

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.118-129>

EDN NMWEOU

УДК 622.276.43:678

## **Применение гидрофобизированного наполнителя в полимер-дисперсных составах**

<sup>1</sup>Мамбетов С.Ф., <sup>2</sup>Земцов Ю.В.

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

## **Use of a water-repellent filling agent in polymer-dispersed systems**

<sup>1</sup>S.F. Mambetov, <sup>2</sup>Yu.V. Zemtsov

<sup>1</sup>«LUKOIL Engineering» LLC, Kogalym, Russia

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**E-mail: [Sergey.Mambetov@lukoil.com](mailto:Sergey.Mambetov@lukoil.com)**

**Аннотация.** Наблюдающаяся в последние годы тенденция увеличения темпов падения базовой добычи нефти несет риски невыполнения планов и недостижения проектных коэффициентов извлечения нефти (КИН) на многих месторождениях углеводородов. В складывающихся условиях исключительно актуальным является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН), в частности, составов потокорегулирующего действия. Отечественный опыт показывает, что из числа таких методов наиболее эффективными являются технологии выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин и потокоотклоняющие технологии (ПОТ) с применением различных дисперсно-содержащих составов.

Настоящая работа посвящена изучению возможности применения гидрофобизированного наполнителя в дисперсносодержащих системах. Показаны преимущества использования такого наполнителя перед промышленно применяемыми в настоящее время – глинопорошок, древесная мука.

**Ключевые слова:** седиментационная и агрегативная устойчивость, высокодисперсный наполнитель, полиакриламид, глинопорошок, стабильность системы, фактор остаточного сопротивления, нефтевытеснение

**Для цитирования:** Мамбетов С.Ф., Земцов Ю.В. Применение гидрофобизированного наполнителя в полимер-дисперсных составах // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 118-129. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.118-129>. - EDN NMWEOU

**Abstract.** An increasing trend in the oil production decline rate observed over the last few years poses risks of failure to meet production targets and to achieve planned oil recovery efficiency in many hydrocarbon fields. Under current conditions, use of physical-and-chemical EOR methods, particularly, flow diverting agents, is of utmost importance. Domestic experience shows that the most efficient among such EOR methods are conformance control in injection wells and flow diverting technologies using various disperse systems.

The paper studies the applicability of a water-repellent filling agent in disperse systems. The authors present the advantages of using this agent compared to the currently applied industrial fillers, such as mud powder and wood flour.

**Key words:** *sedimentary and aggregate stability, high-dispersive filling agent, polyacrylamide, mud powder, system stability, residual resistance coefficient, oil displacement*

**For citation:** S.F. Mambetov, Yu.V. Zemtsov *Primeneniye gidrofobizirovannogo napolnitelya v polimer-dispersnykh sostavakh* [Use of a water-repellent filling agent in polymer-dispersed systems]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 2(42), 2025. pp. 118-129. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.118-129>. EDN NMWEOU (in Russian)

## Введение

Современный этап разработки месторождений в ХМАО-Югре характеризуется снижением добычи нефти, увеличением текущей выработанности запасов более 60% и обводненности свыше 85%, а также увеличением до 65-70% доли трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), вовлеченных в разработку [1]. Складывающаяся ситуация характерна для современного этапа разработки большинства месторождений Западной Сибири. В существующих реалиях достаточно большое количество остаточных запасов нефти остается не вовлеченными в процессы разработки нефтяных залежей. Разработка новых месторождений требует значительных финансовых вложений, которые направляются для организации логистики и развития инфраструктуры, что с экономической точки зрения, не является быстро окупаемыми мероприятиями. Поэтому месторождения с остаточными запасами углеводородов, имеющие коммуникации и транспортную доступность, остаются весьма привлекательными активами для реализации на них усовершенствованных и наиболее эффективных физико-химических технологий повышения нефтеотдачи пластов.

