

**Инновационная технология
«ТЕМПОСКРИН-ПЛЮС ВПП» – технология
для дополнительной добычи нефти на
месторождениях ТРИЗ**

Д.А. Каушанский¹,
С.Э. Сарманов¹

¹ ИПНГ РАН

Адрес для связи: dak@ipng.ru, sarmanovsework@gmail.com

Ключевые слова: добыча нефти; Темпоскрин-Плюс;
трудноизвлекаемые запасы; МУН; выравнивание профиля
приемистости; сшитый полимерный гель.

В статье приводится краткое описание технологий на основе реагентов «Темпоскрин», а также механизм действия и область их применения. Обозначены основные этапы развития и различия между поколениями технологий. Представлены критерии применимости для нынешнего их поколения. Приведены некоторые результаты лабораторных испытаний, позволивших сделать вывод о возможности применения реагента в условиях низких проницаемостей и высоких температур. Показаны результаты опытно-промышленных испытаний на Ачимовском и Приобском месторождениях. Проведен анализ эффективности основных технологий, применяемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Сделан вывод, что высокая рентабельность технологии «Темпоскрин-Плюс ВПП» на месторождениях с ТРИЗ обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат по сравнению с традиционными технологиями и методами повышения нефтеотдачи.

**Innovative technology "TEMPOSCREEN-
PLUS VPP" – technology for additional oil
production in the TRIZ fields**

D.A Kaushansky¹,
S.E. Sarmanov¹

¹ OGRI RAS

E-mail: dak@ipng.ru, sarmanovsework@gmail.com

Key words: oil production; Temposcreen-Plus; hard-to-recover reserves; enhanced oil recovery methods; injectivity profile alignment; crosslinked polymer gel.

Доклад публикуется в авторской редакции

Технологии «Темпоскрин» («Темпоскрин-Люкс», «Темпоскрин-Плюс ВПП») – инновационные технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем (ПГС), предназначенные для получения дополнительной добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях сложного геологического строения с неоднородными песчано-глинистыми и карбонатными коллекторами, эксплуатируемых с применением методов заводнения на поздней стадии разработки с высоким процентом обводненности добываемой продукции (40–98 %). Технология

«Темпоскрин-Плюс ВПП» («Темпоскрин-Люкс») применима для получения дополнительной нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), в частности, в низкопроницаемых и высокотемпературных коллекторах.

«Темпоскрин» избирательно воздействуют на высокопроницаемые обводненные пласты, резко снижая их проницаемость, обеспечивает выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменяет фильтрационные потоки, увеличивая охват пласта заводнением, что приводит к снижению обводненности добываемой продукции, увеличению добычи нефти и повышению нефтеотдачи.

Основные цели применения технологий линейки «Темпоскрин»:

- получение дополнительной нефти;
- снижение себестоимости добычи нефти;
- стабилизация или снижение обводненности добываемой продукции;
- увеличение нефтеотдачи;
- защита окружающей среды.

Гелевые частицы обладают дисперсной структурой, высокими вязкоупругими и флокулирующими свойствами. В процессе закачки ПГС имеются два механизма переноса гелевых частиц в глубину пласта: перенос гелевых частиц с потоком жидкости по трещинам и высокопроницаемым пропласткам и перенос гелевых частиц с одновременным их дроблением в породе пласта. Соотношение механизмов переноса определяется конкретными условиями на нефтепромысле и особенностями ПГС.

Первое поколение реагентов и технологии «Темпоскрин» получило широкое применение на месторождениях России и Казахстана в 1993–2012 гг. В тот период проведено свыше 1250 скважино-операций, что позволило получить свыше 2 млн т дополнительной нефти. Однако применение технологии «Темпоскрин» было ограничено терригенным коллектором. Необходимость расширения диапазона применимости технологии (нефтяные месторождения с пластовой температурой выше 75 °С и минерализацией агентов закачки выше 20 г/л) привела к возможности создания реагентов с заранее заданными физико-химическими и физико-механическими свойствами, с возможностью регулировать размер и жесткость

