

УДК 622.245.422

В.М. Шамилов¹, e-mail: Valeh.Shamilov@socar.az; **Я.О. Сафаров¹**, e-mail: Yashar.Safarov@socar.az;**Ф.В. Шамилов²**, e-mail: Fail.Shamilov@mail.ru¹ Головной офис SOCAR (Баку, Азербайджанская Республика).² Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Баку, Азербайджанская Республика).

Изоляция посторонних вод с помощью наноструктурированного пеноцементного раствора

В статье рассмотрены проблемы, создаваемые посторонними водами в добывающих скважинах, научные основы разработки нанотехнологий в направлении решения этих проблем и результаты применения на промыслах.

Известно, что в процессе затвердевания цемента происходит снижение давления, создаваемого на устье скважины, до гидростатического давления, созданного водным столбом, а в некоторых случаях намного ниже. В то же время внутрь сформированного цементного камня по внутренним капиллярным каналам проникают пластовые воды, образуя там водные пояса. На более поздних стадиях затвердевания эти пояса превращаются в пустые каналы. Они, в свою очередь, становясь «проводниками» посторонних вод, способствуют образованию связи между пластом и стенкой скважины, что в дальнейшем приводит к нарушению герметичности.

В целях решения данной проблемы предлагается использовать наноструктурированный пеноцементный раствор (НСПЦР). Давление, создаваемое пузырьками воздуха внутри пеноцементного раствора, оказывает сопротивление движению жидкости по внутренним капиллярным каналам. Следовательно, во время затвердевания раствора давление в устье скважины не уменьшается. Камень НСПЦР не деформируется во время его формирования и после отверждения превращается в пористый непроницаемый каркас.

Ключевые слова: гидростатическое давление, водные пояса, эффект Жамена, наночастица.

.....

V.M. Shamilov¹, e-mail: Valeh.Shamilov@socar.az; **Ya.O. Safarov¹**, e-mail: Yashar.Safarov@socar.az;**F.V. Shamilov²**, e-mail: Fail.Shamilov@mail.ru¹ The head SOCAR office (Baku, Azerbaijan).² Azerbaijan State Oil and Industrial University (Baku, Azerbaijan).

Isolation Of Extraneous Water Using Nanostructured Foam Cement Mortar

The article considers the problems posed by extraneous water in producing wells. It also considers the scientific basis for the development of nanotechnology to solve these problems and the results of the application field and the results of its applying at the commercial deposits.

It is known that in the hardening process of cement there is a decrease in the pressure generated at the wellhead down to the hydrostatic pressure created by the water column, and in some cases a pressure decrease occurs much lower. At the same time, the reservoir water penetrates inside the cement stone formed by internal capillary channels, forming water belts there. In the later stages of solidification, these belts turn into empty channels. Becoming "the conductors" of external waters, the empty channels contribute to the formation of the connection between the formation and borehole wall, which further leads to the leakage.

To solve this issue the nanostructured foam-cement mortar (NFCM) is suggested to use. The pressure created by the air bubbles inside the foam-cement mortar, resists movement of fluid through the internal capillary channels. Therefore, during the solidification of the mortar, the pressure in the wellhead is not reduced. The NFCM stone is not deformed during its formation and after solidification becomes porous impermeable frame.

Keywords: hydrostatic pressure, water belts, Jamin effect, nanoparticles.

Одним из факторов, усложняющих эффективное использование потенциальных возможностей нефтяных и газовых месторождений в ходе их разработки, является нарушение режима эксплуатации скважин в результате проникновения в призабойную зону посторонних вод из верхних и нижних пластов.

Верхние воды попадают в скважину из-за низкого качества цементного кольца за эксплуатационной колонной, а также в результате его повреждения. Проникновение нижних вод в призабойную зону происходит из-за недостаточно надежной изоляции пластов при строительстве скважин или плохого качества цементного моста внутри эксплуатационной колонны при возвращении в верхние горизонты.

Для успешного решения этой проблемы должны быть тщательно изучены

глубина нахождения этих вод и их физико-химические свойства.

