

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ «ТЕМПОСКРИН-ПЛЮС»

Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский
ИПНГ РАН, ООО НТФ «Атомбиотех»
e-mail: dak@ipng.ru, demian20@yandex.ru

Рост обводненности продукции добывающих скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений становится одной из основных проблем нефтедобычи в Российской Федерации. Причиной роста обводненности продукции является как снижение общих запасов нефти в пласте, так и ухудшение гидродинамических условий вытеснения нефти из продуктивного коллектора – образование промытых зон в пласте и прискважинном пространстве. Низкая вязкость воды по сравнению с вязкостью нефти и длительное воздействие водных потоков на продуктивный коллектор создают условия образования зон продолжительного гидродинамического воздействия потоков воды на продуктивный коллектор. Следствием является значительное изменение проницаемости пород пласта по сравнению со свойствами пласта в начале разработки нефтяного месторождения.

С целью снижения негативного влияния роста обводненности продукции предложено множество способов и технологий. Интерес к этой теме можно подтвердить количеством выданных патентов РФ по словосочетанию «ограничение водопритоков», которое за последние 17 лет превышает 160 патентов. Темп выдачи патентов составляет около 10 патентов в год и не имеет тенденции к снижению. Большое количество выданных и выдаваемых патентов свидетельствует одновременно как о существующей проблеме водопритоков в скважину, так и об отсутствии эффективных и экономичных методов для их устранения. Среди наиболее перспективных методов ограничения водопритоков рассматриваются методы на основе полимерных гидрогелей (темп выдачи патентов на них – не менее 1 патента в год). Это связано с тем, что гидрогели имеют наибольшее модифицирующее действие на воду в расчете на единицу массы модификатора. Как правило, оказывается достаточным добавить к воде до 2–3% масс., чтобы связать воду в нетекучий гель. В свою очередь «гелевые технологии» также различаются между собой по эффективности. Одним из недостатков «гелевых» технологий является ограничение времени закачки временем гелеобразования.

Этого недостатка лишены технологии на основе реагентов типа «Темпоскрин-Плюс», которые образуют первоначально не сплошной гель, а дисперсный гель, что позволяет проводить операции по их закачке в пласт [1, 2]. В настоящей статье представлены результаты лабораторных и промышленных исследований по ограничению водопритоков с использованием нового реагента «Темпоскрин-Плюс», ориентированного на применение в добывающих скважинах. Технология ограничения водопритоков на основе реагента «Темпоскрин-Плюс» предполагает не только закачку дисперсных гелей в пласт, но и закрепление их в пласте (защита от их возможного обратного выноса из пласта).

Рассмотрим особенности этой технологии.

- ▶ Реагент «Темпоскрин-Плюс» представляет собой смесь гранулированного порошка с размером частиц от 0,20 до 1,00 мм, который при смешении с водой образует полимерные гидрогели, хорошо фильтруемые в пласт и формирующие в пласте стабильный гель в пористой среде (рис. 1).
- ▶ Спустя 24–48 часов в пластовых условиях происходит формирование сплошного геля в пористой среде.
- ▶ ПГС «Темпоскрин-Плюс» на начальном этапе обладает высокой текучестью и проникает вглубь пласта на значительные расстояния, создавая водоизоляционные экраны в призабойной зоне пласта (ПЗП).
- ▶ Время гелеобразования в пласте составляет, как правило, 20–72 часа.

