

## Высокоэффективные методы селективной водоизоляции для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов



Р.А. Табашников



О.Д. Ефимов



Е.О. Гусева

### **Р.А. ТАБАШНИКОВ**

/ООО «КРС-СЕРВИС», г. Альметьевск/

### **О.Д. ЕФИМОВ, к.х.н.**

/ООО «Синергия технологий», г. Казань,  
*sin\_tech@mail.ru*

### **Е.О. ГУСЕВА**

/ООО «Синергия технологий», г. Казань,  
*sin\_tech@mail.ru*

Представлены высокоэффективные методы селективной водоизоляции для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов. Приведена информация по опыту их применения на месторождении Губкинского НГКМ. Комплексный подход при проведении водоизоляционных работ обеспечил образование монолитного водоизоляционного экрана. По результатам выполненных работ доказана стопроцентная эффективность разработанных мероприятий.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** подъем газоводяного контакта (ГВК), самозадавливание газовых скважин, водоизоляционные работ (ВИР), комплексная технология ВИР без глушения скважины с применением надувного пакера и кремнийорганического водоизоляционного материала, эмульсия на основе эмульгатора «Эксимол», специальный изоляционный материал (СИМ) «СилонВелл», кремнийорганический состав «Пласт-СТ»

ENG

## Highly Effective Methods of Selective Water Shut-off to Increase Oil Recovery from Productive Reservoirs

R.A. TABASHNIKOV  
/"KRS-SERVICE" LLC, Almetьевsk/  
O.D. EFIMOV, PhD,  
/"Synergy of Technologies" LLC, Kazan/  
E.O. Guseva  
/"Synergy of Technologies" LLC, Kazan/

The authors present the highly effective methods of selective water shut-off operations to increasing oil recovery from productive reservoirs and provide the information on the experience of their practical application at Gubkinskoye oil and gas field. An integrated approach to water shut-off operations ensured the formation of a monolithic water isolation barrier. Based on the results of the designed measures these operations proved their efficiency by one hundred percent.

**KEY WORDS:** Rise in gas-water contact (GWC), self-sealing of gas wells, water shut-off jobs (WSO), complex technology of WSO without well killing and with the use of an inflatable packer and organo-silicon water-isolating material, emulsion at the basis of "EXIMOL" emulsifier, "SilonWell" special isolating material (SIM), "Plast-ST" organo-silicon composition

**В** настоящее время на месторождении наблюдается совокупность таких факторов, как подъем газодляного контакта и снижение пластовой энергии по мере его выработки, которые, в свою очередь, способствуют самозадавлению газовых скважин и уменьшению дебита.

Для решения данной проблемы применяются стандартные методы водоизоляционных работ (далее – ВИР), которые сопровождаются глушением скважины и установкой цементного моста. В процессе проведения этих работ действующий интервал перфорации находится под влиянием жидкости глушения. Жидкость глушения попадает в пласт, в результате чего ухудшаются его фильтрационно-емкостные свойства, восстановить которые уже невозможно. Вследствие такого ремонта скважина может выйти в бездействующий фонд.

В связи с этим применение альтернативных методов проведения водоизоляционных работ является весьма актуальной задачей. Так, для сохранения коллекторских свойств действующего интервала перфорации предложена технология проведения ВИР без глушения скважины с применением надувного пакера и кремнийорганического водоизоляционного материала. В 2020 г. было принято решение о промышленном внедрении данной технологии водоизоляции на добывающих скважинах № 1 и № 2 (номера усл.).

Водоизоляционные работы на скважинах № 1 и № 2 проводились с целью увеличения дебита газа и изоляции конуса обводнения с сохранением фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Также стоит отметить такие осложняющие скважинные факторы, как значительная степень обводненности и высокие показатели дебита по жидкости (порядка 150 м<sup>3</sup>/сут). Геолого-технические данные по скважинам представлены в табл. 1.

### ОПИСАНИЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Разработанная технология водоизоляции проводится в несколько этапов (рис. 1, рис. 2):

- с помощью колтюбинговой установки осуществляется спуск надувного пакера и его монтаж в необходимом интервале;
- производится активация надувного пакера нейтральным газом (или водой);
- производится закачка кремнийорганического водоизоляционного состава в изолируемый интервал. Водоизоляционный состав при взаимодействии с пластовой водой вступает в реакцию, равномерно заполняя изолируемую зону пласта и создавая водоизоляционный экран;
- проводится деактивация пакера. Пакер поднимается на поверхность;

Таблица 1  
Характеристики скважин для проведения ВИР

| Номер скважины            | 1                          | 2                             |
|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Давление пласта, МПа      | 4,67                       | 1,83                          |
| Пластовая температура, °С | 18,7                       | 18                            |
| Текущий забой, м          | 864,2                      | 798,3                         |
| Диаметр э/к, мм           | 168                        | 168                           |
| Интервал перфорации, м    | 832,8–841,8<br>848,8–853,8 | 745–758<br>762–786<br>792–800 |
| Тип коллектора            | Терригенный                | Терригенный                   |
| Текущий ГВК, м            | 852,6                      | 797,2                         |

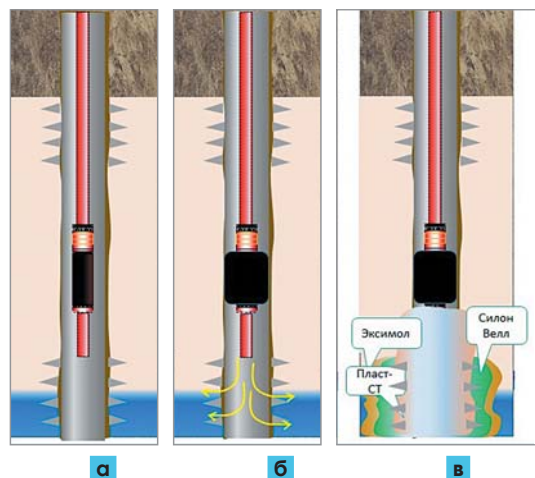


Рис. 1. Реализация водоизоляционной технологии на примере скважины № 1:  
а – до выполнения ремонта, б – во время выполнения ремонта, в – после завершения ремонта

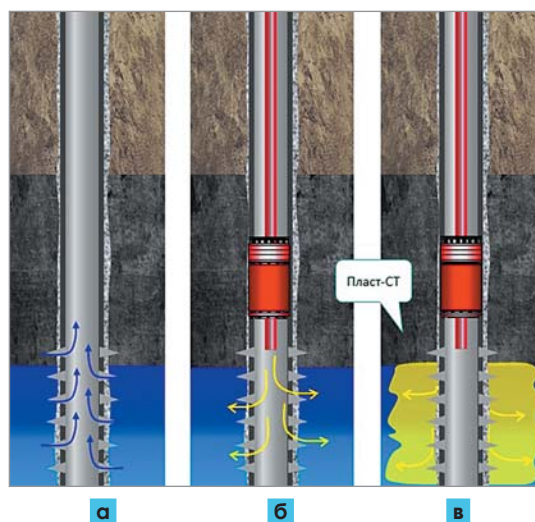


Рис. 2. Реализация водоизоляционной технологии на примере скважины № 2:  
а – до выполнения ремонта, б – во время выполнения ремонта, в – после завершения ремонта

■ проводится освоение скважины.

Рассмотрим порядок проведения ВИР на примере скважины № 1. На момент начала работ скважина находилась в бездействующем фонде. Были проведены геофизические исследования по определению положения газоводяного контакта (ГВК). По результатам выполненного комплекса исследований ГВК был определен на глубине 852,6 м. Из-за постоянного подъема ГВК и роста обводненности было принято решение провести на скважине № 1 водоизоляционные работы.

Для данных водоизоляционных работ было предложено применить комплексную технологию ВИР, а именно, эмульсию на основе эмульгатора «Эксимол», специальный изоляционный материал (СИМ) «СилонВелл» и кремнийорганический состав «Пласт-СТ». Данная технология обеспечивает надежную изоляцию за счет того, что материалом «СилонВелл» проводится изоляция пластовой воды, а кремнийорганическим составом «Пласт-СТ» выполняется докрепление и упрочнение водонепроницаемого экрана. В результате образуется эластичный и вместе с тем прочный (не уступающий по прочности цементному мосту) экран, равномерно заполняющий изолируемую зону.