Используемые для этой цели технологии изоляции должны обеспечивать продавливание в пласт изоляционного материала в предназначенном объеме под высоким давлением (в допустимом пределе), а при промывке остатков материала предотвратить возможный приток из пласта в скважину и обеспечить поддержание скважины под давлением во время затвердевания. Изоляционные материалы должны обладать высокой текучестью, способностью проникать по микроканалам в пласт под давлением и, затвердевая в обводненной части, изолировать посторонние воды.

Начиная с ранних этапов развития нефтяной и газовой промышленности и до наших дней суспензии портландцемента широко используются как основной изоляционный материал при бурении

нефтяных и газовых скважин для крепления ствола скважины и изоляции пластов друг от друга. Для этого готовят цементные суспензии на нефтяной и водной основе и закачивают в пласт под давлением. Однако этот изоляционный материал, позже превращенный в твердую массу (камень), не может полностью предотвратить проникновение посторонних вод в скважину [1].

Так, цементный камень имеет поры в широком диапазоне размеров – от 10^{-9} до 10^{-3} м. Объединяясь, эти поры образуют проводящие каналы. В результате воздействия высокого давления и температуры размеры канала еще больше увеличиваются, приводя к увеличению проницаемости цементного камня [2]. В то же время добавление к цементному раствору замедлителей и других регулирующих пластификаторов приводит к ослаблению его прочностных свойств.

Ссылка для цитирования (for citation):

Шамилов В.М., Сафаров Я.О., Шамилов Ф.В. Изоляция посторонних вод с помощью наноструктурированного пеноцементного раствора // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 1–2. С. 52–56.

Shamilov V.M., Safarov Ya.O., Shamilov F.V. Isolation Of Extraneous Water Using Nanostructured Foam Cement Mortar. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 1–2, P. 52–56. (In Russian)

Календарь мероприятий 2017

VOSTOCK CAPITAL



1–3 марта 2017, Тюмень

III ежегодная серия технических визитов и интерактивных дискуссий
Строительство и модернизация НПЗ, ГПЗ и НХП



15–17 марта 2017, Москва

IV конгресс и выставка
Крупно- и малотоннажные СПГ проекты России



7–9 июня 2017,
Нидерланды

V ежегодная программа мастер-классов по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы



7–8 июня 2017,
Салехард

VI форум и выставка
Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала



5–6 июля 2017,
Владивосток

III Международный форум и выставка
Реализация новых проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока



1–2 ноября 2017, Москва

II ежегодная конференция и выставка
Генерация энергии 2017: инвестиции, строительство и модернизация



9 ноября 2017, Москва

IV конференция и выставка
Геологоразведка



23–24 ноября 2017,
Санкт-Петербург

XII стратегический конгресс
Транспортировка, переработка и торговля нефтью, СУГ и нефтепродуктами
XII тематическая конференция
Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной эксплуатации