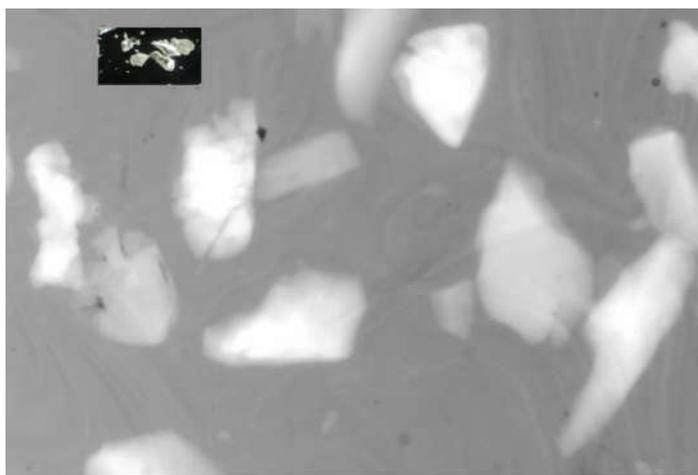


Рис. 1. Сравнение частиц сухих (в верхнем углу) и набухших в воде частиц реагента «Темпоскрин-Плюс» в поле наблюдения размером 30*40 мм

При разработке технологии ограничения водопритоков проведены лабораторные и опытно-промышленные исследования. На лабораторном этапе исследования изучены

реологические и физико-химические свойства полимерно-гелевой системы (ПГС) «Темпоскрин-Плюс». С этой целью были приготовлены образцы ПГС для испытаний (в объеме 100 мл каждый) смешением воды и реагента. Время приготовления ПГС составляло 2 часа, концентрация реагента – 1–2% масс., температура измерений 20–24 °С. В качестве водной основы были использованы пресная вода и модель пластовой воды с минерализацией 17 г/литр.

Реологические свойства ПГС изучены на вискозиметре типа ВБР-2 (типа воронки), используемого для оценки вязкости буровых растворов, но результаты представляли не в единицах условной вязкости (секундах), а в относительных единицах: отношение времени истечения ПГС к времени истечения чистой воды того же объема (табл. 1).

Таблица 1

Вязкость ПГС «Темпоскрин-Плюс» в зависимости от состава и времени после его приготовления

Время, час	Вязкость, сП при различной концентрации реагента для образцов №1 и №2					
	1%(№1)	1%(№2)	1,5%(№1)	1,5%(№2)	2%(№1)	2%(№2)
<i>Вода пластовая (минерализация 17 г/л)</i>						
1	1.7	1.7	2.2	2.2	5	3
3	2	2	4.5	2.7	10.5	6.7
24	2.5	2.2	6.2	8.2	55.5	37
29	2.5	2.2	6.2	8.2	>170	>170
96	2	2	2.7	6.7	>170	>170
144	2	2	3	7.7	>170	>170
336	1.7	1.5	2	3.5	>170	>170
<i>Вода пресная</i>						
1	1.7	1.7	2.2	2.2	4	3
3	1.7	1.7	3.5	2.7	9.5	5.7
24	4.5	4.5	8.5	6	33	15.5
29	2.5	2.5	-	-	-	-
96	2	2.5	14.7	10.5	>170	>170
144	2	1.7	19.7	55	>170	>170
336	6	1.7	3.7	13.7	>170	>170

Фильтрационные и водоизолирующие свойства изучены на образцах насыпного керна в трубчатой модели пласта (диаметр 25 мм, длина 300 мм). Образцы жидкостей в модель пласта подавали дозирующим насосом высокого давления. Давление на входе в модель пласта измеряли манометром. Опыт включал два этапа:

1. Фильтрация ПГС в модель пласта (моделирование закачки ПГС в пласт);
2. Обратная закачка пластовой воды и вытеснение ПГС из модели пласта (моделирование устойчивости ПГС против выноса ее из пласта).

Результаты испытаний ПГС на основе пресной воды и последующей обратной фильтрации модели пластовой воды (минерализация 17 г/литр) показывают возрастание давления при прямой фильтрации ПГС при заполнении порового объема модели пласта (рис. 2). При обратной фильтрации пластовой воды давление на входе в модель пласта повышается и стабилизируется на определенном уровне.