С учётом вышесказанного исключительно актуальным является применение ФХ МУН потокоотклоняющего действия. Отечественный опыт показывает, что из числа таких методов, применяемых на зрелых месторождениях, наиболее эффективными являются ПОТ с применением различных дисперсно-содержащих составов. В качестве кольматантов в таких системах выступают глина, мел, древесная мука и другие нерастворимые компоненты. Реализация подобных технологий осуществляется с использованием закачки оторочками: в пласт закачивается поочередно полимерный гелеобразующий состав и дисперсная оторочка с наполнителем, возможны несколько циклов таких закачек. Подобный подход имеет несколько недостатков, основным из которых является формирование неоднородного по своей структуре водоизоляционного барьера внутри пласта. Причины – ограниченный период седиментационной и агрегативной устойчивости дисперсных систем, а также термодеструкция полимерных гелей. Гидрофильные частицы применяемых наполнителей, попадая в воду, начинают активно впитывать её, снижают свою подвижность и стремятся к выпадению в осадок. В результате этого кольматация происходит в ближайшей от обрабатываемой скважины зоне. Период жизни образующихся полимерных гелей ограничен термодеструкцией. Ограниченная седиментационная устойчивость позволяет обрабатывать лишь ближайшие участки пласта, оставляя нетронутыми более удаленные области с остаточными запасами. Эффективность применения подобных составов снижается, что влечет за собой увеличение числа обработок скважин в расчётном периоде.

С целью получения однородного по своей структуре и водоизоляционным свойствам потокоотклоняющего барьера были проведены исследования по разработке полимер-дисперсного состава (ПДС), обеспечивающего седиментационную устойчивость дисперсной составляющей и воз-

возможность формирования качественного водоизоляционного барьера на максимально возможном расстоянии от обрабатываемой нагнетательной скважины в глубине продуктивного пласта.

Гидрофобность наполнителя стала основой при разработке полимер-дисперсных систем с пролонгированным периодом седиментационной и агрегативной устойчивости. Работа включала проведение лабораторных исследований по определению седиментационной устойчивости экспериментальных составов, термостабильности, определению реологических характеристик. Целью проведения фильтрационных исследований являлось изучение фильтрующей способности высокодисперсного гидрофобизированного кольматанта в высокопроницаемой пористой среде, оценка эффективности потокоотклонения, возможность довытеснения остаточной нефти и сравнение полученных результатов с результатами аналогичных исследований с использованием промышленно применяемых в настоящее время наполнителей. В качестве кольматанта были использованы образцы гидрофобизированного торфоминерального сорбента «Сорбонафт-МФ» (ООО «Пресс-Торф», г. Киров) [2]. Этот сорбент хорошо удерживается в воде и за счёт гидрофобности сохраняет свою подвижность на протяжении долгого времени. Для сравнения проводились аналогичные исследования с использованием промышленно применяемых наполнителей – бентонитового глинопорошка марки ПБМБ (ЗАО «Керамзит», Московская область), древесной муки марки 180 (ООО «Симпл групп», г. Москва).

В табл. 1 приведены технологические свойства использованных при проведении исследований глинопорошка, древесной муки и гидрофобизированного наполнителя.