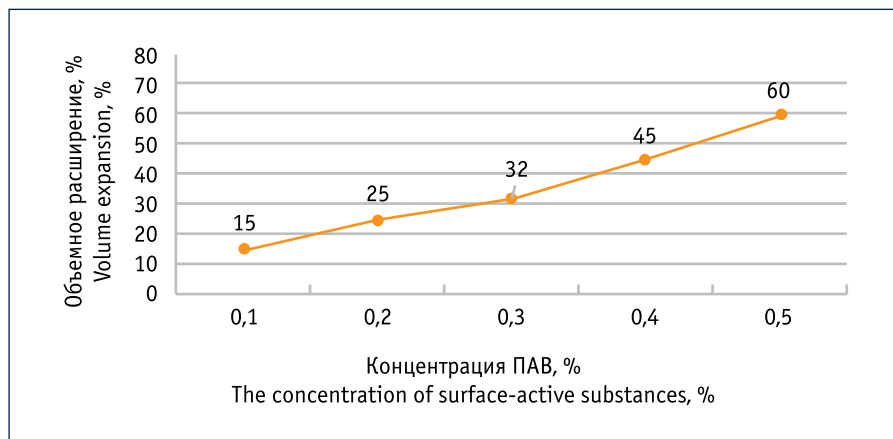


Рис. 1. Объемное расширение НСПЦР

Fig. 1. Volume expansion of NFCM

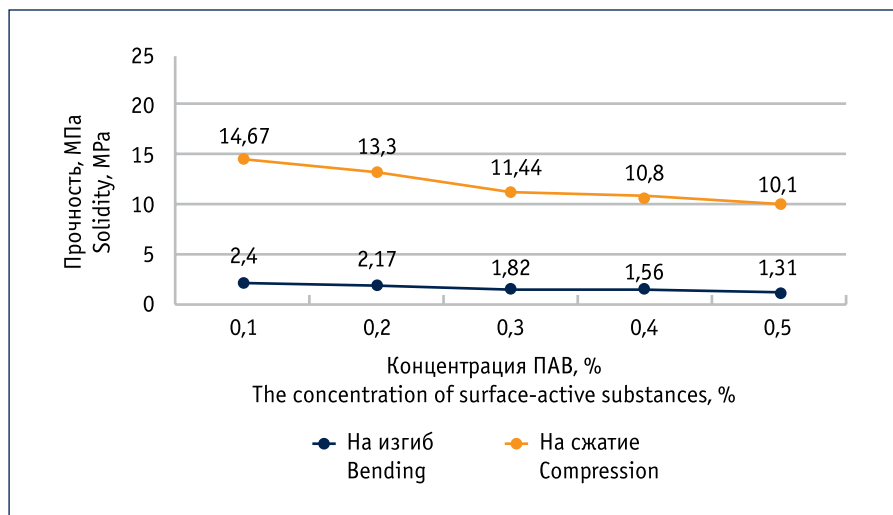


Рис. 2. Прочностные показатели камня НСПЦР

Fig. 2. Strength characteristics of NFCM stone

Известно, что во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) цементного раствора давление в кольцевом пространстве снижается до уровня гидростатического давления столба жидкости затворения и даже ниже. В этот момент в зацементированное кольцевое пространство может проникать пластовая жидкость, образуя там водные пояса. На поздних стадиях затвердевания эти пояса превращаются в пустые каналы и являются «проводниками» пластовых вод. Они создают связь между пластом и стенкой скважины, что приводит к нарушению герметичности крепи скважины [3].

Одним из способов решения данной проблемы является применение пеноцементных растворов. При формировании структуры пеноцементного камня

давление во время ОЗЦ не снижается. Этому способствуют находящиеся в объеме цементного раствора пузырьки воздуха. Они способны создавать дополнительное сопротивление движению жидкости в сформировавшихся капиллярах пеноцементного раствора и проводящих каналах пласта (эффект Жамена) [4].

В целях решения проблемы была приготовлена наносистема из композиции, состоящей из поверхностно-активного вещества (ПАВ) на основе протеинового эфира, оксиэтилидендифосфоновой кислоты (ОЭДФ) и наночастиц меди (Cu МНЧ). Исследовано влияние композиции на цементный раствор, и разработан новый наноструктурированный пеноцементный раствор (НСПЦР), образующий депрессионно-устойчивый

каркас, обладающий объемным расширением, высокой адгезией и минимальной проницаемостью.

Добавление Cu МНЧ к цементному раствору способствует увеличению начала схватывания до 70 %, прочности полученного цементного камня на сжатие – до 25 %, прочности на изгиб – до 55 %, на разрыв – до 5 % и на растяжение – до 35 % [5, 6].

Наличие ОЭДФ в составе продлевает затвердевание раствора до необходимой степени и повышает предел прочности сформированного камня на более позднем этапе. Ионы кальция, алюминия, кремния и железа, содержащиеся в цементном клинкере, вступая в химическую реакцию с активными функциональными группами в процессе гидратации, образуют циклическую структуру, что приводит к улучшению физическо-механических свойств цементного камня и уменьшению проницаемости в 2,0–2,5 раза [7–9].

