

# Методологический подход к исследованию химических реагентов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях

Д.В. Нуриев<sup>1</sup>  
Я.В. Долгих<sup>1</sup>  
Г.Ю. Щербakov<sup>1</sup>, К.Т.Н.  
А.С. Маковеев<sup>1</sup>  
С.А. Назарычев<sup>2</sup>  
А.О. Малахов<sup>2</sup>  
М.А. Варфоломеев<sup>2</sup>, К.Х.Н.

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть»

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет

A systematic methodology for evaluating and comparing chemical water shut-off agents for conformance control in heterogeneous reservoirs

D.V. Nuriev<sup>1</sup>  
Y.V. Dolgikh<sup>1</sup>  
G.Y. Shcherbakov<sup>1</sup>  
A.S. Makoveev<sup>1</sup>  
S.A. Nazarychev<sup>2</sup>  
A.O. Malakhov<sup>2</sup>  
M.A. Varfolomeev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gazprom Neft Company Group, RF, Saint Petersburg  
<sup>2</sup>Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan

Адрес для связи: nazarichev.sa@gmail.com

**Ключевые слова:** ограничение водопритока, гелеобразующие составы, реология, термостабильность, фильтрационные исследования, фактор сопротивления

E-mail: nazarichev.sa@gmail.com

**Keywords:** water shut-off, gelling compounds, rheology, thermal stability, coreflooding studies, resistance factor

В данной работе представлен методологический подход к исследованию и сравнительной характеристике химических реагентов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях, на примере лабораторных исследований различных составов для ограничения водопритока (ОВП) применительно к условиям месторождений Западной Сибири (М-р 1 и М-р 2). Изучено 20 составов следующих категорий: отверждающиеся, гелеобразующие (полимерные и неорганические), суспензионные системы, обратные эмульсии, водонабухающие и осадко-гелеобразующие системы. Исследовались общие физико-химические параметры, структурообразование, термостабильность, деструкция и реологические характеристики. Проведены фильтрационные эксперименты на моделях пласта. Наиболее значимыми при сравнительной оценке составов для ОВП приняты следующие общие параметры: термостабильность (47 % составов для М-р 1 и 37 % для М-р 2 показали полную стабильность в течение 30 дней), время гелеобразования не менее 3 ч для технологической безопасности закачки (четыре состава) и химическая деструкция (показатель более 90 % для предотвращения кольматации пласта – семь составов). Фильтрационные эксперименты на керновых моделях позволили оценить эффективность отобранных составов в условиях, максимально приближенных к пластовым. Установлены количественные критерии селективности составов через отношение факторов сопротивления. Представленный подход позволяет оценить эффективность агентов ОВП и определить оптимальные составы для конкретных геолого-физических условий месторождений.

This paper presents a methodological approach to studying and comparatively characteristics of chemical reagents used in flow-diverting technologies, illustrated by laboratory evaluation of various water shut-off compositions under conditions of two Western Siberian oil fields (OF-1 and OF-2). Twenty compositions from seven categories were evaluated: curing, gelling (polymer and inorganic), suspension systems, inverted emulsions, water-swelling and precipitation-gelling systems. The comprehensive methodology comprised six research stages: assessment of physical-chemical properties, gelation behavior, thermal stability, degradation resistance, rheological properties, and coreflood experiments on reservoir rock models. Given the diverse physical-chemical nature of the compositions, key selection criteria included: thermal stability (only 47 % of compositions remained stable for 30 days at OF-1 and 37 % at OF-2), gelation time of at least 3 hours to ensure safe injectivity (only four compositions met this criterion), and degradability (more than 90 % breakdown to minimize formation damage was achieved by seven compositions). Coreflood experiments enabled evaluation of selected compositions under near-reservoir conditions. Quantitative selectivity criteria were established based on the ratio of resistance factors measured in water- and oil-saturated core samples. The proposed approach enables systematic evaluation of water shut-off agent performance and identification of optimal compositions for specific geological and petrophysical field conditions.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Методологический подход к исследованию химических реагентов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях / Д.В. Нуриев, Я.В. Долгих, Г.Ю. Щербakov [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 10. – С. 86-92. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-10-86-92>  
Nuriev D.V., Dolgikh Y.V., Shcherbakov G.Y., et al., A systematic methodology for evaluating and comparing chemical water shut-off agents for conformance control in heterogeneous reservoirs (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2025, No. 10, pp. 86-92, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-10-86-92>

Дата поступления рукописи в редакцию: 22.09.2025 г. Дата принятия рукописи в печать: 09.10.2025 г.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030)

Важной стратегической задачей в нефтедобывающей отрасли является увеличение выработки запасов углеводородов и повышение экономической эффективности добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений. Основным методом обеспечения высоких темпов добычи нефти на зрелых месторождениях, широко применяемым в России, является поддержание пластового давления (ППД) путем закачки попутно добываемой воды через нагнетательные скважины.

