

УДК 622.323

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА ОВП-2

**А. С. АСАДЧЕВ, Т. В. АТВИНОВСКАЯ, Е. И. КОВАЛЕНКО**

*Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

**Ключевые слова:** ограничение водопритоков, селективная изоляция, ремонтно-изоляционные работы, реагент ОВП-2.

### **Введение**

Целью работы является анализ и оценка результатов применения реагента ОВП-2 при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) в нефтяных скважинах.

Крупнейшие нефтяные месторождения Республики Беларусь (Речицкое, Осташковичское, Вишанское и др.), открытые в 60–70-х гг. прошлого века, находятся в четвертой, завершающей, стадии разработки. Для увеличения нефтеотдачи пластов и снижения объемов попутно добываемой воды в РУП «ПО «Белоруснефть» регулярно проводятся геолого-технические мероприятия по ограничению водопритоков [1].

Высокоэффективными селективными водоизолирующими реагентами, применяемыми для обработки нефтяных коллекторов, подобных белорусским, являются водоизоляционные реагенты [2]. В настоящей статье обсуждены результаты лабораторных исследований объемных и прочностных характеристик реагента ОВП-2 и дана оценка результатам применения реагента на месторождениях Беларуси. Реагент, благодаря своим высоким структурно-механическим и адгезионным характеристикам, адаптирован к геолого-техническим условиям белорусских промыслов и успешно используется при проведении РИР в нефтяных скважинах.

### **Основная часть**

Современное состояние разработки многих нефтяных месторождений характеризуется возрастающей потребностью в проведении РИР в скважинах. Своевременность и эффективность их выполнения во многом определяют технико-экономические показатели процесса разработки месторождений в целом. Вместе с тем многие основные задачи этой многогранной и сложной проблемы не решены, в частности, из-за нечетко сформулированных проблем в целом и условий проведения РИР.

Проведение РИР, с одной стороны, направлено на устранение дефектов в существующей конструкции скважины (устранение негерметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца), а с другой – на решение проектных задач, связанных с отключением выработанных пластов по мере их обводнения.

Селективные методы изоляции – это такие методы, при которых с использованием многопакерных компоновок применяют материалы, закачиваемые во всю перфорационную часть пласта, при этом образующийся осадок, гель или отверждающее вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтенасыщенной части не происходит. Важной особенностью проведения селективной водоизоляции является отсутствие необходимости производить повторную перфорацию [1].

Результатом применения таких технологий является снижение отборов воды и увеличение добычи нефти из залежей.

Основное отличие селективной изоляции от альтернативных технологий заключается в том, что она не снижает фильтрационно-емкостные свойства изолируемого пласта, что особенно важно для низкопроницаемых коллекторов. Кроме того, данная технология позволяет при восстановлении и стабилизации гравитационного и гидродинамического равновесия всех пластов легко извлекать компоновку для последующего вовлечения в разработку остаточных запасов нефти изолированного пласта. Многопакерные компоновки можно также использовать для устранения возможных мест негерметичности эксплуатационной колонны. При этом основным недостатком данной технологии является уменьшение диаметра эксплуатационной колонны, что ограничивает глубину спуска насоса.

Другой особенностью технологии селективной изоляции по временному отключению обводненных пластов является то, что при изменении режима эксплуатации одной скважины со временем изменяются показатели работы (динамический уровень, дебит жидкости, обводненность) окружающих скважин. Это связано с различной приемистостью нагнетательных скважин, находящихся в зоне дренирования рассматриваемых скважин, а также с перераспределением потоков фильтрации.

Выделяют следующие основные виды водопритоков:

- заколонные перетоки из вышележащего или нижележащего пласта;
- приток подошвенных вод;
- водоприток по отдельным высокопроницаемым пропласткам и пластам.

Заколонные перетоки обуславливаются дефектом крепи скважин, имеющим место из-за низкого качества цементирования колонн и вскрытия продуктивного пласта либо из-за высоких депрессий на перемычки при эксплуатации.

Приток подошвенных вод в скважину вызван конусообразованием и подъемом водонефтяного контакта.