Водоизоляционные работы на скважине № 1 проводились следующим образом:

- спуск надувного пакера RCP до глубины 845 м;
- активация надувного пакера RCP;
- определение приемистости скважины ( $Q=304 \text{ м}^3/\text{сут}$  при 80 атм);
- закачка эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» объемом  $10 \text{ м}^3$  в интервал 848,8–853,8 м для снижения приемистости и оттеснения потока жидкости;
- закачка СИМ «Силон Велл» объемом  $6 \text{ м}^3$  в интервал 848,8–853,8 м для изоляции пластовой воды;
- закачка кремнийорганического состава «Пласт-СТ» объемом  $6 \text{ м}^3$  в интервал 848,8–853,8 м для докрепления и упрочнения водоизоляционного экрана.

Такой комплексный подход обеспечил образование практически монолитного водоизоляционного экрана. Еще одним его преимуществом является то, что работы были проведены без глушения скважины, благодаря чему полностью сохранились фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта. По результатам выполненных работ доказана 100%-я эффективность разработанных мероприятий.

После завершения водоизоляционных работ был проведен сравнительный анализ работы скважины № 1 до и после ремонта. Данные представлены в **табл. 2**.

По результатам ГИС, выполненных в скважине в марте 2021 г., определено, что при нормализации кривых НГК и сравнении их с результатами исследований 2014 г. никаких значимых изменений не наблюдается. Остаточная нефтенасыщенность в интервалах 3324–3396 м составляет от 20 до 70 %, интервалы с глубины 3397 м обводнены.

Нефтяная залежь представляет собой единый гидродинамически связанный резервуар. Наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе скважины № 2 обладают интервалы пласта, приуроченные к глубинам 3393–3420 м. В процессе ремонта скважины предусмотрена перфорация в интервалах 3336–3340; 3358–3371; 3378–3388; 3388–3395 м (наиболее перспективный). По причине проведения работ непосредственно в продуктивном пласте в качестве основного материала был подобран кремнийорганический состав «Пласт-СТ», обеспечивающий блокировку только водонасыщенной части пласта, а нефтенасыщенная часть пласта при этом остается доступна для дальнейшей эксплуатации.

Водоизоляционные работы на скважине № 2 проводились следующим образом:

- спуск и установка пакера РПК на глубине 3395 м;
- определение приемистости пласта ( $Q=216 \text{ м}^3/\text{сут}$  при 100 атм);
- ввиду роста давления при определении приемистости осуществление закачки изоляционного состава «Пласт-СТ» на циркуляцию при открытых циркуляционных отверстиях;
- закачка состава «Пласт-СТ» объемом  $10 \text{ м}^3$  в интервал 3396–3420 м для блокирования водонасыщенных пропластков;
- закрытие циркуляционных отверстий разгрузкой инструмента на пакер, осуществление закачки  $2 \text{ м}^3$  «Пласт-СТ» и продавки; на момент окончания продавки давление нагнетания выросло до 23 МПа, последние  $1,5 \text{ м}^3$  качали с паузами по 10 мин с падением давления;
- технический отстой;
- подъем НКТ и расстыковка РПК с закрытием клапана.

## ОПИСАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИИ МАТЕРИАЛОВ

**Эмульгатор «Эксимол»** предназначен для приготовления устойчивых инвертных эмульсий для технологий глушения (в том числе для временной изоляции продуктивных пластов), выравнивания профиля приемистости, а также фронта вытеснения или приготовления буровых растворов на углеводородной основе. Одним из главных

Таблица 2  
Показатели скважины №1 до и после проведения ВИР

| Параметр скважины                                  | Показатель до водоизоляционных работ | Показатель после водоизоляционных работ |
|--|--------------------------------------|---|
| Среднесуточный дебит, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ | 74                                   | 100                                     |
| Проницаемость пласта, Д                            | 0,94                                 | 0,93                                    |
| Фильтрационные коэффициенты а и в                  | 0, 166 и 0,0004                      | 0,243 и 0,00002                         |

преимуществом реагента «Эксимол» является его экономный расход – из одной тонны эмульгатора можно приготовить 50 м<sup>3</sup> рабочего состава. Обратные эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» характеризуются низкой водоотдачей за счет расположения водного слоя во внутренней фазе, щадящим воздействием на пласт и селективностью, поскольку при контакте с нефтью происходит разжижение, а при взаимодействии с пластовой водой – повышение вязкости системы. Эмульсия готовится путем растворения эмульгатора «Эксимол» в нефти или газоконденсате с последующим смешением с пластовой водой либо с раствором хлорида кальция. Варьирование соотношения водной и углеводородной фаз и количества эмульгатора позволяет получить эмульсии с разной плотностью, вязкостью и стабильностью в широком диапазоне (рис. 3).

