

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧИ

Д.А. Каушанский

Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: dak@ipng.ru

Борьба с пескопроявлением в газовых скважинах по технологии «ИПНГ-пласт»

ПРОБЛЕМА

Многие газовые месторождения находятся в стадии падающей добычи. На этом фоне происходит разрушение призабойной зоны продуктивного пласта, что приводит к выносу песка на забой скважины.

ПОСЛЕДСТВИЯ

Образование песчаных пробок, в ряде случаев скопление жидкости, а также попадание механических примесей в оборудование и трубопроводы.

ПУТИ РЕШЕНИЯ:

Борьба с песководопроявлением по технологии «ИПНГ-пласт» включает:

- подготовку скважины;
- подготовку необходимых спецматериалов к работе;
- составление технологических планов на выполнение работ;
- создание внутрипластового фильтра, закрепление призабойной зоны пласта (ПЗП);
- проведение специальных исследований после закрепления ПЗП (создание фильтра), в т.ч. геолого-динамических исследований (ГДИ).

ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЯ

- Сеноманские отложения Уренгойского ГКМ.

Разрез продуктивной толщи представлен отложением песчано-глинистых пород. Коллекторы сложены рыхлыми и слабосцементированными песчаниками и песком.

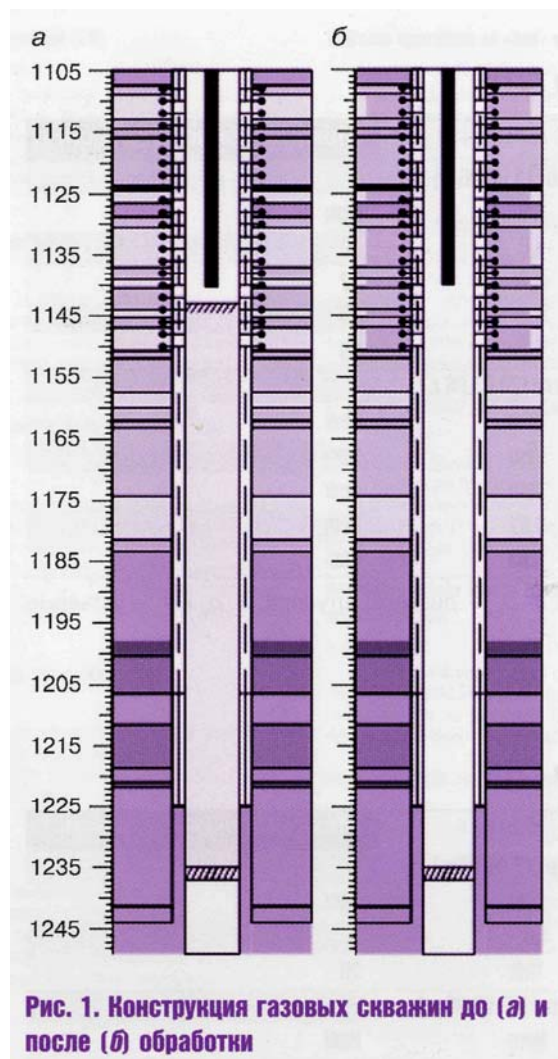
Коэффициент пористости – от 28 до 39%

Коэффициент проницаемости – от 0,3 до 3,5 мкм²

Этаж газоносности до 230 м.

ПРИМЕР – скважина 1 (табл. 1, рис. 1–2)

Эксплуатационная колонна Ø 219 мм, длиной 1249,4 м, зацементирована до 324 м, опрессована до давления 13 МПа. Искусственный забой на глубине 1235 м, текущий забой – 1157 м. Интервал перфорации – на глубине 1108–1150 м, ГВК – 1198 м. НКТ диаметром 168,3 см, длиной 1140 м. Пакер ПСС-219/140 расположен на глубине 944,6–947,0 м. Скважина находится в работе.



ПРИМЕР – скважина 2 (табл. 2, рис. 1–2)

Эксплуатационная колонна Ø 168 мм, длиной 1252,25 м, зацементирована до устья, опрессована до давления 13 МПа. Искусственный забой на глубине 1242 м, текущий забой – 1234 м. Интервалы перфорации – на глубине 1204–1217 и 1229–1237 м, ГВК – 1247 м (по геомодели). НКТ диаметром 114 см, длиной 1186,22 м. Пакер 2ПД-ЯГ установлен в интервале 953,28–955,08 м. Скважина находится в работе.

Определение текущего забоя этих скважин в 2009 г. показало, что в скважине №1 вынос песка отсутствует, а в скважине №2 составляет 22 м. Межремонтный период – более 3,5 лет.

Таблица 1**Параметры скв. 1 по результатам ГДИ**

$D_{шт}, \text{мм}$	$p_y, \text{МПа}$	$T_y, ^\circ\text{C}$	Вода, г	Механические примеси, г
ГДИ до обработки (15.06.06 г.)				
19	2,046	4,0	0,8	Нет
23	1,981	4,5	4,0	10
25	1,955	4,6	4,2	12
27	1,926	5,0	4,5	15
31	1,891	5,5	4,1	10
ГДИ после обработки (23.06.06 г.)				
19	2,196	4,8	Нет	Нет
23	2,126	7,6	Нет	Нет
25	2,068	8,9	Нет	Нет
27	2,002	9,3	0,02	Нет
31	1,936	10,0	0,03	Нет

Примечания. 1. Продолжительность режима 30 мин. 2. $D_{шт}$ – диаметр штуцера. 3. p_y и T_y – устьевые давление и температура.