Обводнение добывающих скважин по отдельным пропласткам и пластам вызвано фильтрационно-емкостной неоднородностью продуктивного пласта по разрезу, в результате которой форсированная выработка и прорыв воды происходят по наиболее проницаемым интервалам [3].

По результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и гидродинамических исследований определяется источник обводнения и характер насыщения разреза, являющиеся основными критериями выбора технологии. Дополнительными критериями являются: продуктивность объекта; термобарические условия пласта; реологические характеристики водоизоляционной смеси (ВИС); механизм образования тампонажного материала.

Выбор технологии и ВИС при проведении водоизоляционных работ (ВИР) осуществляется согласно таблице.

**Выбор водоизоляционной смеси и ее объема при проведении водоизоляционных работ**

Технологии ВИР	K <sub>прием</sub> (K <sub>прод</sub> ), м <sup>3</sup> /(сут · МПа)	Применяемые ВИС и ВИР							Удельный расход ВИС, м <sup>3</sup> /м
		1	2	3	4	5	6	7	
Селективная водоизоляция	1–5	+						+	0,2–0,4
	5–10		+					+	0,4–0,8
	10–20			+	+			+	0,8–1,2
	20–30				+	+			0,4–0,8
	30–50					+	+		0,8–1,2

По данным таблицы, составленной на основании лабораторных исследований и опыта проведения подобных мероприятий сотрудниками БелНИПИнефть, можно сделать выбор ВИС в зависимости от коэффициента продуктивности, а также знать приблизительный удельный расход ВИС. Знаком «+» отмечены компоненты, которые рекомендуется применять при определенном коэффициенте продуктивности.

Цифры, указанные сверху таблицы, соответствуют виду применяемой ВИС и обозначаются: 1 – ОВП-2 (50 %); 2 – ОВП-2 (60 %); 3 – ОВП-2 (70 %); 4 – ОВП-2 (50 %) с резиновой крошкой; 5 – ОВП-2 (60 %) с резиновой крошкой; 6 – ОВП-2 (70 %) с резиновой крошкой; 7 – ВПРГ.

Реагент ОВП-2 – отечественный реагент, производится способом щелочного гидролиза из щелочных гидролизатов технологических отходов полиакрилонитрильного волокна «нитрон» согласно ТУ ВУ 600125053.053–2013.

По воздействию на организм человека относится к веществам 3-го класса опасности. Применяется в качестве осадкообразователя [6].

Хранить этот реагент необходимо в крытых складских помещениях, под навесом или на спланированной площадке, защищенной от прямых солнечных лучей.

Для получения качественного водоизолирующего материала на основе ОВП-2 и ВПРГ в качестве инициаторов осадкогелеобразования используются водный раствор хлористого кальция и пластовая высокоминерализованная вода, содержащая ионы  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , плотностью не менее  $1150 \text{ кг/м}^3$ . В случае, если плотность воды менее  $1150 \text{ кг/м}^3$ , в нее добавляется хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$ .

При ликвидации поглощений в высокопродуктивных скважинах в состав некоторых ВИС вводятся наполнители:

- крошка резиновая – применяется в композиции с ОВП-2. Выпускается согласно ТУ 2511-006-59154454–2004 и ТУ 2519-001-51009273–2005;

- древесные опилки (просеянные через сито с ячейкой 5 мм) применяются в составе композиции на основе бентонито-полимерной суспензии [3].

Приготовление раствора ОВП-2 заданной концентрации объемом более  $30 \text{ м}^3$  проводится в блоке циркуляционной системы вместимостью  $40 \text{ м}^3$  путем смешения необходимого количества пресной воды и товарного ОВП-2.

Технология закачки компонентов: буферная жидкость (пресная вода или нефть) – раствор ОВП-2 – буферная жидкость (пресная вода или нефть) – минерализованная вода – продавочная жидкость.

Объем буферной жидкости (пресная вода или нефть) принимается равным  $0,5\text{--}2 \text{ м}^3$ .

