

## ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИОННАЯ ПРОДУКЦИЯ

Оригинальная статья  
УДК 622.276+622.279  
EDN: XAWKZU

# Технологии «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel для контроля охвата пласта заводнением: история создания от супервайзера технологии «Темпоскрин»

В.Б. Демьяновский ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

**Аннотация.** *Цель работы.* Проанализировать информацию о создании и промышленном внедрении технологий «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel для оценки степени их различия. *Материалы и методы.* Проанализированы массивы публикационных и патентных данных, относящихся к технологиям «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel. Использовались методы сравнительного и наукометрического анализа, технологии поиска информации, в том числе с использованием нейросети. *Результаты.* По результатам наукометрического анализа выявлено, что Preformed Particle Gel и «Темпоскрин» – это одна и та же технология, основанная на закачке в пласт дисперсных полимерных гелей. Обе технологии предназначены для повышения нефтеотдачи пластов, с одинаковым механизмом действия, но отличаются способом изготовления геля. Нейросетью не выявлено прямой аналогии между технологиями «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel; отмечены только различия в терминологии, в частности в названии технологии. *Заключение.* Технология «Темпоскрин» была создана в СССР и усовершенствована в России более чем на 10 лет ранее технологии Preformed Particle Gel, разработанной в США. Во внедрении технологии применения дисперсных гелей для нефтедобычи участвовали страны: Россия, Китай, Франция, США. Причиной расхождения результатов наукометрического анализа описаний технологий «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel, проведенного автором, и анализа, выполненного нейросетью, является специфика работы нейросети, основанная на лингвистическом анализе информации.

**Ключевые слова:** «Темпоскрин», Preformed Particle Gel, предварительно сформированные гели, история технологий, нефтедобыча, фронт вытеснения нефти, нейросеть

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

**Для цитирования:** Демьяновский В.Б. Технологии «Темпоскрин» и Preformed Particle Gel для контроля охвата пласта заводнением: история создания от супервайзера технологии «Темпоскрин» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 1. С. 5–20. EDN: XAWKZU

---

✉ Демьяновский Владимир Борисович, demian20@ipng.ru

© Демьяновский В.Б., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons

## Введение

В последнее двадцатилетие появились отечественные и зарубежные публикации на тему технологии Preformed Particle Gel (PPG), в переводе «гель на основе предварительно сформированных частиц», например, [1–3]. По мнению автора, аббревиатура PPG и название «Темпоскрин» [4], это одна и та же технология, основанная на закачке в пласт дисперсных полимерных гелей, поэтому анализ разработок представляет научный интерес.

В научных публикациях рассмотрены различные аспекты технологии PPG:

– применение новейших наноматериалов для совершенствования PPG [5–7];

– изменение свойств гидрогелей в зависимости от их состава в обводненных залежах [8];

– применение нанокомпозитных гелей в трещиноватых коллекторах [9];

– исследование состава геля для нефтяных месторождений с высокоминерализованными пластовыми водами [10];

– применение гидрогелей в скважинах с высоким пластовым давлением и температурой [11];

– критерии отбора нефтяных скважин, подходящих для применения PPG [12];

– PPG в низкопроницаемых трещиноватых коллекторах и контроль профиля скважины [13];

– подбор в лабораторных условиях оптимального состава PPG для трещиноватых карбонатных коллекторов [14];

– создание лабораторных моделей для визуального наблюдения и исследования распространения набухших частиц геля в пласте [15, 16];

– изменение проницаемости коллекторов различных типов до и после применения PPG [17];

– изменение размера частиц гидрогелей в высокопористых коллекторах, коллекторах с открытыми трещинами, кавернами, трубах различного диаметра [18].

Для сравнения рассмотрены две версии описания технологий:

1) сгенерированная с помощью искусственного интеллекта – сервиса Яндекса – «Алиса AI» – нейросети нового поколения, созданной на основе большой языковой модели YandexGPT 5 Pro, путем запросов: а) показать историю создания технологии «Preformed particle gel for conformance control in an oil reservoir», б) в чем состоит отличие этой технологии от технологии «Темпоскрин»;

2) подготовленная по исследованиям, научным публикациям, патентам, наблюдениям автора статьи.

Технология «Темпоскрин» применялась для выравнивания фронта вытеснения нефти и увеличения охвата пласта заводнением. Рассмотрены также аналоги технологии и их практическое использование.

Цель работы – проанализировать информацию о создании и промышленном внедрении технологии «Темпоскрин» и PPG для оценки степени их различия.

## Материалы и методы

В работе использовались массивы публикационных и патентных данных, методы сравнительного и наукометрического анализа, технологии поиска информации с использованием нейросети.

## Предпосылки и история создания

### *Предпосылки создания технологии PPG*

Preformed Particle Gel – инновационная технология в нефтедобыче, предназначенная для решения ключевой проблемы разработки неоднородных пластов – неравномерного вытеснения нефти водой.

Метод позволяет целенаправленно блокировать высокопроницаемые зоны, пере-распределяя фильтрационные потоки в менее промытые участки и повышая коэффициент извлечения нефти (КИН).