Таблица 2**Параметры скв. 2 по результатам ГДИ**

$D_{шт}, \text{мм}$	$p_y, \text{МПа}$	$T_y, ^\circ\text{C}$	Вода, г	Механические примеси, г
ГДИ до обработки (13.04.06 г.)				
16	2,419	6,2	Нет	Нет
18	2,352	7,0	50	5
20	2,251	7,5	150	20
ГДИ после обработки (23.06.06 г.)				
16	2,419	9,4	Нет	Нет
18	2,381	10,6	40	Нет
20	2,304	11,8	100	5
24	2,088	12,0	130	8

Примечание. Продолжительность режима 30 мин.

В 2007 г. были проведены 3 скважино-операции, а в 2008 г. – 5 скважино-операций (закрепление ПЗП) с целью уменьшения выноса механических примесей (песка). В 2009 г. выполнено 15 скважино-операций. Успешность – 100%.

На рис. 3, 4 в графической форме приведены результаты применения технологии до и после ремонта газовых скважин в 2009 г. по толщине промытой песчаной пробки и по дебиту газа.

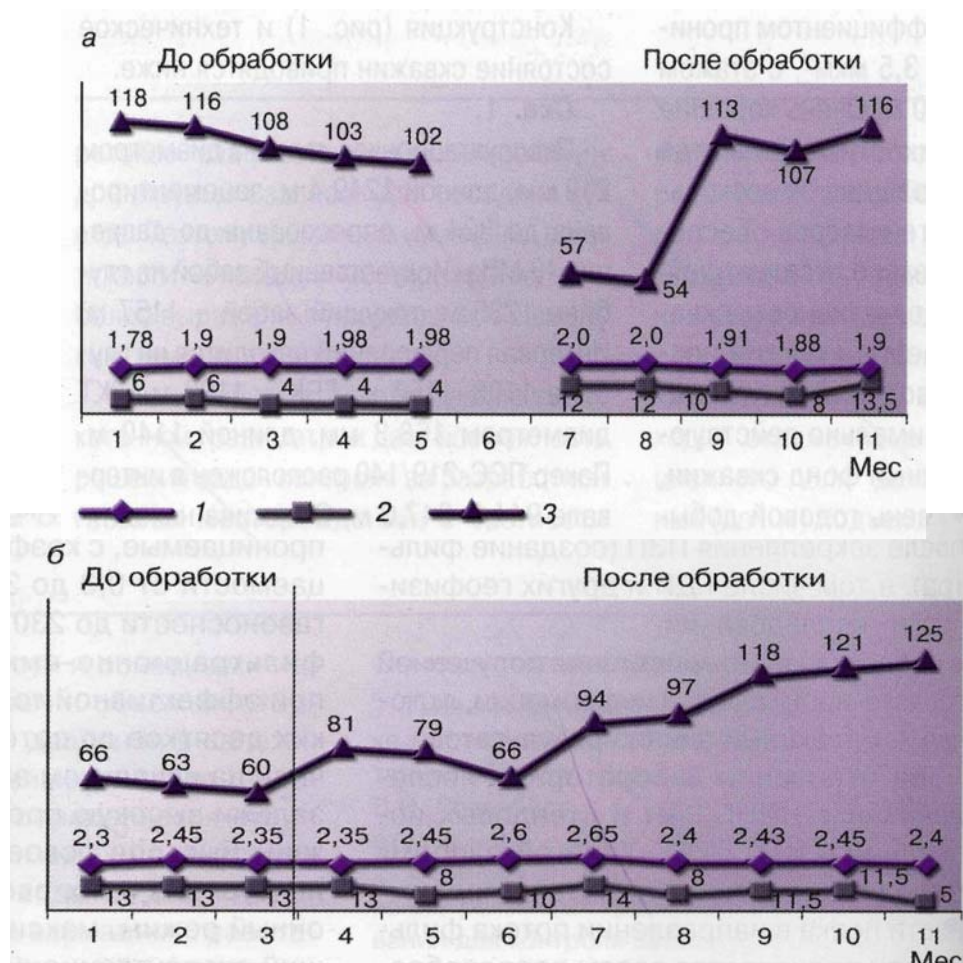


Рис. 2. Рабочий режим эксплуатации скв. 1 (а) и скв. 2 (б):
1 – давление на устье, МПа; 2 – температура на устье, °C; 3 – дебит, тыс. м³/сут