гелевых частиц, адаптировать их к минерализованной воде и обеспечить термостабильность в условиях повышенных температур (рис. 1). Так был разработан реагент «Темпоскрин-Люкс», который успешно прошел опытно-промышленные испытания в конце 2011 г. на Комсомольском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз» и применим на многих месторождениях России и Казахстана до настоящего времени, в том числе на низкопроницаемых (до 20–30 мД) и высокотемпературных (до 95–97 °С) коллекторах. За период с 2012 по 2019 г. проведено свыше 380 скважино-операций. Так в феврале 2013 г. в рамках бизнес-плана ООО «РН-Пурнефтегаз» было проведено 20 обработок ПГС «Темпоскрин-Люкс», и суммарный эффект составил 31249 т дополнительной нефти, удельный эффект составил 1562 т на скважину (по сравнению с запланированным показателем 800 т нефти на скважину), в то время как на некоторых участках эффект достигал 2355 т на скважину. Достигнутый эффект был значительно выше запланированных показателей и сохранялся дольше запланированного периода оценки эффекта (12 мес).

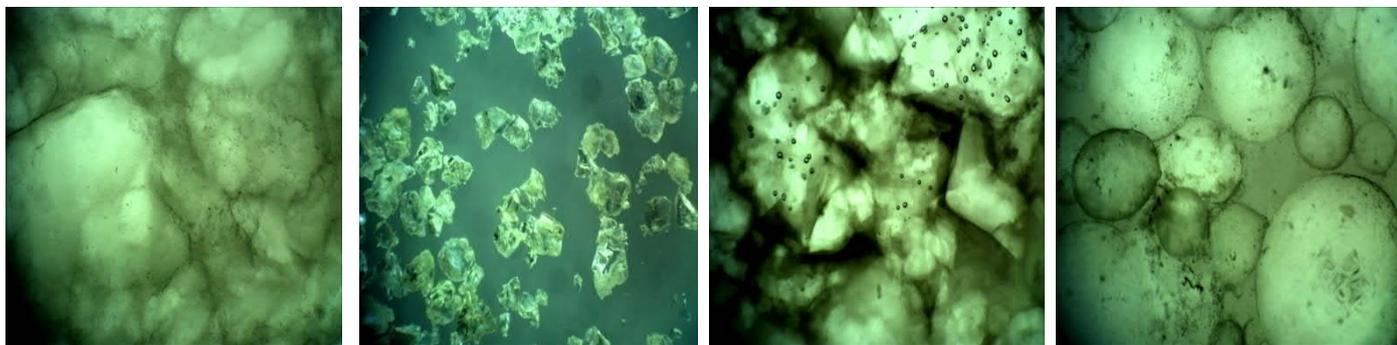


Рис. 1. Различная форма гелей «Темпоскрин-Люкс» («Темпоскрин-Плюс ВПП»)

Реагент «Темпоскрин-Плюс ВПП» разработан в 2016–2018 гг. и применим для обработки терригенного и карбонатного коллекторов, трещиноватых низкопроницаемых и высокотемпературных коллекторов, а также обладает термотропными свойствами.

Основные отличия реагентов «Темпоскрин-Плюс ВПП» («Темпоскрин-Люкс») от первого поколения «Темпоскрин»:

- В пластовых условиях 15–20 % гелей непосредственно синтезируется внутри пласта, что позволяет увеличить его охват.
- Частицы геля обладают более высокими вязкоупругими свойствами, а вытесняющая способность оторочек выше.
- Температурный интервал увеличен с 70 до 95 °С.
- Применимость при минерализации до 200–250 г/л.
- Содержание гель-фракции в единице объема составляет 80–100 %.
- Скрин-фактор не менее 10.
- Набухаемость больше 200 мл/г.

Технология применима на нефтяных месторождениях со следующими параметрами:

Толщина пласта, м.....	3–100;
Проницаемость, мД.....	80–5000;
Пористость, %.....	≥16;
Температура пласта, °С.....	До 95;
Обводненность, %	40–98;
Коэффициент расчлененности.....	1–15;
Пластовое давление в районе закачки, атм.	До 250;
Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут:	
минимальная.....	80;
максимальная.....	2500

Для месторождений с низкопроницаемыми и высокотемпературными коллекторами допустима проницаемость до 25–30 мД

Применение технологии позволяет:

- выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины и пласта;
- подключить в разработку ранее не работавшие пласты и пропластки;
- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- изменить фильтрационные потоки жидкости;
- повысить вытесняющую способность закачиваемой системы;

- за счет флокулирующих свойств создать условия для возникновения дополнительного остаточного сопротивления воде;
- уменьшить обводненность добываемой продукции;
- повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии их эксплуатации.