Однако при разработке неоднородных пластов часто происходит преждевременный прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым прослоям, что в условиях отдаленных месторождений Западной Сибири особенно критично, так как при этом затрачивается большое количество энергии на подъем воды на поверхность, ее последующую подготовку и непроизводительную закачку в пласт [1].

В настоящее время предлагается множество решений для химической обработки добывающих скважин с целью создания прочного водоизолирующего экрана, блокирующего поступление воды в скважину. Данную операцию принято называть ограничением водопритока (ОВП). Выбор составов ОВП должен базироваться на анализе условий применимости, а также на результатах широкого комплекса лабораторных исследований. Составы ОВП, представленные на отечественном рынке, часто значительно различаются по механизму действия, химической природе, способам приготовления и закачки. Актуальной задачей является выработка методологического подхода к лабораторным исследованиям составов ОВП различных химических типов. В данной работе приведены результаты исследования 20 марок химических составов. Основная цель исследований – выработать подход к сравнительной оценке химических составов ОВП и выбрать наиболее перспективные для эффективной обработки добывающих скважин.

### Объекты исследования

В качестве потенциальных объектов для применения составов ОВП рассмотрены продуктивные неокосские пласты двух месторождений Западной Сибири (М-р 1 и М-р 2). Пласты развиты в песчаных фациях, наблюдается переслаивание песчано-глинистых пород, расчлененность пластов по М-р 1 составляет 2,5, по М-р 2 – 6,0. В процессе интенсивной разработки по ряду скважин фиксировалось преждевременное обводнение продукции, в том числе из-за опережающего обводнения и прорыва воды от нагнетательных скважин. Основные характеристики объектов, которые в первую очередь необходимо учитывать при проведении лабораторных исследований: пластовая температура (М-р 1 – 75 °С, М-р 2 – 89 °С), минерализация (М-р 1 – 24,53 г/л, М-р 2 – 23,37 г/л), проницаемость пластов (М-р 1 – 0,089 мкм<sup>2</sup>, М-р 2 – 0,131 мкм<sup>2</sup>, с наличием высокопроницаемых прослоев проницаемостью до 0,5 мкм<sup>2</sup>).

В первом приближении предлагаемые системы ОВП должны быть термостабильными до 89 °С и совместимыми со среднеминерализованными водами. Следует также отметить относительно невысокие нефтенасыщенные толщины рассматриваемых объектов (до 10 м), что требует применения реагентов, полностью исключающих риски полной коагуляции продуктивного пласта.

### Составы ОВП

Первым этапом проведенной работы являлся обзор рынка технологий ОВП. Было опрошено более 35 производителей промышленной химии и рассмотрено более 75 марок химических составов ОВП. Из них для лабораторных исследований выбраны 20 перспективных составов. Основными критериями выбора являлись опыт применения в аналогичных условиях, заявленная термостабильность в диапазоне температур и минерализации объектов, а также технологичность проведения закачки. Выбранные составы имели различную физико-химическую природу, поэтому для формирования программы исследований их разбили на семь групп.

1. Отверждающиеся системы (два состава), которые при контакте с отвердителем (раствор реагента, кислота, щелочь, пластовая вода, нефть) образуют сплошную структуру, обладающую свойствами твердых тел (пластичностью и упругостью).

2. Гелеобразующие (полимерные) системы (шесть составов), состоящие из высокомолекулярных водорастворимых полимеров, в которых при определенных условиях (изменение температуры, наличие полиолиентного катиона Me, другого полимера) образуются межмолекулярные связи, формирующие пространственную сетку во всем объеме раствора.

3. Гелеобразующие (неорганические) системы (два состава), состоящие из низкомолекулярных неорганических растворов, которые при определенных условиях (изменение температуры, pH) формируют структурированные системы во всем объеме раствора, а также обладают свойствами твердых тел (пластичностью и упругостью).

4. Водонабухающие системы (три состава), формирующие поперечно сшитые водорастворимые высокомолекулярные полимеры, образующие трехмерную макромолекулярную сетку. При контакте с полярным низкомолекулярным растворителем способны встраивать молекулы растворителя в свой полимерный каркас, образуя отдельные неконсолидированные между собой частички геля.

5. Осадко-гелеобразующие системы (два состава), – растворы высокомолекулярных и/или низкомолекулярных соединений, которые при изменении условий (изменение pH, минерализации, температуры) образуют гелевые частицы, не консолидированные между собой.

6. Суспензионные/вязкие системы (три состава) – коллоидные системы жидкой дисперсионной среды и твердого дисперсного компонента.

7. Обратные эмульсии (два состава) – дисперсные системы типа жидкость/жидкость, где дисперсионной средой является лиофобная жидкость.

Описанные системы могут в значительной степени различаться по свойствам, но все механизмы их действия направлены на создание в поровом пространстве повышенных фильтрационных сопротивлений.

### Методы исследований

Из-за различной физико-химической природы составов ОВП проводимые исследования условно разделены на шесть блоков.