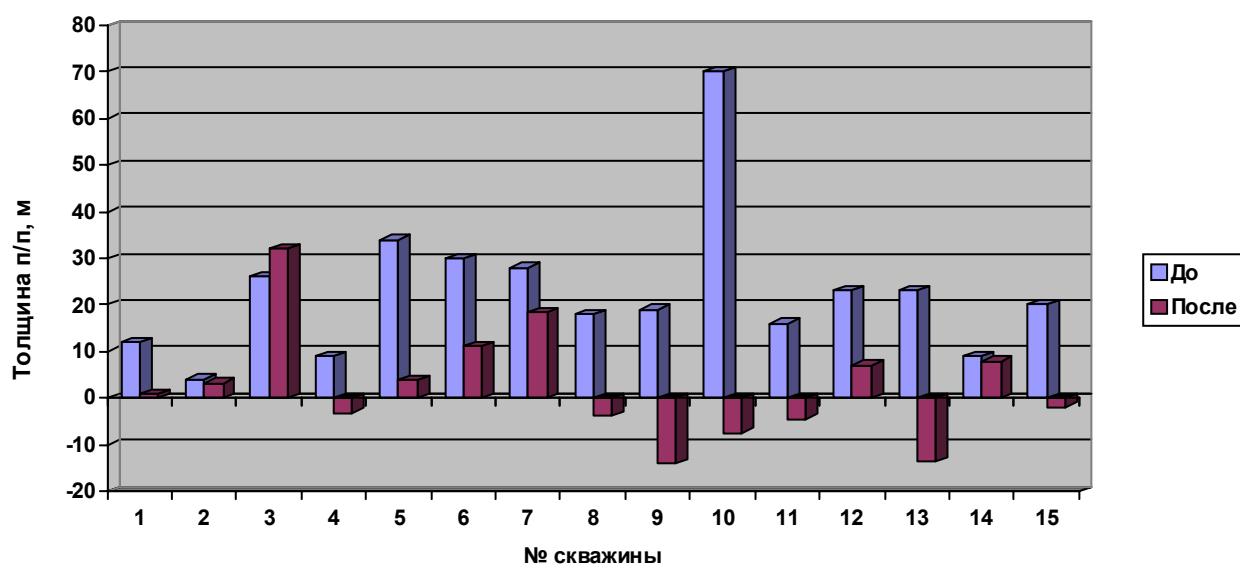


Рис. 3. Толщина промытой пробки до и после ремонта скважин

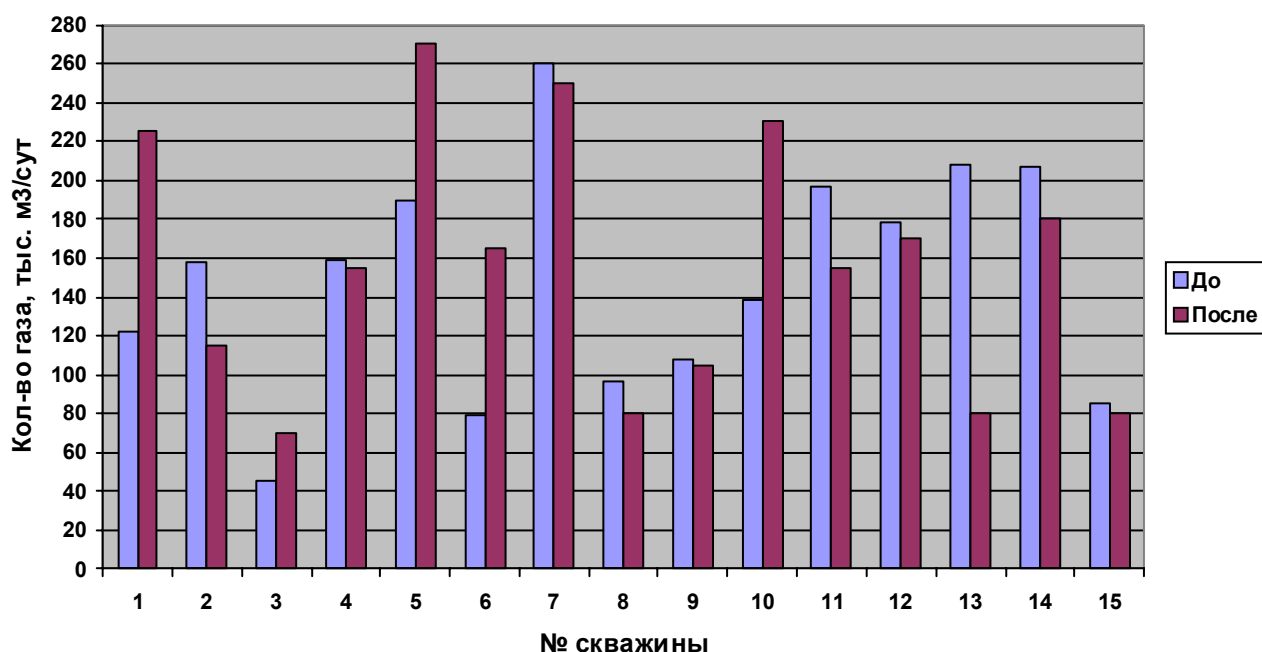


Рис. 4. Дебит газа до и после ремонта скважин

Полученные результаты показали возможность создания противопесочных фильтров с одновременным «отсеканием» конденсированной воды. Дебиты по газу не уменьшаются.

«Темпоскрин» – технология будущего сегодня

Новая технология физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем «Темпоскрин» предназначена для получения дополнительной добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях сложного геологического строения с неоднородными песчано-глинистыми коллекторами, эксплуатируемых с применением методов заводнения на поздней стадии разработки, т.е. с высоким процентом обводненности добываемой продукции (от 60 до 98%).

Реагент «Темпоскрин» (рис. 5) избирательно воздействует на высокопроницаемые обводнённые 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.