**Специальный изоляционный материал «СилонВелл»** представляет собой сбалансированную композицию для проведения операций РИР, таких как водоизоляция, ликвидация заколонной циркуляции, ликвидация межколонных давлений и устранение негерметичности эксплуатационной колонны.

Раствор на основе данного материала прост в приготовлении и закачке в пласт, нетоксичен, обладает высокой прочностью и стабильностью во времени образуя гелея (рис. 4).

СИМ «СилонВелл» можно применять в коллекторах любой проницаемости, поскольку данный материал закачивается в пласт в виде маловязкого раствора, а образование тампонирующего материала происходит непосредственно в пласте.

Гель, полученный в пласте на основе СИМ «СилонВелл», выдерживает перепад давления до 20,0 МПа на погонный метр. Температурный диапазон применения – от 15 до 200 °С. При этом (в отличие от полимерных систем) «СилонВелл» полностью устойчив к температуре и не распадается с течением времени. Срок отверждения состава регулируется специальной добавкой – отвердителем.

**Кремнийорганический состав «Пласт-СТ»** представляет собой сбалансированную композицию на основе кремнийорганических веществ и синергетических добавок различной природы, которые значительно улучшают конечные свойства отвержденной структуры (рис. 5). Принцип действия состава основан на реакции гидролиза с поликонденсацией. При смешении кремнийорганического состава с водой любой минерализации протекает гидролиз с образованием изначально водорастворимых продуктов, которые в дальнейшем переходят в твердое состояние. Отверждение происходит полнообъемно без выделения лишней несвязанной воды. Время отверждения регулируется величиной разбавления водой при разных температурах – меньше воды, система быстрее застывает. Разбавление товарного состава позволяет увеличить объем закачки и снизить стоимость 1 м<sup>3</sup> рабочего раствора. Вязкость водного раствора «Пласт-СТ» близка к вязкости воды,



Рис. 3. Эмульсия на основе эмульгатора «Эксимол»

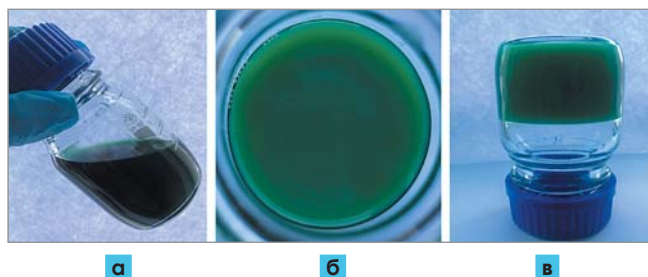


Рис. 4. СИМ «СилонВелл»:

а – рабочая форма; б, в – отвержденная структура



Рис. 5. Кремнийорганический состав «Пласт-СТ»:

а – рабочая форма; б, в – отвержденная структура

что обеспечивает селективность его проникновения в обводненный участок пласта.

Отвержденный продукт обладает значительной механической прочностью, высокой химической адгезией к породе, является устойчивым к сероводородной агрессии и к солевым растворам. Состав также устойчив к действию кислот, что позволяет применять его при проведении работ по интенсификации притока нефти.

Товарная форма кремнийорганического состава «Пласт-СТ» имеет низкую температуру замерзания – ниже минус 40 °С, что облегчает проведение работ в зимнее время, а максимальная температура применения достигает 200 °С.

Большим преимуществом состава также является простота технологического процесса, возможность приготовления водного раствора в мерниках агрегата, легкость закачки и освоения. Низкие гидравлические потери давления позволяют с успехом производить закачку растворов с использованием колтюбинговой техники.

Состав «Пласт-СТ» отверждается только при взаимодействии с водой любой минерализации и несовместим





**а**

**б**

**Рис. 6.** Внешний вид «Пласт-СТ»:

*а – при контакте с водой, б – при контакте с углеводородом*

с углеводородными жидкостями и органическими растворителями (рис. 6).