К концу XX века нефтедобывающая отрасль столкнулась с прогрессирующим обводнением скважин (до 80–95 % месторождений на поздней стадии разработки) и низкой эффективностью традиционных методов водоизоляции в высокопроницаемых пластах, актуальной стала проблема увеличения коэффициента извлечения нефти при разработке сложнопостроенных залежей. Традиционные полимерные системы, закачиваемые в пласт в жидком виде, имеют критический недостаток – непредсказуемая кинетика «сшивки» в пластовых условиях. Предполагается, что концепция PPG была разработана в середине 1990-х гг. в лабораториях университетов США и Китая. Ключевой прорыв состоял в смене парадигмы: вместо закачки жидких реагентов – внедрение готовых гелевых частиц с контролируемыми свойствами.

#### ***История создания технологии и реагента «Темпоскрин»***

Первой, реализованной на практике, является технология «Темпоскрин», разработанная в СССР в стенах Института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, затем в России – в рамках совместных исследований научно-технической фирмы «Атомбиотех» и Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН).

Начало было положено авторскими свидетельствами СССР № 1663184 «Способ заводнения нефтяного пласта» и

№ 1669404 «Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки», полученными 03.04.1989 (Приложение А). С целью повышения нефтеотдачи за счет охвата пласта заводнением в изобретениях предлагалось закачивать в нагнетательную скважину суспензию порошкообразного реагента, содержащего порошкообразный полиакриламид с содержанием 5–80 % гелевой фракции, приводящей к выравниванию фронта вытеснения нефти и увеличению охвата пласта заводнением (рис. 1).

#### ***Краткая характеристика реагента «Темпоскрин»***

«Темпоскрин» – в первом поколении это реагент на основе полиакриламида, подвергнутого молекулярной модификации в порошкообразном виде ионизирующим излучением, а также одноименная технология физико-химического воздействия на нефтяные пласты с использованием этого реагента.

Суть технологии состоит в том, что реагент «Темпоскрин» при смешивании с водой (пресной или минерализованной) образует дисперсные гели – гидрогели с пространственной структурой, которые закачиваются в виде суспензии в пластовой воде в пласт через нагнетательные скважины для выравнивания профиля приемистости за счет миграции гелей в сторону высокопроницаемых зон пласта.

В процессе промысловых испытаний одновременно производилась адаптация реагента под конкретные геолого-промысловые условия в результате чего были созданы разновидности реагента «Темпоскрин» («Темпоскрин-Люкс», «Темпоскрин-Плюс ВПП») [19, 20].

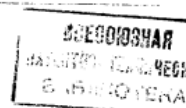


СОЮЗ СОВЕТСКИХ  
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ  
РЕСПУБЛИК

(19) **SU** (11) **1663184 A1**

(51)5 E 21 B 43/22

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ  
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ  
ПРИ ГКНТ СССР



## ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

1  
(21) 4703042/03  
(22) 03.04.89  
(46) 15.07.91. Бюл. № 26  
(75) В.Б. Демьяновский и Д.А. Каушанский  
(53) 622.276(088.8)  
(56) Отчет о НИР/ Миннефтепром. № ГР 01.84.0077106. Совершенствование метода полимерного заводнения с целью расширения области его применения и повышения эффективности. Казань, 1984, 39 с.  
(54) СПОСОБ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА  
(57) Изобретение относится к нефтедобыче. Целью – повышение нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта воздействием при заводнении. Для этого через нагнетательную скважину в пласт попеременно закачивают воду и суспензию порошкообразного

2  
агента. Суспензия порошкообразного агента содержит дисперсную фазу 0,03–0,5%-ной концентрации и имеет скрин-фактор 3–100 отн.ед. В качестве дисперсной фазы используют порошкообразный полиакриламид с содержанием 5–80% гель-фракции и золь фракции с мол. м. не менее  $1 \cdot 10^6$ . Взвешенная в вязком растворе суспензия порошка полиакриламида обладает высокой степенью набухаемости и седиментационной устойчивостью. В процессе движения водно-полимерной суспензии по промытым зонам пласта она создает дополнительное сопротивление потоку воды. Это приводит к выравниванию фронта вытеснения нефти и увеличению охвата пласта заводнением. 1 табл.

**База патентов СССР**

Главная    Архивы    Поиск    МПК    О сайте    Помощь    Содержание

**Добавка к закачиваемой в пласт воде "темпоскрин" и способ получения добавки**

Описание | Похожие патенты | МПК / Метки | Текст | Заявка | Код ссылки

Номер патента: 1669404

Авторы: Демьяновский, Каушанский

**Описание**

1. Добавка к закачиваемой в пласт воде, включающая гель-фракцию полиакриламида, отличающаяся тем, что, с целью улучшения реологических свойств и повышения нефтевытесняющих свойств водных растворов с добавкой, полиакриламид используют в виде дисперсии порошка при содержании в ней гель-фракции 5 – 80% и влаги не более 10 мас.%, при этом дисперсия полиакриламида содержит дополнительно золь-фракцию с молекулярной массой не менее  $1 \cdot 10^6$ , а отношение гель-фракции к золь-фракции составляет 0,05 – 4.

2. Способ получения добавки, включающий радиационную обработку полиакриламида, отличающийся тем, что полиакриламид в виде дисперсии порошка с содержанием влаги не более 10 мас.% обрабатывают ионизирующим излучением поглощенной дозой 0,1 – 7 кГр в инертной среде.