Таблица 1

**Технологические свойства наполнителей**

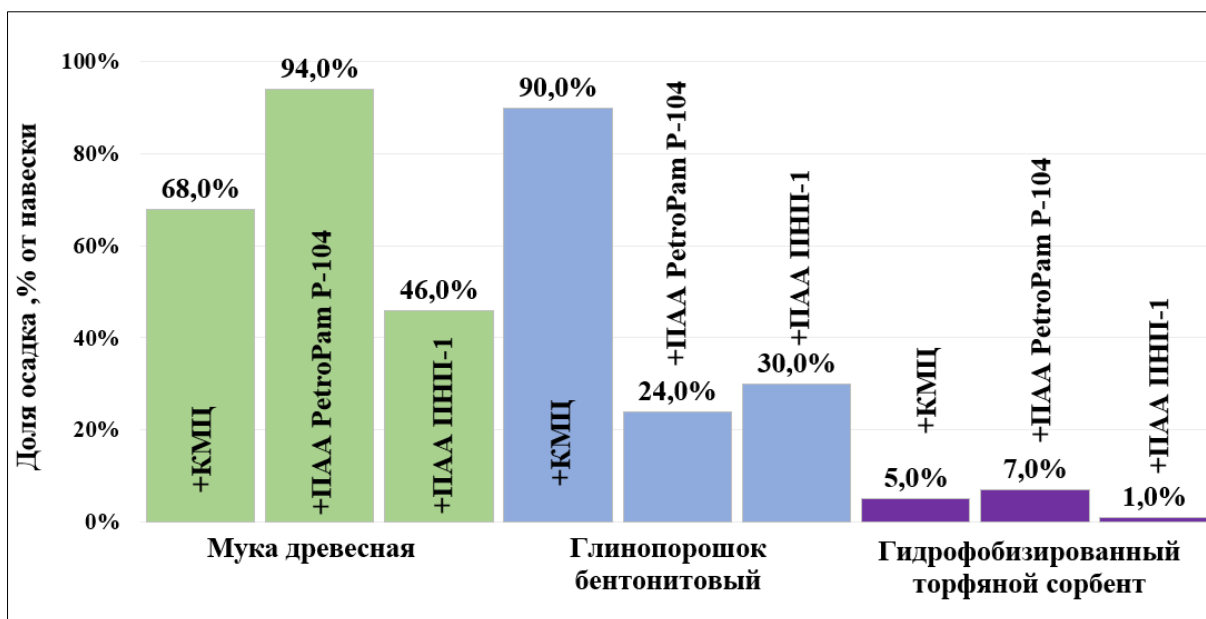
| Наименование показателя                                | Глинопорошок                                                                      | Древесная мука                                                                     | Гидрофобизированный торф                                                            |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Внешний вид                                            |  |  |  |
| Влажность, %                                           | н/д                                                                               | 4,2                                                                                | 0,0                                                                                 |
| Содержание песка, %                                    | 0,12                                                                              | отсутствует                                                                        | отсутствует                                                                         |
| Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup>                  | 0,883                                                                             | 0,164                                                                              | 0,400                                                                               |
| Средний размер частиц, мкм                             | 7,6                                                                               | 86-120                                                                             | 110-230;<br>Отдельные фракции<br>≤ 50;<br>≤ 200 и ≤ 400                             |
| Степень набухания<br>$V_{\text{набух}}/V_{\text{сух}}$ | 1,85                                                                              | н/д                                                                                | отсутствует                                                                         |
| Время набухания, мин                                   | 30                                                                                | н/д                                                                                | отсутствует                                                                         |

В качестве полимерной составляющей исследованы промышленно применяемые при обработках скважин образцы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиакриламидов марки «PetroPam P-104» и «ПНП-1», а также ксантановая камедь (КК). Для приготовления композиций использовалась подтоварная вода одного из месторождений Когалымского региона, сшиватель – ацетат хрома и неионогенный ПАВ – Неонол АФ<sub>9/12</sub>.

**Седиментационная устойчивость дисперсно-содержащих составов**

Результаты сравнительной оценки седиментационной устойчивости испытанных составов с использованием глинопорошка, древесной муки и гидрофобизированного торфа приведены на рис. 1.

Данные тестовых исследований показали, что гидрофобизированный наполнитель из частиц торфа меньше всего подвержен выпадению в осадок из растворов рассмотренных полимеров. Следует отметить, что во всех экспериментах с гидрофобизированным сорбентом его концентрация составляла 2% масс., а концентрация глинопорошка и древесной муки 1% масс.



*Рис. 1. Результаты оценки седиментационной устойчивости исследованных составов*

Также отметим, что размерность частиц гидрофобизированного наполнителя превышала размерность частиц бентонитового глинопорошка, а по насыпной плотности гидрофобизированный сорбент тяжелее, чем древесная мука (Табл. 1). Данные параметры обычно отрицательно влияют на седиментационную и агрегативную устойчивость коллоидных дисперсных систем [3]. Однако, несмотря на это, сравнительные тесты показали явное преимущество полимер-дисперсных составов с применением гидрофобизированного торфяного сорбента.

В процессе исследований были определены оптимальные диапазоны содержания полимерных компонент, при которых экспериментальные составы наиболее устойчивы и стабильны. Также было установлено положительное влияние ПАВ на стабильность систем и, кроме этого, придание составам нефтеотмывающих свойств, что также очень важно для технологий потокоотклоняющего действия.

## Термостабильность дисперсно-содержащих составов с гидрофобизированным торфом

Исследования термостабильности проведены для сшитых полимер-дисперсных систем в присутствии высокодисперсного гидрофобизированного наполнителя с размером частиц  $\leq 200$  и  $\leq 400$  мкм. Тестирование выполнено при атмосферном давлении при температурах 85 и 95°C. Оценку стабильности производили визуально после термостатирования в течение первых часов, одних, трёх, пяти и более вплоть до тридцати суток. Регистрировали наличие процессов гелеобразования, выпадения частиц в осадок, синерезис, усадку образующегося геля.

На рис. 2 в качестве примера приведен внешний вид некоторых экспериментальных систем в процессе проведения исследований.