Помимо опытно-промышленных испытаний и внедрения технология была представлена на различных международных выставках инноваций и получила признание мировых экспертов, что подтверждается первыми наградами (гран-при и золотые медали) в США (2016 и 2019 гг.), Канаде (2014 г.), Кувейте (2012 и 2018 гг.).

В лабораторных условиях изучались динамика гелеобразования и стабильности ПГС во времени под воздействием высокой температуры и минерализации агента закачки, а также системные параметры, такие как гель фракция и набухание (рис. 2). Показана принципиальная возможность применения реагентов «Темпоскрин-Люкс» и «Темпоскрин-Плюс ВПП» на низкопроницаемых высокотемпературных коллекторах с минерализацией воды 10–20 г/л в условиях Приобского месторождения (пласты АС₈-АС₁₂) и Ачимовского месторождения (пласты Ю₁, Ю₂).

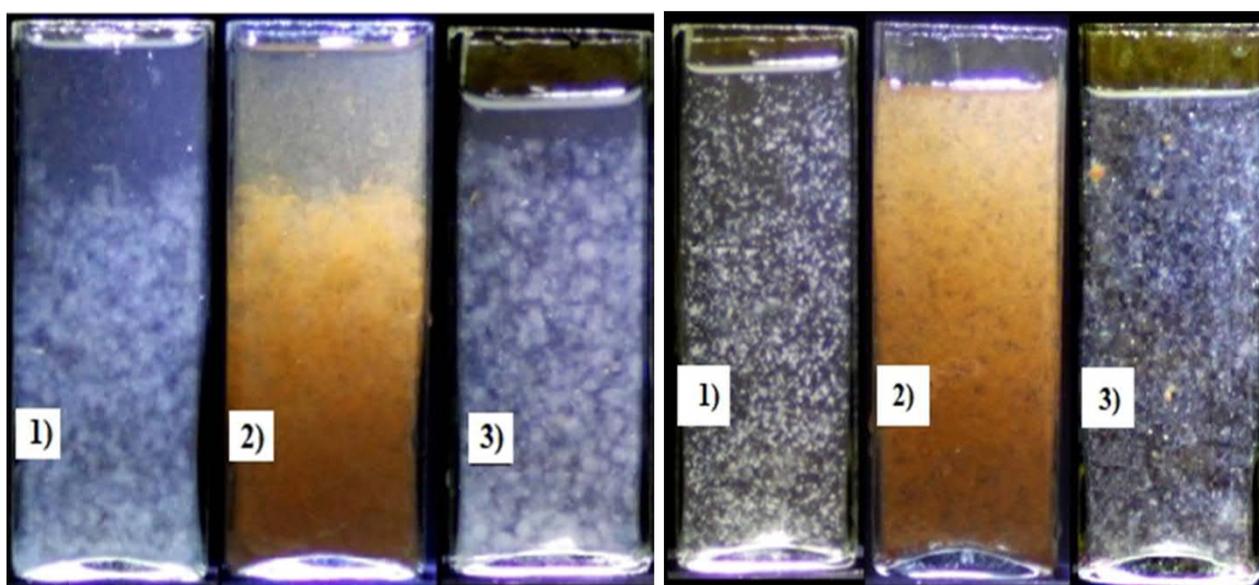


Рис. 2. Фотографии образцов ПГС, приготовленных на основе агентов закачки № 1, 2 и 3 (1, 2 и 3 на рисунке соответственно) через 20 ч с момента смешивания:

Левая часть - Темпоскрин-Плюс ВПП; Правая часть - Темпоскрин-Люкс

Стоит отметить эффективность применения технологии на низкопроницаемых высокотемпературных коллекторах, например, пласты АС₈-АС₁₂ Приобского месторождения; юрские пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² (табл. 1). Параметры пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² Ачимовского месторождения приведены в табл. 2. В 2013–2016 гг. в ООО «Газпромнефть-Хантос» выполнено 162 скважино-операции, получена дополнительная нефть значительно выше плановой. В 2018–2020 гг. на месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» успешно проведены 54 скважино-операции и работы будут продолжены в 2022 г. Результаты применения технологии «Темпоскрин-Люкс» на Приобском месторождении (пласты АС₈-АС₁₂) приведены в табл. 3, на Ачимовском месторождении (ЮВ₁¹ и ЮВ₁²) – в табл. 4.