**Заявка**

4713456/03, 03.04.1989

Каушанский Д. А., Демьяновский В. Б.

**Рис. 1.** Первые авторские свидетельства СССР по реагенту «Темпоскрин» и дисперсным гелям

**Fig. 1.** First USSR author certificates for the Temposcreen reagent and dispersed gels

Концепция дисперсных гелей не ограничивалась только радиационной сшивкой, но и предполагала воздействие на пласт гелевой системой без указания механизма сшивания, то есть была сформирована универсальная концепция. В дальнейшем механизм сшивания полиакриламида менялся, но это не меняло концепцию закачки дисперсных гелей в пласт.

Все патенты, полученные в дальнейшем, касаются только способа получения гелей (см. Приложение А).

Это касается и американской патентной заявки US 2007/0204989 A1 «Preformed particle gel for conformance control in an oil reservoir» (см. Приложение А), где впервые появилось название «предварительно сформированные гели», патентная заявка была опубликована в 2007 г., на 18 лет позже авторских свидетельств СССР.

Технология «Темпоскрин» прошла эволюцию от лабораторной концепции до промышленного стандарта за 35 лет, что на 10 лет больше, чем технология PPG.

### ***Промышленный опыт внедрения технологии «Темпоскрин»***

С 1993 по 2012 гг. на первом этапе внедрения технологии «Темпоскрин» было

проведено более 1250 скважино-операций, что привело к увеличению добычи нефти на 2 млн т.

Благодаря свойствам усовершенствованных реагентов «Темпоскрин-Люкс», «Темпоскрин-Плюс ВПП» стало возможно применение технологии для низкопроницаемых и высокотемпературных коллекторов. Например, на Комсомольском месторождении (2013 г.) суммарный эффект от 20 обработок – увеличение добычи нефти на 31 249 т за период применения реагента «Темпоскрин» (1562 т на скв.).

### **Результаты и обсуждение**

Нейросеть не видит принципиальных различий технологии Preformed Particle Gel (PPG) и технологии «Темпоскрин». Обе технологии предназначены для повышения нефтеотдачи пластов, с одинаковым механизмом действия, но отличаются способом изготовления геля: PPG – полимерный гель, обычно на основе акриламида, с добавлением сшивателя (N,N'-метиленабисакриламида), «Темпоскрин» – полиакриламид, сшитый ионизирующим излучением в порошковом виде.

Некоторые сведения о технологии PPG (по версии нейросети) сведены в табл. 1.

**Табл. 1.** Сведения о технологии PPG (по версии нейросети)

**Table 1.** Overview of PPG technology (according to neural network)

Основные научные группы - первооткрыватели	Университет Техаса (Остин, США)
	Китайский нефтяной университет (Пекин)
	Лаборатория Sandia National Laboratories
Ключевые пилотные проекты	Месторождение Прадхо-Бей (Аляска, 2002)
	Месторождение Daqing (Китай, 2006)
	Волго-Уральская провинция (Россия, 2010)
Типовые экономические показатели проекта	Затраты: 80–150 тыс. долл. на скважину
	Окупаемость: 6–18 мес.
	Дополнительный объем нефти: 5–15 тыс. баррелей
Вывод	Технология PPG прошла эволюцию от идеи до промышленного стандарта за 25 лет
Перспективы	В перспективе PPG станет ключевым инструментом для разработки трудноизвлекаемых запасов

В табл. 2 приведена информация о количестве патентов и публикаций по разработке, исследованию и применению дисперсных гелей в нефтедобыче

по странам и организациям – участникам создания технологий, схожих с «Темпоскрин» в период с 1985 г. по настоящее время.

**Табл. 2.** Основные сведения о результатах интеллектуальной деятельности участников создания технологий использования дисперсных гелей из разных стран

**Table 2.** Key information on the intellectual output of researchers from various countries involved in the development of technologies for the use of dispersed gels

Период	Участники создания (организации, физ. лица)	Число патентов	Число публикаций
1985–1990	МИНХиГП им. И.М. Губкина, ф. л. (Россия)	2	0
1991–1995	ИПНГ РАН, ф. л. (Россия)	4	0
1996–1999	ИПНГ РАН, ф. л. (Россия)	3	0
2000–2005	ИПНГ РАН (Россия)	0	0
	Атомбиотех (Россия)	5	0
	РИТЭК (Россия)	2	0
	SNF Group (Франция)	н/д	н/д
	Организации (Китай)	н/д	н/д
	ChemEOR (США)	н/д	н/д
2006–2010	ИПНГ РАН (Россия)	0	1
	Атомбиотех (Россия)	1	0
	РИТЭК (Россия)	0	1
	ChemEOR (США)	1	1
	Организации (Китай)	н/д	н/д
2011–2015	ИПНГ РАН (Россия)	0	1
	Атомбиотех (Россия)	3	0
	РИТЭК (Россия)	0	1
	Организации (другие страны)	0	15
2016–2020	ИПНГ РАН (Россия)	0	4
	Атомбиотех (Россия)	1	0
	РИТЭК (Россия)	0	0
	Организации (другие страны)	0	4
2021–2025	ИПНГ РАН (Россия)	0	1
	Атомбиотех (Россия)	1	0
	РИТЭК (Россия)	0	0
	Организации (другие страны)	0	5

**Примечание:** «н/д» – нет данных.

Информация, представленная в табл. 2, показывает несомненный приоритет российских организаций в создании технологий и промышленных испытаниях дисперсных гелей по количеству публикаций.