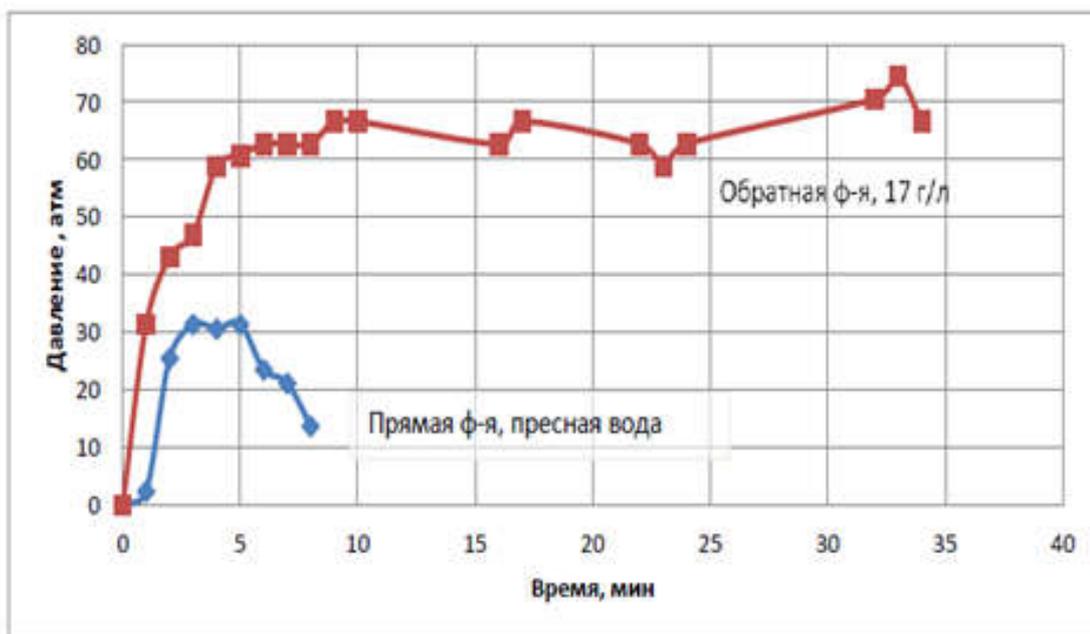


Рис. 2. Результаты закачки ПГС в модель пласта и обратной фильтрации пластовой воды через модель пласта

С целью изучения влияния взаимодействия ПГС с нефтенасыщенным коллектором дополнительно изучены фильтрационные свойства керна модели пласта, предварительно насыщенного углеводородными жидкостями. Одна из них – индустриальное масло И-20А, а другая – нефть Барсуковского месторождения. опыты проводили по описанной выше схеме, а результаты представлены в виде изменений проницаемости керна до и после обработки ПГС, а также градиента давления при обратной фильтрации (табл. 2).

**Изменение проницаемости насыпного керна до и после обработки ПГС
«Темпоскрин-Плюс»**

Содержание «Темпоскрин- Плюс» в ПГС, % масс.	Проницаемость по воде, Дарси		Снижение проницаемости, %	Градиент давления при обратной фильтрации, МПа/м
	До обработки	После обработки		
<i>Пласт насыщен пластовой водой с минерализацией 17 г/л</i>				
1.0	2.0	0.007	99.7	40.0
1.5	1.0	0.0001	99.9	75.3
1.5	1.4	0.0055	99.4	41.2
<i>Пласт насыщен индустриальным маслом ИС-20А</i>				
1.0	1.5	0.166	89	0.6
1.5	1.7	0.178	89	2.0
<i>Пласт насыщен нефтью Барсуковского месторождения</i>				
1.0	1.4	0.104	92	3.5
1.5	1.3	0.079	94	4.7