1. *Общие физико-химические исследования.* Проводятся общие исследования отдельных компонентов и начальных параметров (плотности, внешнего вида, грануло-

метрического состава, начальной вязкости, времени приготовления и др.) составов по общепринятым методикам, представленным в ГОСТ [2, 3]. На данном этапе определяются качество составов ОВП и их соответствие сопроводительной технической документации.

**2. Исследования структурообразования (гелеобразования).** Первоначально оцениваются механизм и условия гелеобразования систем ОВП. После получения первичной информации о механизме гелеобразования вискозиметрическим методом изучалось время гелеобразования при пластовой температуре с фиксацией индукционного периода, зоны набора вязкости и механической деструкции.

**3. Исследования стабильности,** которая является одним из основных критериев применимости составов ОВП, так как показывает возможность создания долговечных водоизолирующих экранов. В рамках данной работы составы исследовались в течение 30 сут: они выдерживались в анаэробной среде при пластовой температуре, фиксировались изменения структуры и прочности, разрушение составов, синерезис гелей. Дополнительно оценивалась деструкция при смешении с пластовым флюидом, а также при изменении минерализации закачиваемой воды (сезонная особенность закачиваемой воды ряда месторождений Западной Сибири). Данные факторы не должны влиять на свойства составов ОВП (за исключением селективных по отношению к нефти).

**4. Реологические исследования.** Проводились в осцилляционном режиме для определения модулей накопления  $G'$  и потерь  $G''$ , а также комплексной вязкости, так как большинство систем представлены неньютоновскими жидкостями. Дополнительно для гелеобразующих систем измеряли время индукции и время набора вязкости. Данные параметры необходимы для оценки прочностных характеристик составов ОВП.

**5. Исследования деструкции.** Реализация технологии ОВП несет риски необратимой коагуляции продуктивной зоны, поэтому любой состав, закачиваемый в скважину, должен иметь доступный деструктор. На данном этапе проверяли работоспособность деструкторов, предлагаемых производителем. Состав ОВП считался неприемлемым при отсутствии эффективного деструктора.

**6. Фильтрационные исследования.** Финальным этапом исследований является моделирование действия составов ОВП в условиях, максимально приближенных к пластовым. Фильтрационные эксперименты проводили на установке, позволяющей моделировать течение флюидов через образцы керна в широком диапазоне термобарических условий. В качестве модели пласта использовались образцы керна, отобранные из целевых интервалов исследуемых пластов.

Фильтрационные эксперименты выполнялись на нефтенасыщенной модели для оценки влияния составов ОВП на продуктивный пласт, а на водонасыщенной модели для оценки влияния составов ОВП на целевой обводнившийся интервал и прочности создаваемых водоизолирующих экранов. В процессе фильтрационного эксперимента также определялись: фактор сопротивления (RF); фактор остаточного сопротивления (RRF); селективность составов; эффективность блокирования.

## Обсуждение полученных результатов

**Общие физико-химические параметры.** При проведении первого блока исследований анализировалась техническая документация и выполнялась проверка реантов ОВП на соответствие заявленным свойствам (входной контроль). Все 20 составов прошли входной контроль и были допущены к дальнейшим исследованиям. Были выявлены значительные различия между типами составов по времени приготовления. Отверждающиеся системы представляли собой готовые товарные формы. Для растворения полимерных систем требовалось от 30 мин до 5 ч.

Полимерные системы показали выраженные псевдопластичные свойства с высокими значениями начальной вязкости, отверждающиеся и неорганические системы – преимущественно ньютоновское или слабо дилатантное поведение с низкими значениями вязкости. Данный параметр не использовался для сравнительной оценки и скорее носит информативный характер. Единственным критерием применимости составов была возможность закачки насосным агрегатом, по опыту предыдущих работ допустимая начальная вязкость была установлена не более 600 мПа·с.

Выявлено 16 реагентов, обладающих псевдопластичными свойствами, 3 реагента со слабо дилатантными свойствами и 1 состав с переменными свойствами: неньютоновские псевдопластичные свойства при скоростях сдвига от 12,23 до 97,84 с<sup>-1</sup>, дилатантные свойства при скорости сдвига более 97,84 с<sup>-1</sup>. Пример изменения вязкости таких составов в зависимости от скорости сдвига представлен на рис. 1.