Внедрение технологий с использованием дисперсных гелей пришлось на время перестройки, распада СССР и создания Института проблем нефти и газа. В этот период авторы – создатели технологии «Темпоскрин» являлись сотрудниками ИПНГ РАН.

По инициативе авторов были организованы и проведены первые промысловые испытания полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» на месторождении Узень на западе Казахстана. В 90-е годы испытания проводились на месторождениях Западной Сибири. При поддержке ИПНГ РАН в 1998 г. издательством «Нефть и газ» был издан рекламный проспект технологии

физико-химического воздействия на пласт полимерно-гелевой системой «Темпоскрин» с информацией о проведенных испытаниях по состоянию на 1998 г. на месторождениях нефтяных компаний: «Татнефть», «Мангышлакнефть», «Оренбургнефть», «ЛУКОЙЛ», «Черногорнефть», «ЮКОС», «РИТЭК», «Пермьнефть», в которых автор участвовал в качестве супервайзера технологии (рис. 2).

**Результаты промысловых испытаний технологии**

В 1989 году впервые промысловые испытания проведены в НГДУ «Узеньнефть» на опытном участке, включающем 1 нагнетательную и 5 добывающих скважин. За 4 месяца получено 1,3 тыс. тонн дополнительной нефти.

В 1992 году там же на 3 опытных участках за 5 месяцев получено 2,4 тыс. тонн нефти.

В 1992—1993 г.г. проведены промысловые испытания на Бобровском месторождении ПО «Оренбургнефть». За 4 месяца получено 2472 тонны дополнительной нефти.

В сентябре 1995 г. по инициативе АО «РИТЭК» на Барсуковском и Ново-Пурпейском месторождениях ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» проведены опытно-промышленные испытания. За 5 месяцев получено 6560 тонн дополнительной нефти. На основе полученных результатов с сентября 1996 года АО «РИТЭК» и ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» начали внедрение технологии на 4 блоке Барсуковского месторождения (22 нагнетательные и 95 добывающих скважин). За период с сентября 1996 г. по сентябрь 1998 г. получено 195000 тонн дополнительной добытой нефти. В 1997 году там же обработано 36 нагнетательных скважин. В 1998—1999 году внедрение технологии продолжается.

В 1996—1997 г.г. проведены промысловые испытания на Усть-Балыкском месторождении. За 8 месяцев получено 8—10 тыс. тонн дополнительной нефти или 2058 тонн на 1 тонну реагента.

В 1998 г. начато внедрение технологии на Усть-Балыкском месторождении (21 нагнетательные скважины ОАО «Юганскнефтегаз» НК «ЮКОС»). За 9—10 месяцев получено 46 тыс. тонн дополнительной нефти, реакция продолжается. В 1999 году технология внедряется на Усть-Балыкском, Восточно-Сургутском и Южно-Сургутском месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз».

Добывающие скважины начинают реагировать в среднем через 15—2 месяца после закачки реагента. Продолжительность действия реагента составляет 10—17 месяцев, 1 тонна сухого реагента «Темпоскрин» дает возможность получить дополнительно 2000—5000 тонн нефти.

В 1997—1998 г. г. проведены промысловые испытания на месторождениях Северный Самотлор, ОАО «Черногорнефть» (фирма-оператор «Нижневартовскнефтепрогресс»).

В 1998 г. проведены промысловые испытания на Урьевском и Покачевском месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» НК «ЛУКОЙЛ». Экспертным советом НТЦ «ЛУКОЙЛ» технология рекомендована к внедрению.

В 1998 г. проведены промысловые испытания на участках Акташской площади Ново-Елховского месторождения НК «Татнефть»; технология рекомендована к внедрению на месторождениях Кюровдаг и Мишовдаг Государственной нефтяной компании республики Азербайджан; получены положительные результаты.

**В целом технология физико-химического воздействия на пласт полимерно-гелевыми системами «Темпоскрин» это:**

- однокомпонентная система, образующая гидрогели с объемной сетчатой структурой и вязкоупругими свойствами;
- более 2—5 тыс. тонн дополнительной нефти на 1 тонну реагента «Темпоскрин»;
- отсутствие специальных дозирующих систем, что дает экономию сотен тысяч долларов, которые нужно было бы истратить на их приобретение и эксплуатацию;
- превышение прибыли над затратами в 10—20 раз;
- чистая прибыль (после уплаты акцизов и налогов и всех затрат) составляет 25 американских долларов с каждой тонны дополнительной добытой нефти;
- технологичность, уменьшение количества операторов при проведении скважина-операции в 2 и более раз;
- низкие издержки на добычу 1 тонны дополнительной нефти;
- охрана окружающей среды.

**Мы готовы к сотрудничеству.**

Наш адрес: 117917, Москва, ГСП-1, Ленинский пр., 63/2  
 Институт проблем нефти и газа РАН. Тел. (095) 135-8076, 930-9267;  
 Факс: (095) 135-8876, 335-8897. Каушанскому Д.А.