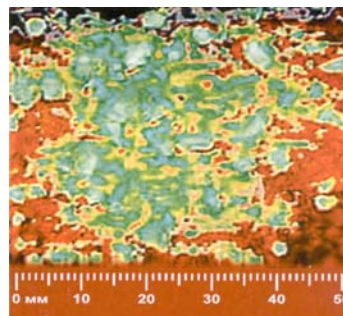
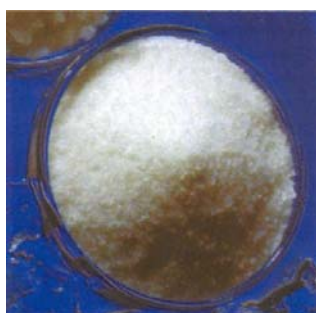


Рис. 5.
Реагент
«Темпоскрин»

Полимерно-гелевая система (ПГС) «Темпоскрин» готовится на скважине путем смешивания однокомпонентного состава с водой (пресной или минерализованной) и закачивается обычным насосным агрегатом. Для обработки одной скважины требуется от 0,2 до 1 тонны сухого реагента.

Приготовленный состав закачивается в скважину в течение 20–30 часов, и затем продолжается нагнетание в пласт воды в обычном режиме эксплуатации (рис. 6). Добывающие скважины начинают реагировать через 1,5–2 месяца после закачки реагента в пласт. Продолжительность действия реагента 10–17 месяцев. Одна тонна сухого реагента «Темпоскрин» дает возможность получить от 2000 до 8000 тонн дополнительной нефти в зависимости от геологического строения пласта и величины его остаточных запасов.

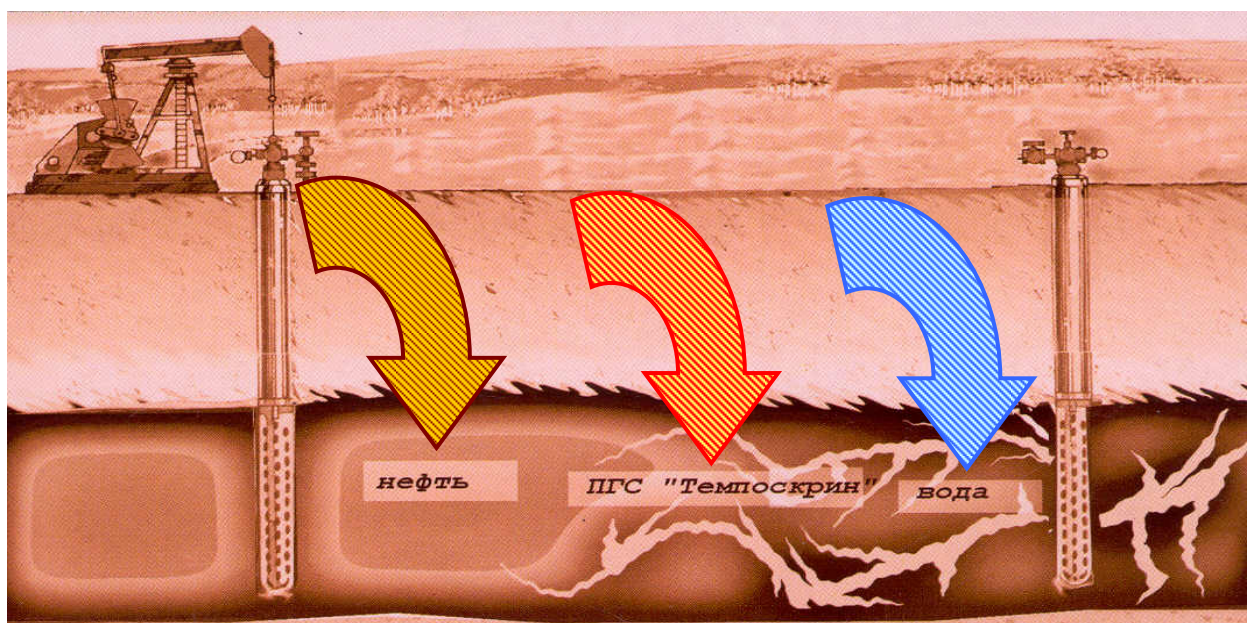


Рис. 6. Схема воздействия ПГС «Темпоскрин» на пласт

Новизна ПГС «Темпоскрин» заключается в сочетании двух способов введения гелей в пласт:

- Способа синтеза гелей в пласте;
- Способа непосредственной закачки гелей в пласт.