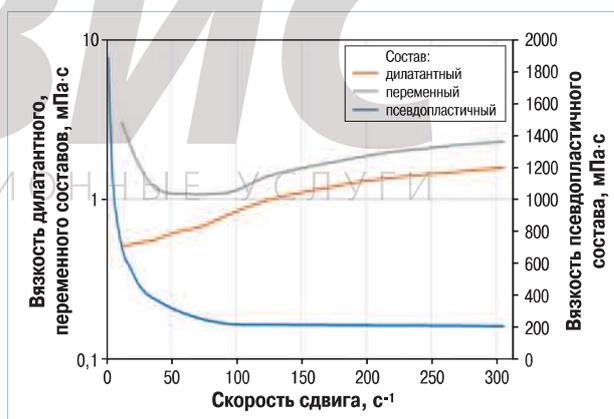


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости составов ОВП от скорости сдвига

**Время гелеобразования и типы получаемых гелей.** Время гелеобразования варьировалось от мгновенного (отверждающиеся системы при контакте с водой) до 48 ч для полимерных систем. Оптимальным считалось время не менее 3 ч. Составы ОВП характеризовались различными набором вязкости и сшивкой, что выражалось в значительных различиях полученных значений времени индукции, периода набора вязкости и конечной сшивки системы: механизм физической и химической сшивки напрямую влиял на процесс набора вязкости, а также на конечный тип получаемого геля (на его прочностные характеристики).

Составы были разделены по времени гелеобразования на четыре группы: быстрореагирующие, оптимальные,

продолженного действия и не приводящие к гелеобразованию (табл. 1). Исходя из полученных данных авторами предложено рассматривать составы по следующим направлениям.

1. Отверждающиеся составы с мгновенной шшивкой (при контакте с водой) могут применяться для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в ограниченных локализованных зонах.

2. Полимерные составы со временем шшивки менее 30 мин рекомендуется реализовывать в высокопоглощающих зонах, так как они способны за малое время создавать псевдопластичную высоковязкую структуру.

3. Полимерные составы с медленной шшивкой могут применяться в основном для воздействия на удаленные зоны и скорее всего в потокоотклоняющих технологиях, реализуемых через нагнетательные скважины.

В рамках данной работы для ОВП наиболее перспективны реагенты из группы «оптимальные составы», которые обеспечивают необходимый контроль процесса закачки в условиях, где требуется более длительное время для формирования геля. В то же время по расчетам шшивка состава происходит именно при попадании в призабойную зону пласта (ПЗП), что дает возможность эффективно блокировать техногенные трещины и промытые участки ПЗП.

Кроме того, рекомендуется учитывать тип геля при оценке практической применимости. Составы по типам геля предлагается обобщить по следующим реологическим группам:

- хрупкие высоковязкие гели типа Н, I, J – для проведения РИР, капитального ремонта;
- эластичные прочные гели типа F, G, H – для ОВП;

– эластичные мягкие гели типа С, D, E – для выравнивания профиля приемистости.

*Термостабильность, совместимость составов с пластовыми флюидами и оценка влияния минерализации на свойства составов ОВП.* При исследовании термостабильности составы ОВП условно распределили на три группы: полностью стабильные; условно стабильные (составы с допустимой деструкцией); нестабильные. Полностью стабильными считались составы, сохранившие исходную структуру после гелеобразования. К рассмотрению также предлагались составы с деструкцией менее 10 %.

По результатам тестирования 20 коммерческих составов более 40 % оказались нестабильными, при этом в некоторых случаях структурные изменения выявлялись на 15–20 сут выдержки при пластовой температуре, что указывает на необходимость оценки составов в течение не менее 30 сут.

При оценке совместимости большинство составов продемонстрировали отсутствие негативных процессов при контакте с пластовыми флюидами, что подтверждает их технологическую пригодность для условий, соответствующих характеристикам пласта. Установлена хорошая совместимость с флюидами отверждающихся и большинства гелеобразующих (полимерных) систем: не выявлено ухудшения свойств систем ОВП и влияния на качество флюидов. Однако для некоторых составов получен отрицательный результат: потеря свойств гелей, образование сгустков в нефти, высоковязких эмульсий. Для большинства исследуемых составов изменение минерализации среды не оказывало значительного влияния на свойства конечных систем, за исключением поли-

Таблица 1

Номер состава	Категория состава	Образец	Время гелеобразования	Тип геля	Технологическая пригодность
Быстрореагирующие составы					
1	Отверждающиеся	Отв-1	Мгновенно при контакте с водой	E	Ограниченная
2		Отв-2	1 мин	F	Ограниченная
3	Осадко-гелеобразующие	Осад-гел-1	Мгновенно при нагреве	J	Ограниченная
4		Осад-гел-2	Мгновенно при контакте с водой	A	Ограниченная
5	Гелеобразующие (полимерные)	Полим-1	35 мин	H-I	Ограниченная
6		Полим-3	65 мин	J	Ограниченная
7		Полим-4	30–33 мин	C-D	Ограниченная
8		Полим-5	Не сшивается	B	Ограниченная
9		Полим-5	33 мин	C	Ограниченная
10	Гелеобразующие (неорганические)	Неорг-1	При контакте с отвердителем	F	Ограниченная
11	Суспензионные/вязкие системы	Вс-1	30 мин – при контакте с пластовой водой	I	Ограниченная
Оптимальные составы					
12	Гелеобразующие (полимерные)	Полим-2	4–5 ч	D-I	Высокая
13	Водонабухающие	ГЧ-1	4 ч	-	Высокая
14		ГЧ-2	4 ч	-	Высокая
15		ГЧ-3	2 ч	-	Высокая
Составы пролонгированного действия					
16	Неорганические	Неорг-2	30–48 ч	H	Низкая
Составы, не приводящие к гелеобразованию					
17	Обратные эмульсии	Обэм-1	Применяются в товарной форме	A	Ограниченная
18		Обэм-1	Применяются в товарной форме	A	Ограниченная
19	Суспензионные/вязкие системы	Суспенз-2	Мгновенно при контакте с водой диспергируются	-	Ограниченная
20		Суспенз-3	Не подвержен шшивке	-	Ограниченная

мерного состава Полим-2 и вязкой системы Вс-1, у которых незначительно ухудшилась структура.