а) ПДС с КМЦ



б) ПДС с ПАА ПНП-1



в) ПДС с Ксантаном

**Рис. 2. Внешний вид ПДС при проведении тестов на термостабильность**

Было установлено:

1. Системы с КМЦ трудно поддаются сшивке даже при повышенных температурах. Продолжительность жизни образующегося геля не превышала двух часов: по истечению этого времени наблюдается синерезис и разложение геля, частицы наполнителя образуют осадок, сохраняющий подвижность.

2. Полноценного прочного сшитого геля для систем с ПАА марок Petro-Ram P-104 и ПНП-1 при указанных температурах не фиксировалось. Образующийся гель, особенно при температуре 95°C, претерпевал термодеструк-



цию уже в процессе гелеобразования. По истечении 1-2 суток внизу образовывался плотный осадок, который далее с течением времени приобретал подвижность, гель полностью разрушался.

3. Системы с ксантановой камедью являлись маловязкими, полноценное гелеобразование также не происходило, но системы сохраняли седиментационную устойчивость и подвижность всё время наблюдения.

### **Фильтрационные исследования**

Фильтрационные эксперименты проводились на одиночных, а также двухслойных насыпных нефте-водонасыщенных моделях из дезинтегрированного керна пласта группы БС одного из месторождений Западной Сибири. Целью проведения экспериментов было исследование фильтрующей способности высокодисперсных частиц торфа в растворах полимеров в высокопроницаемой пористой среде, оценка эффективности кольматации ими высокопроводящих каналов фильтрации, а также оценка эффективности потокоотклонения разрабатываемыми ПДС закачиваемой воды в технологиях увеличения нефтеотдачи. Экспериментальные составы закачивались в модели оторочками в объёмах 0,1- 0,3  $V_{пор}$  моделей пласта, каждая оторочка продавливалась раствором НПАВ объёмом  $\sim 0,1 V_{пор}$ . После закачки составов модели пласта выдерживали под давлением на реакцию гелеобразования в течение 4 часов. Исследования проведены при температуре 85°C и давлении, максимально приближенному к пластовому.

Для сравнительной оценки проведены эксперименты с использованием традиционно промышленно применяемых наполнителей – древесной муки и бентонитового глинопорошка.

Фильтрационными экспериментами установлено:

1. Разрабатываемые составы обладают высокой водоизолирующей способностью по отношению к водопромытым интервалам. Так, после обра-



ботки составом водонасыщенной модели с начальной проницаемостью  $546,7 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> ее проницаемость снизилась до  $3,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, фактор остаточного сопротивления составил 176,4 ед.

2. По окончании проведения эксперимента на этой модели с частицами гидрофобизированного торфа размером  $\leq 50$  мкм они, при разборке модели, были обнаружены по всей длине фильтрационной колонки, начиная от входа в модель и заканчивая выходом (Рис. 3). В эксперименте с глинопо-рошком на модели с проницаемостью  $2869 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> весь состав кольматанта аккумулировался на входе в модель (Рис. 4). Таким образом, экспериментально установлено, что высокодисперсные частицы гидрофобизированного торфа в полимерном растворе способны фильтроваться в пористой среде и, благодаря высокой седиментационной стабильности, глубоко проникать в пласт.



**Рис. 3. Внешний вид насыпной модели после окончания эксперимента с гидрофобизированным торфяным сорбентом**



А)



Б)

**Рис. 4. Внешний вид моделей после окончания экспериментов с бентонитовым глинопорошком и древесной мукой**

Таким образом, экспериментально установлено, что высокодисперсные частицы гидрофобизированного торфа в полимерном растворе способны фильтроваться в пористой среде и, благодаря высокой седиментационной стабильности, глубоко проникать в пласт.

3. Экспериментально подтверждено, что разработанные ПДС способствуют дополнительному вытеснению нефти из обрабатываемых моделей пласта. Фильтрационные тесты выполнены на моделях с проницаемостями в пределах  $16 \div 516 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В экспериментах на двухслойных нефте-водонасыщенных моделях, проницаемость которых различалась в 3,7-5,4 раз, увеличение коэффициента вытеснения нефти происходит как в менее, так и в более проницаемой модели, причём как на этапах закачки исследуемого состава, так и при последующей закачке воды. При этом проницаемость высоко проницаемых моделей снижалась в 2,2-37,0 раз, а менее проницаемых только в 1,5-2,9 раза, и приросты коэффициентов вытеснения составили, соответственно, 3,7-11,7% и 7,2-17,1%. Это свидетельствует об увеличении охвата воздействием разнопроницаемой пористой среды вследствие перераспределения фильтрационных потоков как во время закачки экспериментального состава, так и после обработки. На практике такое воздействие будет эффективно стимулировать увеличение охвата и подключение к воздействию новых менее проницаемых интервалов объекта разработки.