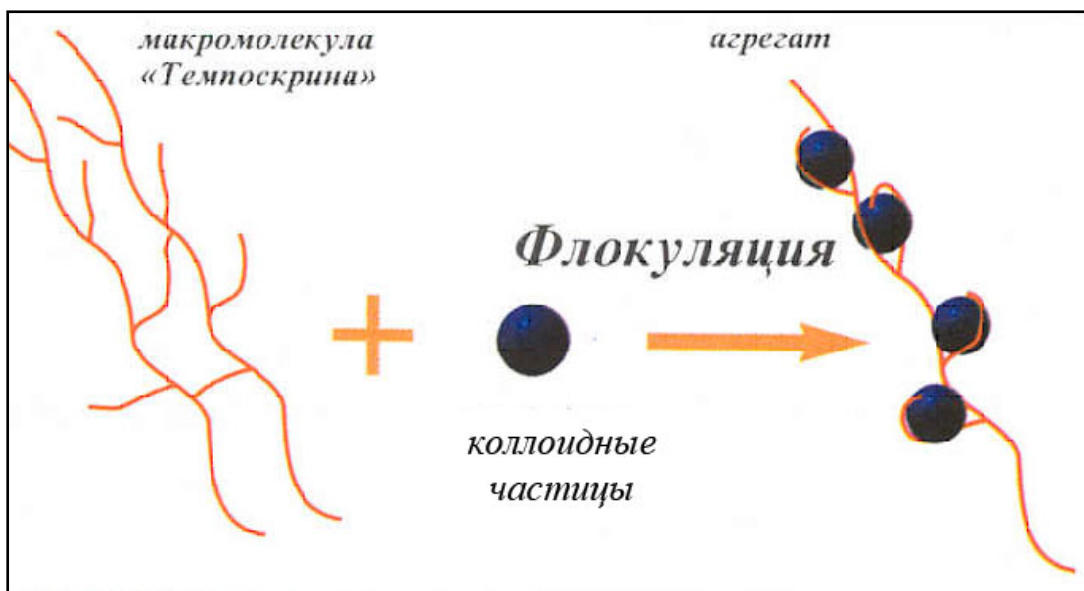


Рис. 7. Схема флокуляции ПГС «Темпоскрин»

Благодаря дисперсной структуре геля «Темпоскрин», состоящего из множества мелких гелевых частиц размером от 0,2 до 4,0 мм, он обладает высокой подвижностью и проникающей способностью по отношению к трещинам и крупным порам. Однако гель не проникает в низкопроницаемые и гидрофобные участки пласта вследствие того, что размеры гелевых частиц больше, чем размеры пор таких пород. Этим объясняются селективные свойства геля «Темпоскрин» (рис. 7–8).

Кроме того, гелевые частицы обладают высокими вязкоупругими и флокулирующими свойствами. Вытесняющая способность оторочек из ПГС «Темпоскрин» в лабораторных условиях на моделях пласта достигает 85–95%.

Применение технологии «Темпоскрин» позволяет:

- включить в разработку ранее не работавшие пласты и пропластки;
- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- изменить фильтрационные потоки жидкости;

- выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины и пласта;
- 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.

В составе реагента «Темпоскрин» не содержатся химические добавки – соли тяжелых металлов и другие вредные компоненты, что делает его применение экологически безопасным. «Темпоскрин» мало чувствителен к воздействию солей, не деградирует в пластовых условиях, выдерживает пластовую температуру до 80 °С.



Рис. 8. Скрин-вискозиметр и лабораторная модель пласта

Реагент и технология защищены патентами РФ и официально разрешены к использованию в нефтяной промышленности. «Темпоскрин» выпускается в соответствии с техническими условиями, зарегистрированными в Государственном комитете стандартов РФ (ТУ 2216-00105966916-93 и ТУ 2216-001-55000530-02), имеет гигиенический сертификат МЗ РФ.

Высокая рентабельность технологии «Темпоскрин» обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат. Так, на рис. 9 приведены результаты определения

стоимости одного барреля нефти с применением традиционных технологий и технологии «Темпоскрин».



Рис. 9. Стоимость одного барреля нефти с учетом традиционной технологии и технологии «Темпоскрин»

Технология «Темпоскрин» прошла промысловые испытания на 34 нефтяных месторождениях России, Казахстана, Азербайджана в 12 нефтедобывающих компаниях. Общее количество проведенных скважино-операций превышает 1250. При этом добыто свыше 1 500 000 тонн дополнительной нефти.

Внедрение и опытно-промышленные испытания технологии «Темпоскрин» были проведены на месторождениях: Узень, Барсуковское, Ново-Пурпейское, Урьевское, Подачаевское, Сев. Саянское, Акташанская площадь Новоелховского м-ния, Павловская площадь Ромашкинского м-ния, Ромашкинское, Усть-Балык, Тевлино-Русинское, Южный Сургут, Восточный Сургут, Солкинское, Мамонтовское, Советское, Бавлинское, Быстринское, Вачинское, Забурунь, С.-Балгимбаев, Туймазинское, Арланское, ЮЗ-Камышитовое, ЮВ-Камышитовое, Каламкас, Карсак, Ботакан, Ачинское, Мишовдаг, Кюровдаг, Аганское, Арланское.

Технология применима в климатических условиях с температурой от -30 до +40 °С.

РЕЗЮМЕ:

- Технология применима для месторождений со сложной геологической структурой, а также на поздних стадиях разработки месторождения с высоким процентом обводненности добываемой продукции;
- Технология проста в применении;
- Снижение себестоимости барреля нефти с \$5.30–8.66 до \$0.60–2.15; Дополнительное получение 2000–8000 т нефти на 1 т реагента «Темпоскрин».

Некоторые аспекты использования полимерно-гелевых систем «Темпоскрин»

Текущее состояние разработки многих длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции (до 70–98 %), снижением отбора нефти, большими удельными затратами на 1 т добываемой нефти.