**Химическая деструкция.** Из практики применения технологии ОВП на объектах «Газпром нефти» к испытаниям на реальных объектах допускаются составы с наличием деструктора, разрушающего структуру состава не менее чем на 80 %, а также исключают образование твердых сгустков после деструкции. Из 20 исследованных составов для 7 удалось подобрать высокоэффективные деструкторы. Составы Полим-1, Неорг-2 и Полим-4 (деструктор  $H_2O_2$ ) демонстрируют 100%-ную деструкцию без образования коагулирующих осадков.

При исследовании деструкции критическим фактором является не только степень разрушения структуры, но и характеристика неразрушенных остатков. Например, составы (Полим-2, Полим-5) с деструкцией более 95 % несут дополнительные риски ввиду образования резиноподобных остатков после деструкции.

Согласно полученным результатам для отверждающихся систем наиболее эффективным является применение щелочных деструкторов (20-30 % NaOH) с соотношением 1:1, обеспечивающих деструкцию 80-90 % за 1-2 ч. Для полимерных систем оптимальными являются кислотные деструкторы различной концентрации (12-24 % HCl). Для неорганических систем рекомендуется использование 10-20%-ных растворов кислот или щелочей в зависимости от химической природы. Следует отметить, что во многих случаях рекомендуемые производителями деструкторы требовали доработки или изменения концентрации, что еще раз подчеркивает важность проведения данного блока исследований.

**Реологические характеристики.** Реологические исследования позволили разделить составы на группы по механическим свойствам и прогнозировать их поведение в пластовых условиях. Исследования проводились для восьми лучших составов по результатам предыдущих исследований структурообразования и термостабильности. На основе полученных данных составы разделили по вязкоупругим свойствам на две основные группы:

1. Составы с высокой комплексной вязкостью, низкой амплитудой развертки колебаний (хрупкие гели):

– Неорг-2:  $G' = 18900-30000$  Па, комплексная вязкость – 1900000-3000000 мПа·с, амплитуда – 0,6-1,5 % (сверхвязкий хрупкий гель);

– Неорг-1:  $G' = 1156-1200$  Па, комплексная вязкость – 118400-120000 мПа·с, амплитуда – 0,16-0,6 % (вязкий хрупкий гель);

– Отв-1:  $G' = 296-1820$  Па, комплексная вязкость – 25000-189000 мПа·с, амплитуда – 0,25-0,6 % (средневязкий хрупкий гель);

– Суспенз-1:  $G' = 234-1230$  Па, комплексная вязкость – 108900-126000 мПа·с, амплитуда – 0,6-4 % (вязкий умеренно хрупкий гель).

2. Составы со средней комплексной вязкостью, высокой амплитудой (эластичные гели):

– Полим-1:  $G' = 36-47$  Па, комплексная вязкость – 3500-5000 мПа·с, амплитуда – 25-252 % (эластичный прочный гель);

– Полим-5:  $G' = 61$  Па, комплексная вязкость – 6100 мПа·с, амплитуда – 40 % (эластичный жесткий гель);

– Полим-2:  $G' = 19-30$  Па, комплексная вязкость – 2000-3000 мПа·с, амплитуда – 10-27 % (эластичный средний гель);

– Полим-6:  $G' = 4,7-17$  Па, комплексная вязкость – 500-1700 мПа·с, амплитуда – 40-100 % (эластичный мягкий гель).

При повышении температуры от 75 до 90 °С наблюдались увеличение модуля накопления  $G'$  на 15-25 %, снижение предела амплитуды на 10-20 % и изменение характера разрушения геля. Важно отметить, что эффективность создаваемого водоизолирующего экрана определяется не только высокими значениями комплексной вязкости, но и всеми реологическими параметрами. Модули накопления  $G'$  и потерь  $G''$  характеризуют соответственно упругие и вязкие свойства системы, а предел амплитуды развертки – устойчивость структуры к деформациям.

Составы с высокими значениями  $G'$  и низким пределом амплитуды (группа 1) формируют жесткие хрупкие структуры, склонные к разрушению при незначительных деформациях. Такие системы эффективны для создания прочных барьеров в статических условиях, но могут быть неустойчивы к динамическим воздействиям. Составы с умеренными значениями  $G'$  и высоким пределом амплитуды (группа 2) образуют более эластичные структуры, способные выдерживать значительные деформации без разрушения. Эти системы предпочтительны для применения в условиях переменных градиентов давления и динамических нагрузок.