Издательство «Нефть и газ» 1998

Рис. 2. Фрагмент рекламы технологии «Темпоскрин», 1998 г.

Fig. 2. Excerpt from the advertisement of the Temposcreen technology, 1998

В начале 2000-х годов компания «РИТЭК» анонсировала аналог реагента «Темпоскрин» – реагент «Ритин». В то же время частная компания «Атомбиотех» при поддержке ИПНГ РАН и французской компании SNF – производителя полиакриламида для реагента «Темпоскрин» организовала совместно с Китайской нефтяной компанией испытания реагента «Темпоскрин» на месторождении Ли-Джин на северо-востоке Китая, но работы с китайскими коллегами вскоре были прекращены. Частным лицом Хунсинь Тан (Hongxin Tang – по информации из патента), был получен американский патент на «предварительно сформированные гели», затем права на патент были переданы созданной в 2005 г. инновационной компании ChemEOR (Ковина, шт. Калифорния, США). Следует обратить внимание на то, что с 2005 г. до апреля 2014 г. соучредителем этой компании и генеральным директором являлся доктор Тан. Доктор Тан окончил Университет Шаньси, получил

степень доктора философии по химии в Университете Огайо и прошел пост-докторантуру в Гарвардском университете, до 1999 г. доктор Тан был руководителем группы молекулярного моделирования в компании Chevron и его считали первопроходцем в области методов и инструментов молекулярного моделирования, которые можно использовать при добыче нефти.

В личном архиве автора «Программа и методика работ по проведению промысловых испытаний технологии физико-химического воздействия на нефтяные пласты ПГС «Темпоскрин» на опытных участках месторождения Ли-Джин (блок 8) и Бинан (блок 3)». Основанием для постановки работ является контракт от октября 1999 г. между Китайской нефтяной компанией и фирмой SNF о проведении испытаний реагента «Темпоскрин». Испытания были проведены, о чем свидетельствуют контракт и фотоотчет: проведение испытаний (рис. 3), демонстрация дисперсных гелей в кювете перед закачкой в пласт (рис. 4).



Рис. 3. Испытания технологии «Темпоскрин» в Китае (фото автора)

Fig. 3. Testing of the Temposcreen technology in China (photo by the author)



**Рис. 4.** Дисперсные гели в кювете во время испытаний (фото автора)

**Fig. 4.** Dispersed gels in a cuvette during testing (photo by the author)

### **Заключение**

Во внедрении технологии применения дисперсных гелей для нефтедобычи участвовали страны: СССР, Россия, Китай, Франция (компании SNF), США. Основными научными группами – первооткрывателями по версии автора являются:

– Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, СССР (создан задел работ);

– НТФ «Атомбиотех», Россия (внедрение технологии);

– Институт проблем нефти и газа РАН, Россия (предоставлена лабораторная база исследований).

Большая работа была проведена компанией «РИТЭК/ЛУКОЙЛ», создавшей аналог реагента «Темпоскрин» – реагент «Ритин». Следует отметить роль компании SNF, которая впервые финансировала международные испытания технологии в Китае, будучи мировым лидером

производства полиакриламида, расширила свой ассортимент продукции, включила шитые образцы полиакриламида.

Технология предварительно сформированных гелей и технология «Темпоскрин» имеют общий механизм действия, основанный на изменении профиля вытеснения нефти из пласта дисперсными гелями. Во множестве публикаций это игнорируется, но это не отменяет того факта, что технология «Темпоскрин», была создана в СССР и усовершенствована в России более чем на 10 лет ранее технологии предварительно сформированных гелей, разработанной в США.

Новые технологии поиска информации и анализа описаний с применением нейросети не выявили прямой аналогии между технологиями «Темпоскрин» и PPG. Причиной является специфика работы нейросети, основанная на лингвистическом анализе информации.

Анализ истории создания технологии увеличения добычи нефти с применением дисперсных гелей выявил множественные заимствования у инициаторов идеи технологии «Темпоскрин» как в отечественных, так и в зарубежных публикациях, прикрытые переименованием.

В последнее время количество публикаций и интерес к изучению дисперсных гелей под брендом PPG вырос, но большинство первичных патентов по этой теме превысили свои допустимые сроки действия и их права перешли в общественное достояние.

### Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Bai B., Li L., Liu Y., et al.* Preformed particle gel for conformance control: Factors affecting its properties and applications // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–421. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
2. *Imqam A., Bai B., Delshad M.* Preformed particle gel propagation through Super-K permeability and its resistance to water flow during conformance control // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 20–22 October 2015. Paper SPE-176429-MS. <https://doi.org/10.2118/176429-MS>
3. *Yu L., Sang Q., Dong M.* Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2018. Vol. 73, No. 1. P. 65. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018062>
4. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Сурмаев А.В. и др.* Результаты физико-химического воздействия на продуктивные пласты Вятской площади Арланского месторождения полимерно-гелевой системой «Темпоскрин» // Нефтепромысловое дело. 2010. № 11. С. 19–24. EDN: LTVKOH
5. *Tongwa P., Bai B.* Degradable nanocomposite preformed particle gel for chemical enhanced oil recovery applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 124. P. 35–45. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.10.011>
6. *Karnwal A., Pandit Y.K., Roy C., et al.* Preformed particle gel strengthened with the reinforcement of nanomaterial for the control of unwanted water production in brownfield oil reservoirs: Synthesis, characterization, and performance evaluation // ACS Omega. 2025. Vol. 10. No. 30. P. 32774–32790. <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c00597>
7. *Tongwa P., Bai B.* A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2015. Vol. 5, No. 2. P. 201–210. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0136-8>
8. *Елемесова Г.Т., Оразжанова Л.К., Кливенко А.Н. и др.* Синтез и исследование гидрогелевых частиц (PPG) для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия химии и технологий. 2023. № 4(457). С. 79–91. (На англ. яз.). <https://doi.org/10.32014/2023.2518-1491.194>