В соответствии с эксплуатационными параметрами скважин, в которых применяли предложенную технологию, были выбраны концентрации ПАВ (при поддержании фиксированного количества других компонентов), изучены объемное расширение приготовленной жидкости, ее реология и физико-механические свойства образованного каркаса. Было установлено, что за счет изменения концентрации ПАВ в растворе от 0,1 до 0,5 % возможно увеличить объемное расширение от 15 до 60 % (рис. 1).

В процессе затвердевания объем НСПЦР остается неизменным, образуется камень того же размера. В соответствии с объемным расширением прочностные характеристики НСПЦР-каменя меняются: на изгиб – $3,45 \div 2,02$ МПа и на сжатие – $19,3 \div 13,29$ МПа (рис. 2).

При высоких значениях объемного расширения ($45 \div 60$ %) через 48 часов после затвердевания деформация составляет $0,7 \div 0,8$ %, и ни при каком случае образование трещин в камне не наблюдается. При увеличении пены в составе раствора процент пористости увеличивается, но ввиду отсутствия связи между пузырьками проницаемость в формирующемся каркасе уменьшается (таблица).

Изменение характеристик НСПЦР в процессе затвердевания в зависимости от концентрации ПАВ
 Changing NFCM characteristics in the solidification process, depending on the concentration of surface active substances

Концентрация ПАВ The concentration of SAS	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Текущность, см Flowability, cm	Время схватывания при температуре 75 °С, ч мин Time of the solidification at a temperature of 75 °C, hours		Объемная деформация (через 48 ч), % Volumetric strain (after 48 hours), %	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, MD
			Начало Beginning	Конец The end			
0,1	1,65	22	2.30	3.45	0,1	18,5	2,15
0,2	1,63	23	2.45	4.10	0,3	21,2	4,95
0,3	1,59	25	3.10	4.40	0,5	26,4	6,88
0,4	1,57	25	3.25	5.25	0,7	29,7	10,47
0,5	1,51	25	3.45	5.45	0,8	35,2	13,45

Технология была испытана на месторождениях Локбатан-Пула-Гушхана, Атешгях, Бузовна-Маштага, Нефт Дашлары-Пираллахы, достигнуты положительные результаты.

Выбранная для применения добывающая скважина № 1275 (фильтрационный интервал 1591÷1569 м) горизонта QÜG месторождения Бузовна была перфорирована 27.12.2012 г. и введена в эксплуатацию с дебитом 1,5 т/сут нефти, 6,5 м³ воды. В период эксплуатации из-за регулярного проникновения в забой скважины верхних вод с интенсивным пескопроявлением рабочий режим периодически нарушался, добыча была приостановлена. В течение последнего года проведение шести капитальных ремонтов, направленных на решение существующих в скважине проблем, оказалось безрезультатным (рис. 3).