Объемы оторочек раствора ОВП-2 и минерализованной воды принимаются равными  $2,5\text{--}5,0 \text{ м}^3$ , количество оторочек – 1–5, в зависимости от мощности интервала перфорации и приемистости скважины.

При изоляционных работах в интервале перфорации технологическая схема работ следующая (рис. 1, а):

- по таблице выбрать вид и объем ВИС;
- закачать в интервал перфорации ВИС (рис. 1, б);
- при необходимости подкрепить сформированный гидроэкранный цементным раствором (рис. 1, в), испытать цементный мост на прочность и герметичность;
- исследовать скважину на приток, провести промыслово-гидродинамические исследования по определению работающих интервалов; при необходимости выполнить реперфорацию нефтенасыщенных интервалов;
- работы по подкреплению гидроэкрана цементным мостом производить после достижения требуемой интенсивности снижения давления. Критерием насыщения пласта ВИС перед установкой цементного моста при переводах, отсечениях, ликвидации заколонных перетоков считать достижение давления закачки не менее  $0,8 \text{ дав}$

ления опрессовки эксплуатационной колонны и динамики его снижения не более 0,7 МПа/мин, для технологии селективной водоизоляции – не более 1,0 МПа/мин.

В ходе лабораторных экспериментов по адаптации реагента ОВП-2 к условиям Осташковичского месторождения пробы водоизолирующих композиций получали смешением двух компонентов:

1) пресноводный раствор реагента ОВП-2 (50 % объемный и 80 % объемный по товарному продукту);

2) водный раствор коагулянта – пластовая вода Осташковичского месторождения, а также 10–15%-е растворы хлорида кальция.

При оценке технических показателей композиций руководствовались методиками и нормами, изложенными в технических условиях на реагент ОВП-2.

Плотность рабочих растворов реагента и коагулянта измеряли пикнометрически. Условную вязкость растворов ОВП-2 определяли с помощью вискозиметра ВЗ-246, диаметр сопла – 4 мм [4].

Для определения объема и показателей качества водоизолирующего материала пробы рабочего раствора реагента ОВП-2 смешивали в мерных пробирках в объемном соотношении 1 : 1 с раствором коагулянта до формирования единой водоизолирующей «пробки».

Чтобы оценить показатели липкости и водонепроницаемости материала, пробу раствора реагента «наслаивали» в пробирках на равный объем раствора коагулянта, при этом на границе раздела фаз формировался слой водоизолирующего материала.