9. *Ge J., Wu H., Song L., et al.* Preparation and evaluation of soft preformed particle gels for conformance control in carbonate reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 205. P. 108774. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108774>
10. *Baloochestanzadeh S., Hassanajili S., Escrochi M.* Rheological properties and swelling behavior of nanocomposite preformed particle gels based on starch-graft-polyacrylamide loaded with nanosilica // *Rheologica Acta*. 2021. Vol. 60, No. 10. P. 571–585. <https://doi.org/10.1007/s00397-021-01287-z>
11. *Salunkhe B., Schuman T., Al Brahim A., Bai B.* Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery // *Chemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 426. P. 130712. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.130712>
12. *Rozhkova Yu.A., Gurbanov V.S., Efendiyev G.M., Galkin S.V.* Assessment of applicability of preformed particle gels for Perm region oil fields // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2022. Vol. 1021. P. 012073. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012073>
13. *Xu B., Wang Y.* Profile control performance and field application of preformed particle gel in low-permeability fractured reservoir // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 11, No. 1. P. 477–482. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01049-2>
14. *Cao D., Almohsin A., Han M., Al-Harbi B.* Study of preformed particle gel blocking performance in fractured carbonate reservoirs // *Proceedings of the 2021 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference* / Ed. by J. Lin. Singapore: Springer, 2021. P. 50–66. [https://doi.org/10.1007/978-981-16-9427-1\\_5](https://doi.org/10.1007/978-981-16-9427-1_5)
15. *Zhang H., Bai B.* Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow // *SPE Journal*. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
16. *Goudarzi A., Zhang H., Varavei A., et al.* Water management in mature oil fields using preformed particle gels // *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference, Monterey, California, USA, 19–25 April 2013. Paper SPE-165356-MS*. <https://doi.org/10.2118/165356-MS>
17. *Elsharafi M.O., Bai B.* Effect of strong preformed particle gel on unswept oil zones/areas during conformance control treatments // *EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, London, UK, 10–13 June 2013. Paper SPE-164879-MS*. <https://doi.org/10.2118/164879-MS>
18. *Imqam A., Bai B., Al-Ramadan M., et al.* Preformed particle gel extrusion through open conduits during conformance control treatments // *SPE Journal*. 2014. Vol. 20, No. 5. P. 1083–1093. <https://doi.org/10.2118/169107-PA>
19. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Бакиров Н.Р. и др.* Результаты опытно-промышленных испытаний технологии «Темпоскрин-Плюс» для ограничения водопритока в добывающих скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // *Нефтяное хозяйство*. 2019. № 6. С. 78–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82>
20. *Каушанский Д.А., Бакиров Н.Р., Еременко В.Б.* Реологические, физико-химические и термотропные параметры реагента «Темпоскрин-Плюс» и полимерной системы на его основе // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2021. № 5(353). С. 64–68. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-5\(353\)-64-68](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-5(353)-64-68)

**Приложение А**  
**Appendix A**

**Табл. А1.** Патентные документы, связанные с дисперсными гелями (1980–2025 гг.)**Table A1.** Patent documents related to dispersed gels (1980–2025)

	Номер регистрации	Название изобретения	Авторы	Даты заявки и публикации
1	2	3	4	5
1	Авт. свид. СССР SU 1663184 A1	Способ заводнения нефтяного пласта	Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.	Заявл. 03.04.1989; Опубл. 15.07.1991
2	Авт. свид. СССР SU 1669404 A3	Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 03.04.1989; Опубл. 10.06.1999
3	Авт. свид. СССР SU 1837104 A1	Способ получения добавки к закачиваемой в пласт воде	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 29.01.1991; Опубл.-30.08.1993
4	Авт. свид. СССР SU 1837105 A1	Способ получения добавки к воде, нагнетаемой в нефтяной пласт	Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.	Заявл. 29.01.1991 Опубл. 30.08.1993
5	Авт. свид. СССР SU 1837104 A1	Способ получения добавки к закачиваемой в пласт воде	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 29.01.1991; Опубл. 30.08.1993
6	Патент RU 2072422 C1	Способ заводнения нефтяного пласта	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Герштанский О.С. и др.	Заявл. 21.09.1992; Опубл. 27.01.1997
7	Патент RU 2023872 C1	Способ заводнения нефтяного пласта	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Ступакова Т.П., Дмитриевский А.Н.	Заявл. 15.04.1991; Опубл. 30.11.1994
8	Патент RU 2114867 C1	Способ получения полиакриламидного геля на основе порошкообразного полиакриламида	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 27.02.1992; Опубл. 10.07.1998
9	Патент RU 2127359 C1	Способ получения добавки к закачиваемой в нефтяной пласт воде	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 29.05.1998; Опубл. 10.03.1999
10	Патент RU 2127360 C1	Способ получения добавки к закачиваемой в нефтяной пласт воде	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 11.06.1998; Опубл. 10.03.1999
11	Патент RU 2175383 C1	Способ заводнения нефтяного пласта	Грайфер В.И., Захаренко Л.Т., Лисовский С.Н. и др.	Заявл. 30.06.2000; Опубл. 27.10.2001
12	Патент RU 2283427 C1	Способ разработки высокотемпературной нефтяной залежи	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 21.11.2005; Опубл. 10.09.2006
13	Патент RU 2283428 C1	Способ получения реагента для нефтедобычи и способ нефтедобычи с его использованием	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 21.11.2005; Опубл. 10.09.2006
14	Патент RU 2283429 C1	Способ разработки высоковязкой нефтяной залежи	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 21.11.2005; Опубл. 10.09.2006
15	Патент RU 2283423 C1	Способ изоляции водопритоков	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 21.11.2005; Опубл. 10.09.2006