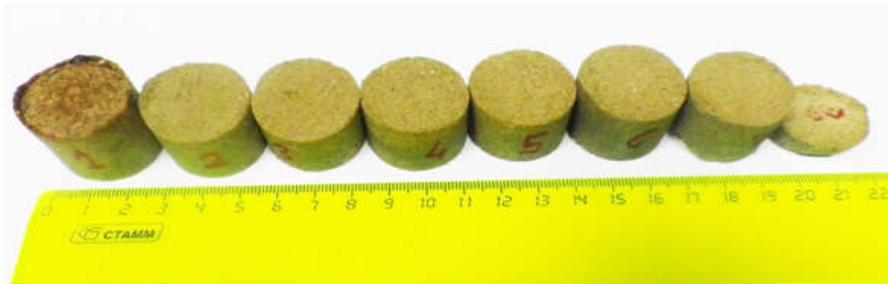
При изучении распределения ПГС в поровом объеме коллектора часть образцов кернов, подвергнутых обработке ПГС «Темпоскрин-Плюс», была извлечена под прессом из модели пласта и высушена на воздухе. Оказалось, что извлеченные в сыром виде образцы керна превратились в слабо связанный полимерным гелем искусственный керн (рис. 3). При дальнейшей сушке при комнатной температуре керн терял воду и прочность его возрастала. Измерение прочности показало твердость 75–85 единиц шкалы А по Шору. При этом образец оказалось возможным распилить на фрагменты, каждый из которых обладал одинаковой твердостью. Это указывает на равномерность пропитки керна ПГС.

Для проведения промысловых испытаний разработана схема обработки скважин (рис. 4) и временная инструкция на технологию ограничения водопритокков с использованием реагента «Темпоскрин-Плюс». Кроме того на реагент «Темпоскрин-Плюс» разработаны технические условия на его производство, а также получена разрешительная документация на производство и применение в нефтяной промышленности (рис. 5).

В 2017 г. проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) на трех скважинах Барсуковского месторождения, которые показали принципиальную возможность снижения дебита жидкости на 25–40% при сохранении дебита нефти (результаты ОПИ



А



Б

Рис. 3. Насыпной керн, извлеченный из модели пласта после ее обработки ПГС «Темпоскрин-Плюс»: А – скрепленный керн, Б – фрагментированный керн

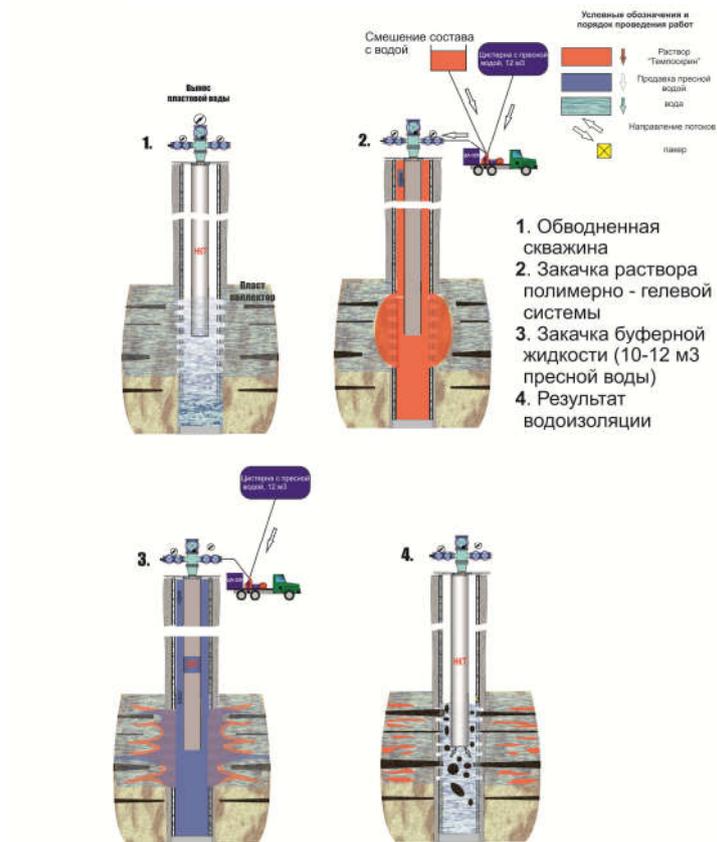


Рис. 4. Схема обработки скважины по технологии «Темпоскрин-Плюс»



Рис. 5. Разрешительная документация на реагент «Темпоскрин-Плюс»

будут дополнительно опубликованы коллективом авторов в журнале «Нефтяное хозяйство»).