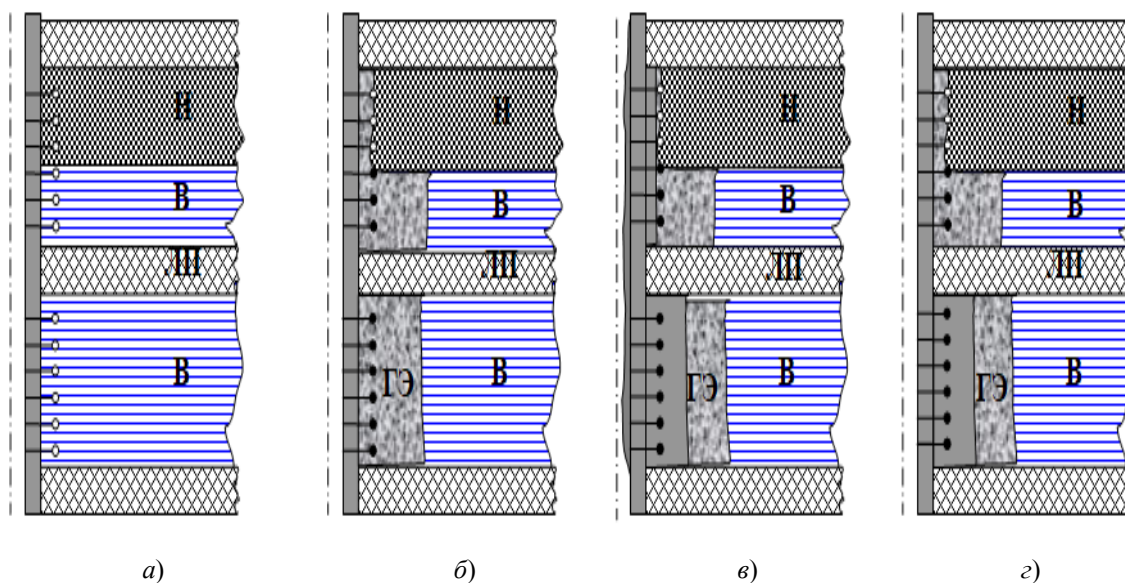


Рис. 1. Технологическая схема селективной изоляции:

а – перфорирование заданного интервала; б – закачка водоизолирующей смеси в заданный участка; в – создание гидрозкрана; г – исследование скважины на приток, проведение ПГИ по определению работающих интервалов:

Н – нефтенасыщенный коллектор; В – водонасыщенный коллектор;

ЛП – литологическая прослойка; ГЭ – гидрозкран; ЦМ – цементный мост

После выдержки образцов в течение 3 ч был построен график качественной зависимости прочности и липкости от процентного содержания реагента (рис. 2), а также проводилась оценка качества материала по следующим показателям:

– относительный объем, %, рассчитываемый (как среднее арифметическое результатов трех повторных измерений) по формуле

$$\frac{V_1}{V_2} 100,$$

где  $V_1$  – объем образовавшегося в мерной пробирке материала,  $\text{см}^3$ ;  $V_2$  – объем реакционной смеси,  $\text{см}^3$ ;

– прочность при сдвиговых усилиях « $\sigma$ », МПа – сохранение прочности реагента при наличии сдвигового усилия;

– эластичность, т. е. извлеченный из пробирки материал при надавливании стеклянной палочкой не должен крошиться, а после прекращения механического воздействия – восстанавливать свою первоначальную форму;

– липкость, – т. е. при размещении реагента на наклонной поверхности с углом наклона « $\alpha$ » он начинает соскальзывать с нее;

– водонепроницаемость – свойство водоизолирующего материала, образующегося при «наслаивании» раствора реагента на раствор коагулянта – прилипать к стеклу и препятствовать выливанию воды из открытой и перевернутой пробирки.

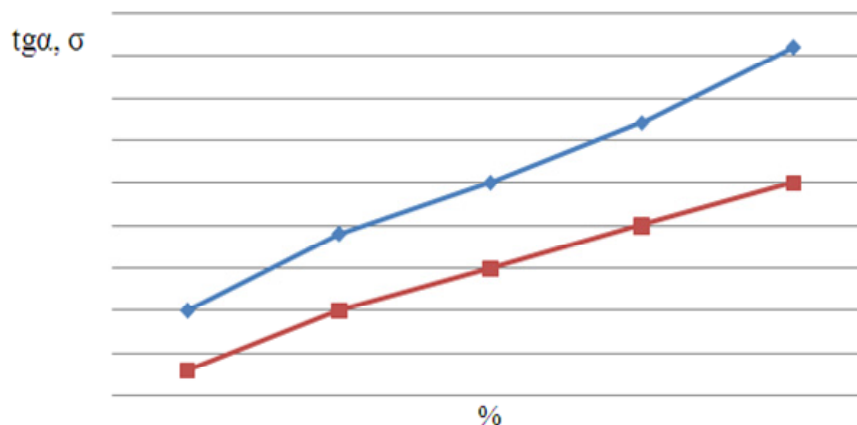


Рис. 2. График качественной зависимости прочности и липкости от процентного содержания реагента ОВП-2:  
 ◆ – липкость ( $\text{tg } \alpha$ ); ■ – прочность ( $\sigma$ )

Пластовые воды межсолевой залежи Осташковичского месторождения имеют высокую плотность ( $1,19 \text{ г/см}^3$ ), поэтому предполагается их использование в качестве коагулянтов.