Деблокация состава «Пласт-СТ» проводится щелочным раствором.

Фонтанные скважины после изоляционных работ осваивают плавным запуском с наименьшей депрессией, вызывающей приток нефти (газа) из пласта. За 5–10 дней путем смены штуцеров плавным увеличением депрессии выводят скважину на заданный режим эксплуатации.

## ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИН

Был выполнен сравнительный анализ работы скважины № 1 до и после проведения ремонта. Следует отметить, что до ремонта скважина № 1 была ограничена диафрагмой диаметром 24 мм с целью снижения темпа подъема ГВК и уменьшения прорыва пластовой жидкости в пласт. Средний дебит скважины до ремонта составлял 140 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После осуществления ремонта до выполнения ГДИ скважина была ограничена диафрагмой диаметром 15 мм, при этом дебит составил в среднем 118 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После проведения ГДИ и определения оптимального режима работы скважины была установлена диафрагма диаметром 17 мм, при этом средний дебит скважины составил 145 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

До проведения ремонта скважина № 1 работала с устьевым давлением, в среднем составляющим 43,05 кг/см<sup>2</sup>, и депрессией, в среднем равной 0,94 кг/см<sup>2</sup>.

После ремонта скважина № 1 работала в среднем с устьевым давлением 43,03 кг/см<sup>2</sup> и депрессией 0,93 кг/см<sup>2</sup>.

## ВЫВОД

По результатам проведения ГДИ после ремонта скважины № 1 можно сделать вывод об успешности применения описанной технологии, так как фильтрационно-емкостные свойства скважины сохранились, а дебит скважины увеличился (до ремонта на диафрагме диаметром 24 мм дебит составлял 140 тыс. м<sup>3</sup>/сут, после ремонта на диафрагме диаметром 17 мм – дебит 145 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

По результатам проведенных до ремонта скважины ГДИ отмечено, что фильтрационно-емкостные свойства пласта остались прежними. Проницаемость пласта составляла 0,94 Дарси; фильтрационные коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$ , соответственно, 0,243 и 0,00002.

Комплексная технология, включающая изоляцию пластовой воды специальным изоляционным материалом «СилонВелл» и докрепление водонепроницаемого экрана кремнийорганическим составом «Пласт-СТ», показала 100%-ю эффективность.

Предложенный комплексный подход обеспечил образование непроницаемого водоизоляционного экрана, устойчивого к репрессиям при ремонте скважины в дальнейшем, что гарантирует его целостность. Применение вышеописанных составов совместно с комплексом технологических мероприятий позволяет значительно повысить качество изоляции водопроявляющих интервалов конкретной скважины.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что технология ВИР с применением надувных пакеров и кремнийорганических материалов может считаться эффективнее ВИР с применением стандартных методов.

## ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

1. Проблемы формирования технологических режимов работы газовых промыслов на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона / Г.М. Гереш, Ю.Е. Дорошенко, Л.Н. Евликова и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 18–21.
2. Куликов А.Н., Магадова Л.М., Елисеев Д.Ю. К вопросу оптимального сочетания и последовательности применения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефти различного типа // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 1. – С. 25–39.
3. Дубина Н.И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманской залежи. – М.: Недра. – 2007. – 109 с.
4. Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах / А.А. Сингуров, В.И. Нифантов, В.М. Пищухин, Е.В. Гильфанова // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2014. – № 4. – С. 75–80.
5. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейл, М. Крабтри, Д. Тайри и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – весна. – С. 44–67.
6. Леонтьев Д.С. Методические указания к практическим работам. Ремонтно-изоляционные работы в скважине. – Тюмень, 2017. – С. 5–6.
7. Особенности капитального ремонта скважин на Вынгапурском газовом месторождении / А.В. Кононов, С.Г. Крекнин, В.Н. Дубровский и др. // Нефтесервис. – 2008. – № 3. – С. 56–59.
8. Красовский А.В., Гагарин М.Н., Шандрыголов З.Н. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень, 2018. – С. 34.
9. Красовский А.В., Гагарин М.Н., Шандрыголов З.Н. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень, 2018. – С. 34.
10. Информационные ресурсы ООО «Синергия Технологий». – Казань, 2021.