На основании комплексной оценки реологических характеристик в сочетании с ранее полученными результатами по гелеобразованию рекомендуются:

– для создания долговременных водоизолирующих экранов в стабильных условиях – составы группы 1 с высокой комплексной вязкостью (более 100000 мПа·с) и  $G' > 1000$  Па;

– для применения в динамических условиях с переменными нагрузками – составы группы 2 с комплексной вязкостью 2000-6000 мПа·с и пределом амплитуды более 10 %;

– для использования в условиях высокой температуры (более 85 °С) – составы с повышенным модулем накопления, компенсирующим температурную деградацию структуры;

**Фильтрационные исследования.** По результатам первых пяти блоков исследований были выбраны семь наиболее перспективных и технологичных составов ОВП: четыре полимерных и три отверждающихся. Для оценки их в условиях, максимально приближенных к пластовым, проводились фильтрационные эксперименты на керновых моделях. На рис. 2, 3 представлены сравнительные диаграммы факторов сопротивления и остаточного сопротивления, полученных на водонасыщенной и нефтенасыщенной моделях пласта.

Факторы сопротивления характеризуют действие состава при закачке. Высокие его значения свидетельствуют о необходимости создания значительных депрессий для закачки составов в поровое пространство. Факторы остаточного сопротивления позволяют проанализировать блокирующие свойства составов при вызове притока, а также качественно оценить процесс выноса составов из нефтяной и водонасыщенной зон пласта.

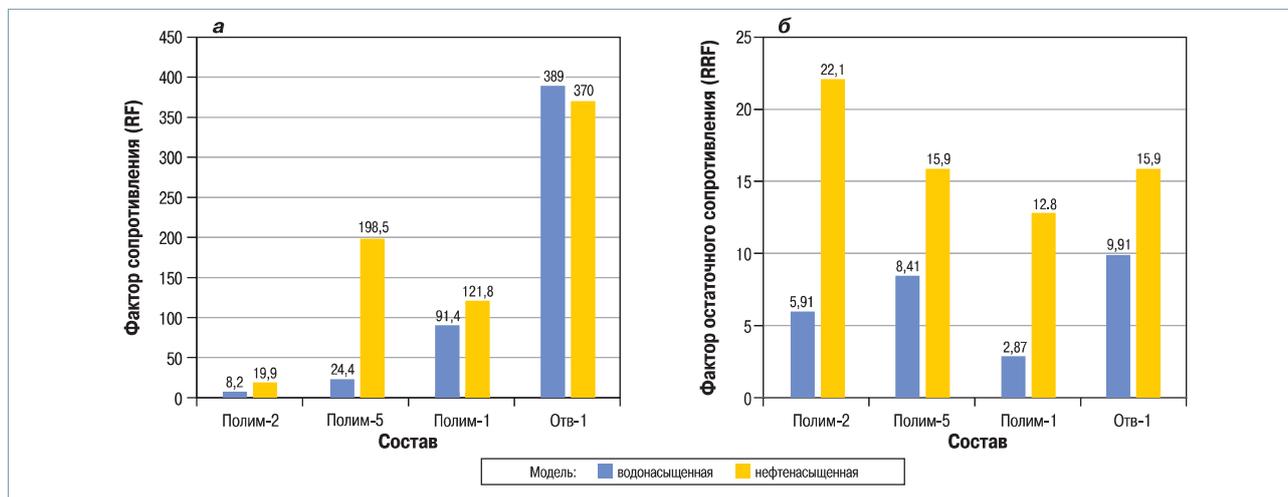


Рис. 2. Фактор сопротивления (а) и фактор остаточного сопротивления (б) составов ОВП в фильтрационных экспериментах на водонасыщенных и нефтенасыщенных моделях пласта месторождения М-р 1