Таблица 1

Параметр	АС ₉	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂
Тип коллектора	терригенный			
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18	0,17	0,17	0,17
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4,0	5,7	1,6	3,3
Коэффициент расчлененности, ед.	2,4	6,4	11,1	8,2
Начальная пластовая температура, °С	90	90	92	92
Плотность нефти в поверхн. условиях, кг/м ³	870	879	879	867
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1003	1003	1003	1003

Таблица 2

Средняя проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	10,5–19
Расчлененность, доли ед.	1,5–3,1
Пластовая температура, °С	96–98

Таблица 3

Год	Число обработок	Дополнительная добыча нефти, т	Сокращение отбора попутно-добываемой воды	Удельный технологический эффект, т/скв.-оп.
	25	26342	-6479	1053,7
2014	40	36695	-22220	917,4
2015	48	41593	-38598	866,5
2016*	49	28344	-29985	578,4
ИТОГО	162	132974	-97282	854,0

*В 2016 г. снижено количество реагента на одну скважино-операцию

Таблица 4

Год	Число обработок	Дополнительная добыча нефти за 12 мес, т	Текущая планируемая добыча, т	Удельный технологический эффект, т/скв.-оп.
2018	11	15143	4394	1375
2019	14	17499	н/д	1250

В настоящее время для месторождений ТРИЗ применяются различные технологии для получения дополнительной нефти [1-4]. Анализ эффективности применения технологий, например, на пластах Ю1, Ю2 со схожими геолого-физическими характеристиками показывает, что применение «Темпоскрин-Плюс ВПП» («Темпоскрин-Люкс») являются наиболее эффективными для получения дополнительной нефти с лучшими технико-экономическими показателями на одну тонну дополнительно добытой нефти. Удельная эффективность основных технологий, применяемых на месторождениях ТРИЗ приведены в табл. 5.

Таблица 5

Наименование технологии (реагента)	Месторождение	Удельная эффективность, т/скв.-оп.	Средняя продолжительность эффекта, мес
Темпоскрин-Люкс	Ачимовское	1375 (2800)	12
Темпоскрин-Плюс ВПП	Ачимовское	1250 (2800)	12
AC-CSE-1313-B	Ачимовское	990–1800	9–10
SiXell	Урьевское, Вас-Еганское	90	5–7
PВ-3П-1МС	Урьевское, Ван-Еганское	392	7
EW225R	Урьевское, Ван-Еганское	295	7

Высокая рентабельность технологии «Темпоскрин-Плюс ВПП» («Темпоскрин Люкс») на месторождениях с ТРИЗ обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат. Стоимость производства 1 барреля нефти не превышает 2 долл. США. По сравнению с традиционными технологиями и методами повышения нефтеотдачи эффективность использования технологии в 2–3 раза выше.

Необходимо отметить, что сегодня ежегодные вложения нефтяных компаний в новые технологии составляет около 5 млрд долл. США, а число проектов по реализации и внедрению МУН во всем мире составляет около 1500. Внедрение МУН осуществляется не за счет капитальных вложений, а за счет текущих средств, поэтому отдача видна в сжатые сроки. Одна скважино-операция может дать от

2000 до 5000 т дополнительной нефти в зависимости от геологического строения пласта и количества его остаточных запасов. На высокотемпературных коллекторах с низкой проницаемостью и трещиновато-поровых дополнительная добыча составляет от 1000 до 3000 т.

Список литературы

1. *Результаты* внедрения технологии «Темпоскрин-Люкс» на месторождениях с низкопроницаемыми высокотемпературными коллекторами ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / Д.А. Каушанский, Н.Р. Бакиров, М.А. Кузнецов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 12. С. 69-75.
2. *Испытания* реагента AC-CSE-1313-B в качестве основы технологий выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока / Р.Н. Фахретдинов, А.А. Фаткуллин, Д.Ф., М.А. Кузнецов, С.М. Ишкинов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 68-71.
3. *Технологическая* эффективность применения новой гелеобразующей технологии на основе реагента AC-CSE-1313 в нефтегазовой отрасли / М.А. Виноходов, А.Р. Яркеев, М.А. Кузнецов, [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 90-94.
4. *Анализ* эффективности применения технологии SiXell и ее аналогов для целей повышения нефтеотдачи пластов / Т.Е. Бажиков, А.В. Исаев, А.М. Игнатьев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 43-50.