При смешении 50%-го раствора ОВП-2 с пластовой водой межсолевой залежи Осташковичского месторождения плотностью  $1,19 \text{ г/см}^3$  сформировался высокоэластичный водоизолирующий материал с высокими прочностными характеристиками. Его объемный выход составил 25 % (относительно объема реакционной смеси) [5].

### Заключение

За отчетный период было выполнено 37 скважино-операций по селективной изоляции водопритока на нефтяных месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» с применением реагента ОВП-2.

Закачка ВИС производилась в следующие горизонты:

- Семилукский – было произведено 14 операций, восемь из них были эффективны, успешность составила 57 %;
- Воронежский – было произведено пять операций, две из них были эффективны, успешность составила 40 %;
- Петриковский – было произведено шесть операций, одна из них была эффективна, успешность составила 16 %;

- Саргаевский – была произведена одна операция, эффект получен не был;
- Задонский – было произведено три операции, одна из них была эффективна, успешность составила 33 %;
- Елецкий – было произведено восемь операций, семь из них были эффективны, успешность составила 87 %.

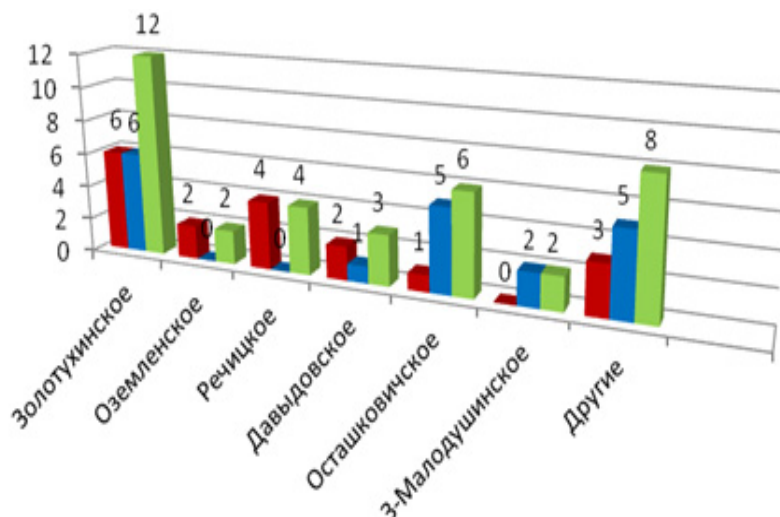


Рис. 3. Диаграмма успешности проведения водоизоляционных работ по различным нефтяным месторождениям РУП «ПО «Белоруснефть»:  
 ■ – неэффективные; ■ – эффективные; ■ – всего скважинных операций

Успешность работ составила 51,3 % (19 скважино-операций из 37 эффективны).

Дополнительная добыча нефти составила 9296 т или 251,24 т на выполненную и 489,26 т на одну эффективную скважино-операцию. Общая продолжительность эффекта составила 3225,9 суток, а средняя продолжительность эффекта одной успешной скважино-операции – 169,78 суток.

На рис. 3 показана успешность проведения ВИР по различным нефтяным месторождениям за отчетный период.

### Литература

1. Коренько, А. В. Селективная изоляция водопритоков на скважинах полиуретановой композиции / А. В. Коренько, Ю. В. Лукьянов, Н. А. Петров // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 24.
2. Ограничение притока воды в скважинах / Н. А. Петров [и др.] ; под ред. Г. В. Конесева. – СПб. : Недра, 2005. – 130 с.
3. Сенчук, Н. В. Полимерный реагент на основе гидролизованного полиакрилонитрила для ограничения водопритоков в нефтяные скважины / Н. В. Сенчук, А. В. Макаревич // Тр. БГТУ. – Минск, 2011. – № 4 (142). – С. 107–113.
4. Демахин, С. А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Саратов : ГосУНЦ Колледж, 2003. – 167 с.
5. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябоконт. – Краснодар : Бурение, 2006. – 116 с.
6. Аткинговская, Т. В. Роль жидкостей глушения в процессе ремонта скважин / Т. В. Аткинговская // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2018. – № 2. – С. 34–41.

Получено 25.10.2018 г.