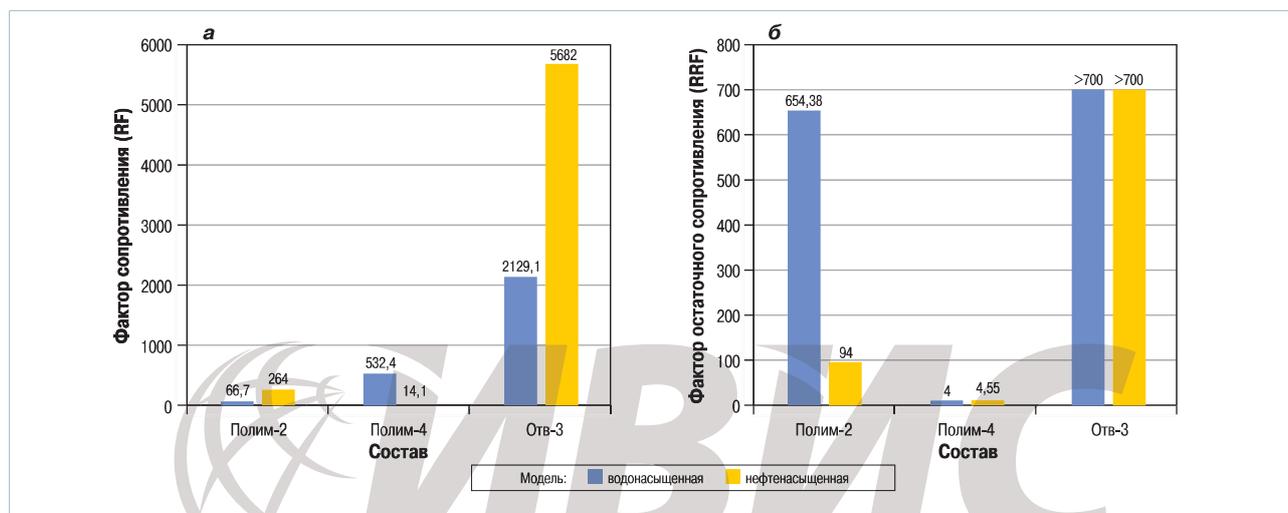


Рис. 3. Фактор сопротивления (а) и фактор остаточного сопротивления (б) составов ОВП в фильтрационных экспериментах на водонасыщенных и нефтенасыщенных моделях пласта месторождения М-р 2

На обоих объектах состав Полим-2 показал минимальные значения факторов сопротивления в водонасыщенной зоне пласта по сравнению с другими составами. В нефтенасыщенную зону состав Полим-2 закачивался с большим сопротивлением, что свидетельствует о его селективности при закачке (см. рис. 2, а, 3, а). Данный реагент можно рекомендовать закачивать адресно в водонасыщенную зону пласта и создавать протяженные гелевые экраны.

Факторы сопротивления составов Полим-1 и Полим-5 имеют схожую тенденцию изменения с фактором сопротивления состава Полим-2 (все составы относятся к сшитым полимерным), но ввиду значительного более быстрого времени гелеобразования их значения на порядок выше. При этом в процессе закачки состава в разнонасыщенный участок пласта не ожидается избирательной фильтрации в водонасыщенную зону (факторы сопротивления сопоставимы, но более высокое значение – в водонасыщенной модели).

При рассмотрении состава Отв-1 следует обратить внимание на химизм его действия, который заключается в затвердевании (образовании неорганического кремний-геля) при контакте с водой. Это подтверждается при сравнении с факторами сопротивления других составов: в водонасыщенной модели М-р 1 для состава

Отв-1  $RF = 389$ , для состава Полим-2  $RF = 8,2$ . Таким образом, при закачке состава Отв-1 в разнонасыщенный пласт прогнозируется осложнение из-за фильтрации основного объема закачиваемого состава именно в нефтенасыщенную зону.

По соотношению факторов сопротивления на водонасыщенной и нефтенасыщенной моделях оценивали, какие составы будут селективно фильтроваться в водонасыщенные зоны, не нарушая фильтрацию в нефтенасыщенных участках (табл. 2):

- соотношение менее 0,5: хорошая селективность – состав преимущественно блокирует нефтенасыщенные зоны;
- соотношение 0,5–1,0: умеренная селективность – состав блокирует водо- и нефтенасыщенные зоны примерно одинаково;
- соотношение более 1,0: плохая селективность – состав в большей степени блокирует водонасыщенные зоны, что нежелательно.

Состав Полим-2 показал хорошую селективность только на месторождении М-р 1. На месторождении М-р 2 высокое соотношение  $RF \text{ вода} / RF \text{ нефть}$  для него указывает на плохую селективность, однако высокое значение также связано с более высокой проницаемостью коллектора. Составы Полим-5 и Полим-4 также показали хоро-

шую селективность при закачке, блокируя преимущественно нефтенасыщенные зоны. Состав Полим-1 проявил умеренную селективность на М-р 1, что означает примерно равное блокирование обеих зон. Отверждающие составы Отв-1 и Отв-2 показали очень плохую селективность на обоих месторождениях, в большей степени они блокируют водонасыщенные зоны (см. табл. 2).

Таблица 2

Состав	RF воды/ RF нефти	Оценка селективности	RF воды/ RF нефти	Оценка селективности
	М-р 1 (0,085 мкм <sup>2</sup> )		М-р 2 (0,5 мкм <sup>2</sup> )	
Полим-2	0,41	Хорошая	4,73	Плохая
Полим-5	0,12	Хорошая	—	—
Полим-1	0,75	Умеренная	—	—
Отв-1	1,05	Плохая	—	—
Полим-4	—	—	0,09	Хорошая
Отв-3	—	—	8,06	Плохая

#### Эксперимент на параллельных кернодержателях.

Для оценки эффективности в условиях неоднородного пласта был проведен специальный эксперимент с составом Полим-2 на параллельных кернодержателях с различной проницаемостью зерна: модель высокопроницаемая,  $k_{пр} = 1,12976$  мкм<sup>2</sup> и низкопроницаемая,  $k_{пр} = 0,39453$  мкм<sup>2</sup>. Изменение перепада давления в ходе всего фильтрационного эксперимента представлено на рис. 4.