4. Результаты фильтрационных исследований с участием промышленно применяемых дисперсных наполнителей, таких как древесная мука или бентонитовый глинопорошок, показали, что ввиду низкой седиментационной устойчивости этих наполнителей формирование водоизоляционного барьера за счет кольматации происходит лишь на входе в модели, то есть в реальных условиях только в призабойной зоне пласта, где кольматирующие частицы выпадают в осадок и не продвигаются в удалённые зоны. Прирост

коэффициента довытеснения нефти при закачке ПДС с глинопорошком составил только 1,5%, а с древесной мукой дополнительного вытеснения не произошло.

### Выводы

Экспериментально подтверждена эффективность разработанных ПДС с частицами высокодисперсного гидрофобизированного торфа. Системы с данным наполнителем более седиментоустойчивы в сравнении с промышленно применяемыми кольматантами, сохраняют подвижность кольматирующих частиц длительное время, что обеспечивает преимущество перед традиционно используемыми наполнителями вследствие более глубокого проникновения частиц внутрь порового пространства и возможности формирования потокоотклоняющего барьера в удалённых зонах пласта.

Результаты проведенных исследований подтвердили возможность практической реализации разработанных составов ПДС. Экспериментально апробированный способ четочной закачки потокоотклоняющего полимер-дисперсного состава с гидрофобизированным наполнителем и нефтеотмывающего агента показал высокую эффективность доизвлечения нефти и рекомендуется к промышленной апробации.

### Список литературы

1. Кузьменков С.Г. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / С.Г. Кузьменков, М.И. Королев, М.В. Новиков, и др. // Георесурсы, – 2023. – №3. – С. 129 -139.
2. Технические условия / ТУ 0392-001-55763877-2016 «Сорбент гидрофобизированный торфоминеральный нефтяной «Сорбонафт» / ЗАО «ЦЭИ «Пресс-Торф», – г. Киров, 2016.
3. К вопросу применения дисперсных наполнителей в технологиях увеличения нефтеотдачи / С.Ф. Мамбетов, Ю.В. Земцов, Е.Г. Узяркина // Нефтепромысловое дело. – 2022. – №12. – С. 45-50.
4. Земцов Ю.В., Мазаев В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Литературно-патентный обзор – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – 97 с.

### References

1. Kuzmenkov S.G. Efficiency of application of methods for increasing oil recovery and intensification of oil production in the fields of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra / S.G. Kuzmenkov, M.I. Korolev, M.V. Novikov, et al. // Georesources, – 2023. – No.3. – pp. 129 -139. (in Russian)
2. Technical specifications / TU 0392-001-55763877-2016 "Sorbonaft hydrophobic peat mineral oil sorbent" / CJSC CEI Press-Peat, Kirov, 2016. (in Russian)
3. On the issue of the use of dispersed fillers in technologies for increasing oil recovery / S.F. Mambetov, Yu.V. Zemtsov, E.G. Uzyarkina // Oilfield business. – 2022. – No.12. – pp. 45-50. (in Russian)
4. Zemtsov Yu.V., Mazaev V.V. The current state of physico-chemical methods of increasing oil recovery // Literary and patent review – Yekaterinburg: Publishing Solutions LLC, 2021. – p. 97. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Мамбетов Сергей Фанилович*, главный специалист, Управление технологического развития и опытно-промышленных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Россия, 628481, Когалым, ул. Центральная, 19/17  
E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

*Земцов Юрий Васильевич*, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: yvzemtsov56@gmail.com

### Authors

*S.F. Mambetov*, Chief Specialist, Technological Development and Pilot Works, LUKOIL Engineering» LLC  
19/17, Tsentralnaya Str., Kogalym, 628481, Russian Federation  
E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

*Yu.V. Zemtsov*, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Industrial University of Tyumen  
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: yvzemtsov56@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 24.03.2025*

*Принята к публикации 17.06.2025*

*Опубликована 30.06.2025*