В отличие от многих видов полимерных и полимерно-гелевых технологий, применяемых в настоящее время, технология "Темпоскрин" отличается тем, что реагент "Темпоскрин" – однокомпонентный и при смешении с водой образует гидрогели с практически другой природой "сшивки" и, вследствие этого, другой пространственной структурой. Эти гидрогели обладают высокими вязкоупругими и пластичными свойствами и практически не деструктируют в пластовых условиях. При этом, как показали исследования, проведенные в России и за рубежом, величина вязкости и пластичности раствора практически сохраняется с одновременным увеличением упругих и эластичных свойств полимерно-гелевой системы. Сегодня, когда широкое применение получили полимерно-гелевые системы на основе полиакриламида и солей трехвалентного хрома, система "Темпоскрин" отличается не только однокомпонентностью, отсутствием солей тяжелых металлов, но и пространственной структурой гелей, которая обеспечивает высокие вязкоупругие и пластичные свойства и, в конечном итоге, приводит к лучшим технологическим и экономическим результатам.

Различные существующие технологии, основанные на взаимодействии двух и более реагентов (например, полиакриламид + реагент "сшиватель"), обладают недостатками, которые в производстве необходимо исключить. К ним относятся:

- трудность управления процессом гелеобразования;
- неравномерность образования геля по объему (вследствие зависимости качества "сшивки" от концентрации полимера и "сшивающего" агента);

- использование солей тяжелых металлов (хрома), что повышает опасность загрязнения окружающей среды и возможность поражения персонала;
- необходимость использования дорогостоящих дозирующих устройств (стоимость мобильной станции – порядка \$ 200–500 тыс.);
- сравнительно низкая технологическая эффективность применяемых технологий – значительные производственные затраты на осуществление технологии (скважино-операции);
- сравнительно высокие удельные затраты на добычу 1 т дополнительной нефти.

Новая технология физико-химического воздействия ПГС "Темпоскрин" практически лишена этих недостатков и является технологией нового поколения.

От многих технологий, применяемых с аналогичными целями, технология физико-химического воздействия на продуктивные нефтяные пласты "Темпоскрин" отличается высокой технологической эффективностью, простотой применения и высокими технико-экономическими показателями (низкими затратами при получении 1 т дополнительной нефти).

Месторождения, где проходили опытно-промышленные испытания и внедрение, можно структурно отнести к группе средне- и высокопродуктивных залежей нефти, характеризующихся высокой обводненностью продукции и высокой степенью выработки запасов. С точки зрения широкомасштабного применения методов увеличения нефтеотдачи с помощью технологии "Темпоскрин" можно выделить 3 региона: Западную Сибирь, европейскую часть России (в первую очередь месторождения Татарии) и регион Казахстана (многопластовое месторождение Узень, нефтяные месторождения на поздней стадии разработки региона Атыраусской области).

Следует иметь в виду, что технология "Темпоскрин" применима на нефтяных месторождениях со следующими параметрами: толщина пласта от 3 до 100 м; проницаемость от 100 до 5000 мД; пористость свыше 16%; температура пласта до 85 °С; обводненность от 40 до 98%.

В табл. 3–4 показана динамика результатов получения дополнительной нефти от проведенной обработки ПГС "Темпоскрин" на месторождениях ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз».

Таблица 3

**Реализация программ по повышению нефтеотдачи пластов при воздействии
на нефтяные объекты ПГС "Темпоскрин" на месторождениях
ОАО "Роснефть-Пурнефтегаз"**

Год	Месторождение	Число скважино-операций	Дата проведения	Количество реагента, т	Дополнительная добыча, т	Технологический эффект, т
1995	Барсуковское Н.-Пурпейское	2 2	Октябрь Октябрь	1,2	2700 3800	5416
1996	Барсуковское	22	Июль-август	17,5	166765 (01.09.1998г.)	8328
1997	Барсуковское	8	Октябрь	6,5	42620	6557
1998	Барсуковское	20	Сентябрь	19,35	32802	1695
1999	Барсуковское	57	Июль-август	42,9	85928 (01.05.2000 г.)	2004
	Н.-Пурпейское	9		1,6	2974 (01.05.2000г.)	1839
	Комсомольское	3		2,8	1590 (01.05.2000г.)	568

Таблица 4

**Дополнительная добыча нефти от проведенной обработки 5-го
нагнетательного ряда ПГС "Темпоскрин"* на Барсуковском месторождении**

Месяц/год	Месячная дополнительная добыча нефти, т	Нарастающая добыча нефти, т
Октябрь/96	640	640
Ноябрь/96	329	969
Декабрь/96	1947	2916
Январь/97	4913	7829
Февраль/97	3406	11235
Март/97	7666	18901
Апрель/97	5213	24114
Май/97	9328	33442
Июнь/97	10468	43910
Июль/97	8442	52352
Август/97	6509	58861
Сентябрь/97	7113	65 974
Октябрь/97	8602	74576
Ноябрь/97	6539	81 115
Декабрь/97	9580	90695
Январь/98	9483	100178
Февраль/98	6858	107036
Март/98	8923	115959
Апрель/98	7846	123 805
Май/98	10047	133 852
Июнь/98	8454	142 306
Июль/98	11641	153 947
Август/98	12818	166765

* Закачено 20 т реагента в 22 нагнетательные скважины.