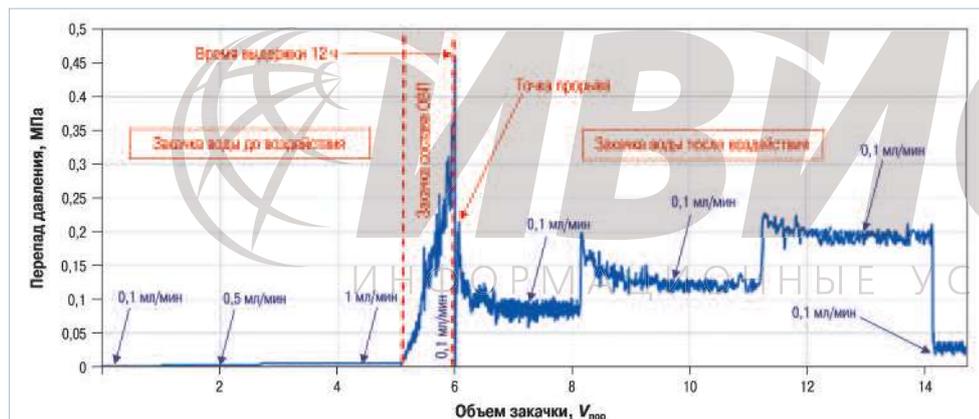


Рис. 4. Изменение депрессии в ходе фильтрационного эксперимента при закачке агента Полим-2 на параллельной модели

В результате проведенного эксперимента определены следующие параметры:

- максимальное давление при закачке агента ОВП – 0,46 МПа;
- перепад давления на низкопроницаемой модели после стабилизации (высокопроницаемая зона заблокирована) – 0,04 МПа;
- фактор сопротивления  $RF = 460$ ;

– фактор остаточного сопротивления  $RRF = 40$ .

После прорыва агента ОВП, фильтрация наблюдалась по низкопроницаемой модели ( $k_{пр} = 0,003$  мкм<sup>2</sup>), проницаемость снизилась в 40 раз по сравнению с высокопроницаемой моделью ( $k_{пр} = 0,12$  мкм<sup>2</sup>).

#### Выводы

1. Комплексные физико-химические и фильтрационные исследования различных типов систем (отверждающиеся, гелеобразующие полимерные и неорганические, суспензионные, водонабухающие и осадко-гелеобразующие) позволили разработать методологический поэтапный подход к оценке эффективности агентов ОВП различной физико-химической природы и определить ключевые критерии их применимости.

2. Критическими для методологии тестирования являлись следующие параметры.

– Термостабильность: только 47 % (10 из 21) составов для месторождения М-р 1 и 37 % (7 из 19) для М-р 2 продемонстрировали полную стабильность в течение 30 сут при пластовых температурах. Критическими являются процессы синерезиса и структурной деградации, которые могут привести к потере блокирующих свойств.

– Время гелеобразования: минимально допустимое время индукции должно составлять не менее 3 ч для обеспечения технологической безопасности.

– Химическая деструкция: 67 % исследованных составов имели неудовлетворительную деструкцию (менее 75 %), что создает риски коагуляции пласта.

– Реологические характеристики: оптимальными являются вязкоупругие системы с комплексной вязкостью не менее 2000–3000 МПа·с и высоким пределом амплитуды развертки (более 10 %).

– Селективность составов. Все исследованные полимерные системы показали неселективное поведение, что ограничивает их применение в условиях совместного присутствия нефте- и водонасыщенных зон.

3. Результаты, полученные при применении описанного методологического подхода к подбору составов ОВП, позволили выбрать из 75 предлагаемых на отечественном рынке составов ОВП два наиболее перспективных химических реагента для проведения опытно-промышленных исследований на двух месторождениях Западной Сибири.

#### Список литературы

1. Потокотклоняющие технологии для месторождений Западной Сибири / Я.В. Долгих, Д.В. Нуриев, Д.Р. Кинзибаев [и др.] // Neftegaz.RU. – 2025. – № 10. – <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/903065-potokotklonyayushchiesya-tehnologii-dlya-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri/>
2. ГОСТ 27025-86. Реактивы. Общие указания по проведению испытаний.
3. API RP 63-1990, Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. – API, 1990.

#### References

1. Dolgikh Y.V., Nuriev D.V., Kinzibaev D.R. et al. Flow-diverting technologies for Western Siberian fields (In Russ.), Neftegaz.RU, 2025, no. 10, URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/903065-potokotklonyayushchiesya-tehnologii-dlya-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri/>
2. GOST 27025-86, Reagents, General test requirements.
3. API RP 63-1990, Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations, API, 1990.