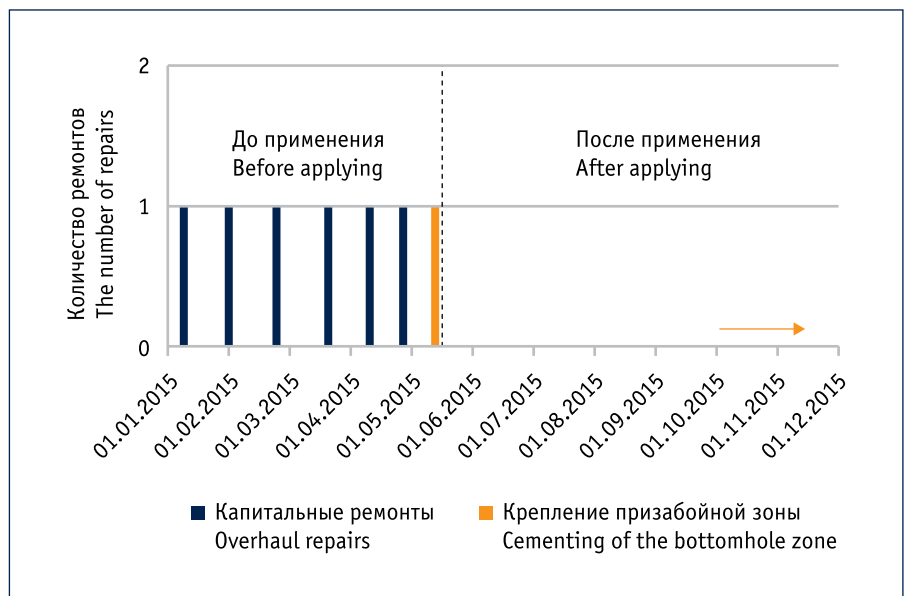


Рис. 3. Динамика капитальных ремонтов скважины № 1275
 Fig. 3. Dynamics of capital repairs of well No. 1275

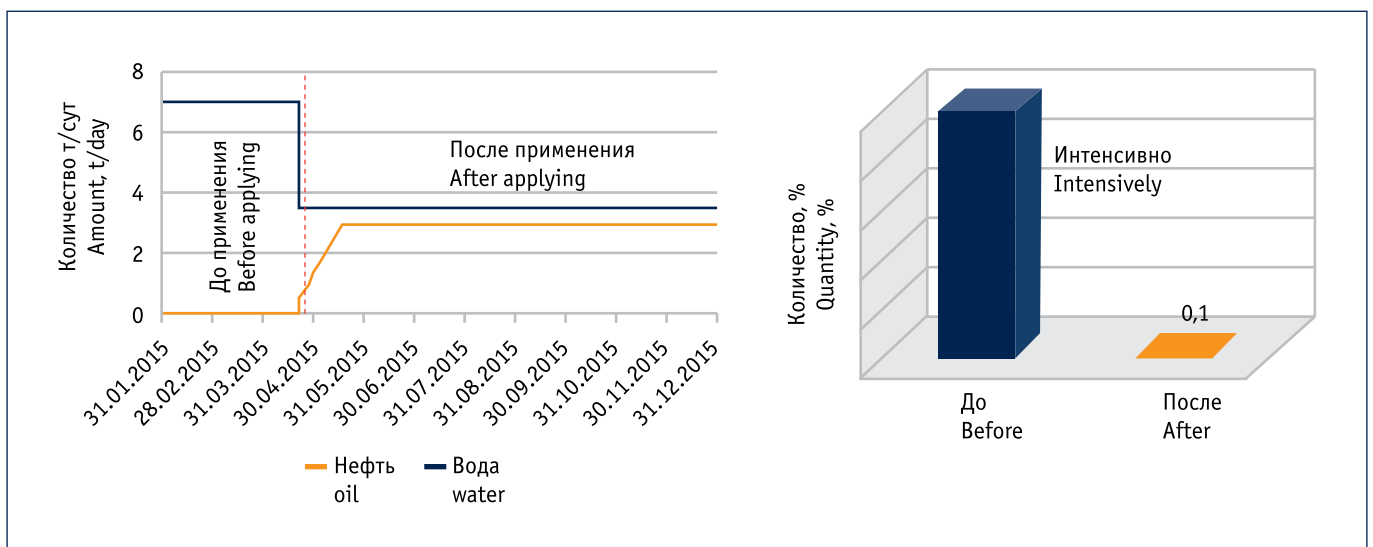


Рис. 4. Динамика дебита и содержания механических примесей в скважине № 1275
 Fig. 4. The dynamics of the output and content of mechanical impurities in the well No. 1275



с дебитом 2,6–3,0 т/сут нефти и 3,5 м³ воды. С применением нанотехнологии было предотвращено пескопроявление, изолированы посторонние воды (рис. 4).

Применение технологии целесообразно также для покрытия дефектов и повреждений в колоннах, предотвращения поглощений при бурении, при креплении скважин с аномально низким пластовым давлением.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, С ПРИМЕНЕНИЕМ НСПЦР:

- образован прочный каркас с высоким пределом прочности, минимальной проницаемостью и стойкий к воздействию агрессивных пластовых вод;
- изолированы посторонние воды;
- сокращены расходы по сбору, транспортировке и утилизации ежедневно добываемых пластовых вод;
- восстановлен естественный скелет призабойной зоны, из-за предотвращения пескопроявления межремонтный период увеличился с 60 до 250 дней.