Масштабное применение технологии "Темпоскрин" в качестве метода повышения нефтеотдачи наглядно представляют результаты, полученные на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз". Первые испытания были проведены на опытном участке Усть-Балыкского месторождения на объектах БС₁₋₅. (подробнее см.: Каушанский Д.А., 2008 г.)¹

В табл. 5 приводятся результаты воздействия ПГС "Темпоскрин" на горизонт БС₁₀ за период 2000–2004 гг.

В табл. 6 показаны некоторые результаты внедрения на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз" технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевой системой "Темпоскрин". Общий объем скважино-операций составил порядка 450, при этом дополнительно добыто около 700 тыс. т нефти. В табл. 6 не учтены результаты декабря 2000 г. и 2001–2002 гг.

Таблица 5

Результаты работ 2000–2004 гг. по комплексному воздействию ПГС «Темпоскрин» на горизонт БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения

Вид воздействия	Зона	Число скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс. т, по годам					Суммарная дополнительная добыча нефти, тыс.	Удельная дополнительная добыча нефти, т
			2000	2001	2002	2003	2004		
Потоко-отклоняющие композиции ПГС "Темпоскрин"	1	128	52,2	82,9	67,4	5,1	6,8	2093	1635,0
Нестационарное заводнение	2	60 (КНС-1)	25,2	27,2	26,5	10,2		89,1	1 485,0
Интенсификация отбора жидкости	1-4	270	155,1	96,4	61,1	69,3	6,9	388,8	1440,0

Таблица 6

Результаты широких опытно-промышленных испытаний и внедрения технологии "Темпоскрин" на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз"

Месторождение	Пласт	Число скважино-операций, всего	Дополнительная добыча, тыс. т				Технологический эффект на 1 скважино-операцию
			с начала обработки	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Усть-Балыкское	БС ₁₋₅	135	143,865	11,125	46,030	17,518	73,478
Мамонтовское	БС ₁₀	23	77,936			0	77,936
Южно-Сургутское	БС ₁₀	158	226,865			53,495	173,370
Восточно-Сургутское	БС ₁₀	23	11,406			11,406	0
Солкинское	БС ₁	3	2,881			0	2,881
Всего по технологии		342	467,258	11,125	46,030	82,419	327,665

¹ Каушанский Д.А. Улучшение показателей разработки нефтяных месторождений при использовании полимерно-гелевых систем «Темпоскрин» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №7. С. 36-46.

В 2001 г. совместно с компанией ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" были проведены испытания технологии "Темпоскрин" на опытных участках Аганского месторождения. Аганское месторождение введено в эксплуатацию в 1973 г. По этому объекту БВ₈ принята блоковая система разработки с трехрядным размещением скважин по сетке 700х700 м. Приемистость этих скважин изменялась от 209 до 700 м³/сут, средний дебит нефти равен 6,2 м³/сут, средняя обводненность равна 97,5%.

Промысловые работы по закачке реагента в нагнетательные скважины участка были проведены в марте 2001 г., а в ноябре суммарный прирост добычи дополнительной нефти по участку составил 1160 т, а по участку БВ₉ – 1907 т нефти.

Представляют также интерес проведенные промысловые испытания на опытных участках Покачевского месторождения (пласт АВ₂³) и Урьевского месторождения (пласт АВ₁³). Проведенные промысловые испытания на Покачевском месторождении позволили дополнительно получить 2400 т нефти при использовании 2,3 т реагента "Темпоскрин" и дополнительно 1100 т нефти на участке Урьевского месторождения при использовании 1 т реагента "Темпоскрин".

В этот же период технология была успешно испытана на Быстринском и Вачимском месторождениях (НК "Сургутнефтегаз").

Следующая группа месторождений, на которых проведены промысловые испытания и осуществлено внедрение технологии, это месторождения Татарии.

Выбор участков проведения работ осуществляли исходя из следующих условий:

- 1) участки месторождения с высокой обводненностью получаемой продукции (более 80%);
- 2) нагнетательные скважины, обладающие высокой приемистостью, для успешной закачки реагента;
- 3) скважины, в разрезах которых продуктивный горизонт присутствует в достаточном объеме и представлен прослоями с различными коллекторскими свойствами.

Для проведения промысловых испытаний технологии "Темпоскрин" на Ромашкинском месторождении Абдрахмановской площади были выбраны опытные участки двух промышленно нефтеносных горизонтов, различающихся строением и размерами залежей, запасами нефти, методами разработки и т. д.

Бавлинское месторождение расположено в юго-восточной части Татарстана, на востоке по р. Ик граничит с Башкортостаном. В тектоническом отношении Бавлинское

месторождение в целом – это сравнительно пологая складка при некоторой крутизне юго-восточного крыла. Продуктивные отложения отличаются резким разнообразием коллекторских свойств, характером насыщенности и резкой вертикальной и латеральной неоднородностью.

Промышленная разработка пласта D_1 началась в 1950 г. По пашийскому горизонту основная залежь пласта была разрезана на отдельные блоки для рассмотрения самостоятельного воздействия каждого из них на верхнюю часть пласта.

На Бавлинском месторождении прошли промышленные испытания более 15 технологий физико-химического воздействия на продуктивные пласты.

