, V.F.Budnikov, V.I.Shcherbinin, et al. Method of stabilizing bottom-hole formation zone //RU Patent No. 2196220, 2000.
3. A.A.Perejma, K.M.Tagirov, V.I.Il'jaev. Gas-cement compound //RU Patent No. 2059059, 1996.
4. A.B.Suleymanov, K.K.Mamedov, A. M. Shirinov, et al. Cement slurry //SU Patent № 1726731, 1989.
5. N.V.Prokshina, V.N.Pavlychev, V.G.Umetbaev, et al. Grouting mortar //RU Patent No. 2154728, 2000.
6. V.P.Ovchinnikov, N.A.Aksenova, V.P.Ovchinnikov. Physico-chemical processes of hardening, work in the well and corrosion of cement stone: training manual for universities. Tyumen: Publishing house «Oil and gas University», 2011.
7. A.I.Bulatov, P.P.Makarenko, V.F.Budnikov, et al. The theory and practice of well completion. M.: Nedra, 1998.

### Field tests of new composition for stabilizing weak producing formation

*A.A.Hajiyev<sup>1</sup>, E.K.Tolepbergenov<sup>2</sup>*  
(<sup>1</sup>«OilGasScientificResearchProject» Institute,  
<sup>2</sup>JSC «KazNIPIMunayGaz»)

#### Abstract

Processing of associated petroleum gas is of great interest, as separated hydrocarbons are a valuable raw material for production of various chemical products. The paper presents results of laboratory tests on preparation of a new grouting composition characterized in that it comprises an extra retarder and light nonferrous metal nanopowder. Laboratory researches have shown that the developed composition is considerably superior to previous compositions due to basic performance (strength, permeability, setting time, etc.). Results of pilot implementation of the proposed composition are presented as well. It has been applied at oil producers №№1133, 2317, OGPU «Oil Rocks». As a result, 704 tons of incremental oil was produced within 6 months.

### Quyudibi zonanın zəif sementlənmiş süxurlarının bərkidilməsi üçün yeni tərkibin mədən sınaqları

*A.A.Haciyev<sup>1</sup>, E.K.Tolepbergenov<sup>2</sup>*  
(<sup>1</sup>«Neftqazelmütədqiqatlayihə» İnstitutu,  
<sup>2</sup>ŞC «QazNIPIMunayQaz»)

#### Xülasə

Qum təzahürlərinə qarşı mübarizənin geniş yayılmış üsullarından biri quyudibi zonanın müxtəlif tamponaj tərkibləri ilə bərkidilməsidir. Məqalədə tərkibində əlavə tutuşma ləngidicisinin və yüngül əlvan metal nanotozunun olması ilə fərqlənən yeni tamponaj tərkibin yaradılması üzrə laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri təqdim edilmişdir. Göstərilmişdir ki, işlənmiş tərkib öz əsas xassələrinə görə (möhkəmliyinə, keçiriciliyinə, tutuşma vaxtına və s.) mövcud tərkibləri əhəmiyyətli dərəcədə üstələyir. Həmçinin məqalədə təklif olunan tərkibin təcrübi-sənaye tətbiqinin nəticələri də göstərilmişdir. Tərkibin tətbiqi üzrə tədbirlər «Neft Daşlar» NQÇİ-nin 1133, 2317 №li neftçıxarma quyularında keçirilmişdir. Nəticədə 6 ay ərzində əlavə olaraq 704 ton neft hasil edilmişdir.