Продолжение табл. А1

Table A1 continued

1	2	3	4	5
16	Патент RU 2283424 C1	Способ изоляции заколонных перетоков	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 21.11.2005; Опубл. 10.09.2006
17	Патент RU 2316574 C1	Состав для изоляции притока пластовых вод	Романцев М.Ф., Мейнцер В.О.	Заявл. 22.06.2006; Опубл. 10.02.2008
18	Патент RU 2342418 C2	Нефтевытесняющий реагент для неоднородных обводненных пластов	Романцев М.Ф., Павлова Л.Н., Лемешко Н.Н. и др.	Заявл. 30.05.2005; Опубл. 27.12.2008
19	Патент RU 2464415 C2	Способ заводнения нефтяного пласта	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 03.06.2010; Опубл. 20.10.2012
20	Патент RU 2529975 C1	Состав многофункционального реагента для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН)	Николаев Н.М., Кокорев В.И., Карпов В.Б. и др.	Заявл. 28.06.2013; Опубл. 10.10.2014
21	Патент RU 2352765 C1	Способ изоляции водопритоков заводненных нефтяных пластов	Заволжский В.Б., Романцев М.Ф., Павлова Л.И. и др.	Заявл. 24.08.2007; Опубл. 20.04.2009
22	Патент RU 2562642 C1	Реагент для нефтедобычи и способ нефтедобычи с его использованием	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 16.05.2014; Опубл. 10.09.2015
23	Патент RU 2558565 C1	Способ повышения добычи нефти	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 16.05.2014; Опубл. 10.08.2015
24	Патент RU 2712902 C2	Порошковая композиция для ограничения водопритоков в скважины и способ ее применения	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 03.04.2018; Опубл. 31.01.2020
25	Патент RU 2744686 C2	Композиция, способ и реагент для нефтедобычи	Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.	Заявл. 23.05.2019; Опубл. 15.03.2021
26	Patent Application Publication US 2007/0204989 A1	Preformed particle gel for conformance control in an oil reservoir	Hongxin Tang	Filed 28.02.2007; Publ. 06.09.2007

**Информация об авторе**

*Владимир Борисович Демьяновский* – канд. хим. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0004-3854-3227>; e-mail: demian20@ipng.ru

**Поступила в редакцию 18.12.2025**

**Принята к публикации 16.02.2026**

**TECHNOLOGIES AND INNOVATIVE PRODUCTION**

Original article

**Temposcreen and Preformed Particle Gel technologies for monitoring reservoir coverage by flooding: The history of creation from the supervisor of the Temposcreen technology**

Vladimir B. Demyanovskiy ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

**Abstract.** *Objective.* To analyze the information about the creation and industrial implementation of the Temposcreen and Preformed Particle Gel technologies to assess the degree of their difference. *Materials and methods.* Publication and patent data collections were analyzed. Methods of comparative and scientometric analysis, as well as information retrieval technologies, including the use of neural networks, were employed. *Results.* The results of the scientometric analysis showed that Preformed Particle Gel and Temposcreen are one and the same technology, based on the injection of dispersed polymer gels into the formation. Both technologies are designed to enhance oil recovery in reservoirs, with the same mechanism of action, but differ in the method of gel production. The neural network did not reveal a direct analogy between the Temposcreen and Preformed Particle Gel technologies; only differences in terminology, particularly in the name of the technology, were noted. *Conclusion.* The Temposcreen technology was created in the Soviet Union and improved in Russia more than 10 years earlier than the Preformed Particle Gel technology, which was developed in the United States. The following countries involved in the implementation of the technology for using dispersed gels in oil production: Russia, China, France, and the United States. The reason for the discrepancy between the results of the scientometric analysis of the descriptions of the Temposcreen and Preformed Particle Gel technologies conducted by the author and the analysis performed by the neural network is the specific nature of the neural network's operation, which is based on linguistic analysis of information.