Для обработки реагентом "Темпоскрин" были выбраны терригенные коллекторы пашийского горизонта ниже-франкского подъяруса верхнего девона (пласт D_1) – основной эксплуатационный объект разработки на Южной и Бавлинской площадях. В целом пашийский горизонт здесь не разделяется на пропластки. Наиболее крупная залежь нефти – собственно Бавлинская площадь, размеры ее 10,0–15,5 км.

Наибольший технологический эффект после обработки реагентом "Темпоскрин" был получен по основному объекту разработки на пашийских пластах верхнего девона, что, вероятно, объясняется высокой расчлененностью пласта.

На Бавлинском месторождении технологический эффект составил около 533 т дополнительной нефти.

Средний технологический эффект на Ромашкинском месторождении Абдрахмановской площади составил на 01.02.2003 г. 1750 т дополнительной нефти на скважино-операцию, при этом эффект продолжался от 10 до 17 мес.

В целом дополнительная добыча нефти за период с 2000 по 2003 г. на объектах нефтяных месторождений ОАО "Татнефть", обработанных по технологии увеличения нефтеотдачи с использованием полимерно-гелевой системы "Темпоскрин" на 60 участках (нагнетательных скважинах), составила 73,3 тыс. т дополнительной нефти. Время реагирования – от 10 до 17 мес.

Таким образом, применение ПГС "Темпоскрин" для увеличения нефтеотдачи обводненных пластов на Ромашкинском и Бавлинском месторождениях показало перспективность использования данной технологии.

Третьей группой являются промысловые испытания и внедрение технологии "Темпоскрин" в условиях нефтяных месторождений Казахстана на месторождении Узень (ПФ "Узеньмунайгаз") и ряда месторождений ПФ "Эмбамунайгаз".

Одно из крупнейших месторождений – Узень расположено в юго-западной части Казахстана. Месторождение открыто в 1961 г., разрабатывается с 1965 г. Основными объектами разработки являются породы средней юры (байосские и батские отложения) и отложения верхней юры – келловейский ярус. Свод структуры осложнен тремя куполами.

Продуктивные отложения нижнемелового и юрского возраста достигают общей толщины 1500 м и содержат до 26 песчано-алевритовых горизонтов, условно разделяемых на три этажа нефтегазоносности.

В качестве объектов проведения опытных работ по закачке в пласт "Темпоскрин" рассматривались нефтеносные горизонты среднего этажа разработки. Залежи нефти горизонтов XIII–XVIII относятся к пластовым, сводовым, ограниченным краевой водой.

С одной стороны, обводнение скважин происходит, вероятно, за счет выработки нижнего продуктивного пласта. С другой стороны, причиной высокой обводненности продукции может быть опережающее обводнение по верхнему пласту, происходящее по пластам с лучшими коллекторскими свойствами.

Нефть месторождения Узень по составу высокопарафинистая, смолистая и малосернистая. Содержание парафина в нефти составляет 22%, смол – 20%, асфальтенов – 6%, кокса – 4%, серы – 0,25%, что обуславливает очень высокую температуру ее застывания (+32 °C). Близость температуры насыщения пластовой нефти парафином (+58 °C) к пластовой температуре (+60–65 °C) создает неблагоприятные условия для разработки залежи. Нефть месторождения Узень имеет высокое давление насыщения (8,0–11,0 МПа), близкое к значениям пластового давления.

Опытно-промышленные испытания показали, что обработка нагнетательных скважин в октябре 2001 г. по технологии "Темпоскрин" позволила дополнительно получать нефть из добывающих скважин через 2,0–2,5 мес. после её проведения. Динамика получения дополнительной нефти по 4 участкам за 12 мес. – 25730 т нефти, что составляет 5146 т дополнительной нефти на 1 т реагента "Темпоскрин", или 6432,5 т дополнительной нефти на скважино-операцию.

В 2002 г. было обработано 16 нагнетательных скважин (участков), в 2003 г. – 62, в 2004 г. – 65, в 2006 г. — 60. В 2007 г. проведены работы по обработке 161 скважины. При

каждой скважино-операции было использовано в среднем 1,2 т реагента "Темпоскрин". За 6 мес. дополнительно было получено около 120 тыс. т нефти. Одновременно обрабатывалось от 4 до 6 скважин. Это позволило проводить обработку большого числа скважин в сжатые сроки.

Другим объектом применения технологии "Темпоскрин" в Республике Казахстан являлись месторождения ПФ "Эмбаунайгаз".

Всего на 1 мая 2004 г. технологический эффект составил 8811 т дополнительной нефти, а средний удельный технологический эффект – 881,1 т на 1 скважино-операцию.

В октябре – ноябре 2003 г. были обработаны 24 нагнетательные скважины по технологии "Темпоскрин", а в 2007 г. обработано 5 нагнетательных скважин в НГДУ "Кайнармунайгаз".

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что по геологическим параметрам и технологическим критериям успешного применения технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем "Темпоскрин" эта технология является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и стабилизации обводненности добываемой продукции и обладает исключительно высокими технико-экономическими параметрами.

Технология физико-химического воздействия на нефтяные пласты полимерно-гелевой системой "Темпоскрин" имеет большие перспективы для применения на нефтяных месторождениях, которые характеризуются падением добычи нефти и прогрессирующим обводнением, в России, странах СНГ, дальнего зарубежья (США, Канада, Венесуэла, Бразилия, Саудовская Аравия, Кувейт, Египет, Ливия, Алжир и др.).