С этой целью 23.04.2015 г. в скважине проводилась изоляция верхних вод с применением НСПЦР. После разбуривания цементного стакана в приза-

бойной зоне скважина была освоена без перфорации. За короткое время рабочий режим скважины был отрегулирован, скважина эксплуатируется

Литература:

1. Гусейнов Ф.А., Казимов Ш.П. Пластовые воды углеводородных залежей и технико-экономические показатели разработки. Баку, 2011. 245 с.
2. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. М.: Недра, 1987. 280 с.
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: Учеб. пособие для вузов. Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.
4. Василенко И.Р., Кузьмин Б.А. Восстановление герметичности крепи скважин в условиях поглощений на Усинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2006. Т. XX. С. 12–14.
5. Юсифзаде Х.Б., Шахбазов Е.Г., Кязимов Е.А. Нанотехнологии при бурении нефтяных и газовых скважин. Баку, 2014. 184 с.
6. Шамилов В.М., Гулиев И.Б., Сафаров Я.О., Гусейнов Ш.Ш. Разработка и внедрение закрепляющей наносистемы против пескопроявления из пласта // АНХ. 2014. № 11. С. 27.
7. Петров В.С. Регулирование свойств тампонажного раствора – камня с помощью добавок аминотриэтилфосфоновых комплексонов // Нефтегазовое дело. 2012. № 6. С. 46–52.
8. А/с 2014 0126. Облегченный тампонажный раствор / В.М. Шамилов, Ф.С. Исмаилов, И.Б. Гулиев. 29.02.2016 г. Бюлл. № 2.
9. Абдуллаев А.И., Гулиев И.Б., Багиров О.Э. и др. Перспективы применения новых технологий при цементировании нефтяных и газовых скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 4. С. 26–31.

References:

1. Guseynov F.A., Kazimov Sh.P. The Formation Waters Of Hydrocarbon Deposits And Technical And Economic Indicators Of Development. Baku, 2011, 245 pp. (In Russian)
2. Bulatov A.I., Danyushevsky V.S. Backfill Materials. Moscow, Nedra, 1987, 280 pp. (In Russian)
3. Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A., Ovchinnikov P.V. Physical And Chemical Processes Of Hardening, Works In The Well And The Corrosion Of Cement Stones – Textbook for universities. Tyumen, Publishing house «Oil and gas University», 2007. (In Russian)
4. Vasilenko I.R., Kuzmin B.A. Restoration Of The Tightness Of Cementing In Terms Of The Absorptions On The Usinskoye Field. Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry, 2006, Vol. XX, P. 12–14. (In Russian)
5. Yusifzade Kh.B., Shahbazov E.G., Kyazimov E.A. Nanotechnology In Drilling Oil And Gas Wells. Baku, 2014, 184 pp. (In Russian)
6. Shamilov V.M., Guliyev I.B., Safarov J.O., Guseinov Sh.Sh. Development And Integration Of Pinning Nanosystem Against The Appearance Of Sand From The Reservoir. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaistvo = Azerbaijani oil industry, 2014, No. 11, P. 27. (In Russian)
7. Petrov V.S. Regulation Of The Properties Of The Plugging Mortar – The Stone By The Supplements Of Aminomethylphosphonic Complexons. Neftgazovoe delo = Oil and gas business, 2012, No. 6, P. 46–52. (In Russian)
8. A/S 2014 0126. Light-Weight Backfill Mortar. Certificate of authorship of V.M. Shamilov, F.S. Ismailov, I.B. Guliyev. Publ. 29.02.2016, Bull. No. 2. (In Russian)
9. Abdullaev A.I., Guliyev I.B., Bagirov O.E. and etc. Prospects Of Application Of New Technologies When Cementing Oil And Gas Wells. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 4, P. 26–31. (In Russian)