**Keywords:** Temposcreen, Preformed Particle Gel, preformed gels, technology history, oil production, oil displacement front, neural network

**Funding:** the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

**For citation:** Demyanovskiy V.B. Temposcreen and Preformed Particle Gel technologies for monitoring reservoir coverage by flooding: The history of creation from the supervisor of the Temposcreen technology. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 1. P. 5–20. (In Russ.).

---

✉ Vladimir B. Demyanovskiy, [demian20@ipng.ru](mailto:demian20@ipng.ru)

© Demyanovskiy V.B., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Bai B., Li L., Liu Y., et al. Preformed particle gel for conformance control: Factors affecting its properties and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–421. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
2. Imqam A., Bai B., Delshad M. Preformed particle gel propagation through Super-K permeability and its resistance to water flow during conformance control. In: *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 20–22 October 2015. Paper SPE-176429-MS. <https://doi.org/10.2118/176429-MS>
3. Yu L., Sang Q., Dong M. Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2018. Vol. 73, No. 1. P. 65. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018062>
4. Kaushansky D.A., Demyanovsky B.V., Surmaev A.V. et al. Results of physical-chemical impact of polymer-gel “Temposkrin” technology on productive layers of Vyatka area of Arlansky oil field. *Oilfield Engineering*. 2010. No. 11. P. 19–24. (In Russ.).
5. Tongwa P., Bai B. Degradable nanocomposite preformed particle gel for chemical enhanced oil recovery applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. Vol. 124. P. 35–45. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.10.011>
6. Karnwal A., Pandit Y.K., Roy C., et al. Preformed particle gel strengthened with the reinforcement of nanomaterial for the control of unwanted water production in brownfield oil reservoirs: Synthesis, characterization, and performance evaluation. *ACS Omega*. 2025. Vol. 10. No. 30. P. 32774–32790. <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c00597>
7. Tongwa P., Bai B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. Vol. 5, No. 2. P. 201–210. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0136-8>
8. Yelemessova G.T., Orazzhanova L.K., Klivenko A.N., et al. Synthesis and characterization of preformed particle gels (PPG) to increase oil recovery. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Chemistry and Technology*. 2023. No. 4(457). P. 79–91. <https://doi.org/10.32014/2023.2518-1491.194>
9. Ge J., Wu H., Song L., et al. Preparation and evaluation of soft preformed particle gels for conformance control in carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 205. P. 108774. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108774>
10. Baloochestanzadeh S., Hassanajili S., Escrochi M. Rheological properties and swelling behavior of nanocomposite preformed particle gels based on starch-graft-polyacrylamide loaded with nanosilica. *Rheologica Acta*. 2021. Vol. 60, No. 10. P. 571–585. <https://doi.org/10.1007/s00397-021-01287-z>
11. Salunkhe B., Schuman T., Al Brahim A., Bai B. Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 426. P. 130712. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.130712>
12. Rozhkova Yu.A., Gurbanov V.S., Efendiyev G.M., Galkin S.V. Assessment of applicability of preformed particle gels for Perm region oil fields. *IOP Conference Series*:

*Earth and Environmental Science*. 2022. Vol. 1021. P. 012073. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012073>

13. Xu B., Wang Y. Profile control performance and field application of preformed particle gel in low-permeability fractured reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 11, No. 1. P. 477–482. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01049-2>

14. Cao D., Almohsin A., Han M., Al-Harbi B. Study of preformed particle gel blocking performance in fractured carbonate reservoirs. In: Lin J., ed. *Proceedings of the 2021 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference*. Singapore: Springer, 2021. P. 50–66. [https://doi.org/10.1007/978-981-16-9427-1\\_5](https://doi.org/10.1007/978-981-16-9427-1_5)

15. Zhang H., Bai B. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE Journal*. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>

16. Goudarzi A., Zhang H., Varavei A., et al. Water management in mature oil fields using preformed particle gels. In: *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference*, Monterey, California, USA, 19–25 April 2013. Paper SPE-165356-MS. <https://doi.org/10.2118/165356-MS>

17. Elsharafi M.O., Bai B. Effect of strong preformed particle gel on unswept oil zones/areas during conformance control treatments. In: *EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec*, London, UK, 10–13 June 2013. Paper SPE-164879-MS. <https://doi.org/10.2118/164879-MS>

18. Imqam A., Bai B., Al-Ramadan M., et al. Preformed particle gel extrusion through open conduits during conformance control treatments. *SPE Journal*. 2014. Vol. 20, No. 5. P. 1083–1093. <https://doi.org/10.2118/169107-PA>

19. Kaushanskiy D.A., Demyanovskiy V.B., Bakirov N.R., et al. Field trial results of water shut-off in oil producing wells using the Temposcreen-Plus technology in RN-Purneftegas LLC. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2019. No. 6. P. 78–82. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82>

20. Kaushanskiy D.A., Bakirov N.R., Eremenko V.B. Physical-chemical and thermal-tropic parameters of the “Temposcreen-Plus” reagent and the polymer system based on it. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 5(353). P. 64–68. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-5\(353\)-64-68](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-5(353)-64-68)

#### **Information about the author**

*Vladimir B. Demyanovskiy* – Cand. Sci. (Chem.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-3854-3227>; e-mail: demian20@ipng.ru

**Received 18 December 2025**

**Accepted 16 February 2026**