При выборе скважин (табл. 3) для испытаний технологии был проведен анализ истории работы скважины и данных геофизических исследований. В качестве одного из критериев выбора скважин для обработки предлагалось использовать историю суточного дебита скважины от начала ввода в эксплуатацию за весь период работы. Характерный график дебита жидкости показал, что по истечении двух десятилетий работы скважины наблюдается резкий рост добычи воды (рис. 6), применение данной технологии позволило стабилизировать дебит жидкости при сохранении дебита нефти. В настоящее время производится мониторинг работы скважин.

Таблица 3

Характеристики скважин-кандидатов для проведения работ по ограничению водопритоков

Параметр	Характеристика
Группа скважин	Нефтяные добывающие
Тип скважин	Вертикальные, наклонно-направленные
Глубина скважин, м	Не более 2600
Разрабатываемые продуктивные пласты	Пласты с проницаемостью от 80 до 1500 мД и высокой неоднородностью

Тип коллектора	Терригенный
Предшествующие ГТМ	Скважины без ранее проведенных ГРП
Температура в зоне закачки (перфорированной части), °С	Не более 80
Состояние ЭК	Герметичность ЭК
Приемистость интервала перфорации, м ³ /сутки	Не менее 200 при давлении нагнетания P=60 атм
Давление в затрубном пространстве, атм	Должно допускать в процессе нагнетания (закачки) P=100
Обводненность, %	75–99
Дебит скважин по жидкости, м ³ /сут	200–1000
Наличие остаточных запасов	+
Температурный интервал при проведении РИР	От +40 до -30 °С

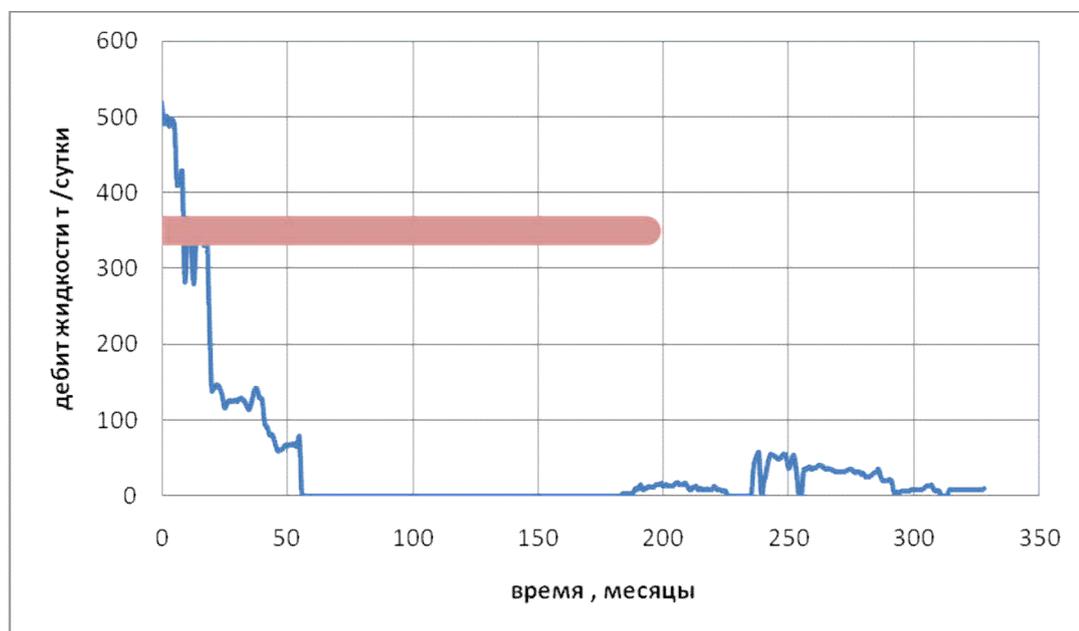


Рис. 6. История дебита жидкости добывающей скважины до обработки ПГС «Темпоскрин-Плюс» и дебит после обработки

В целом, технология «Темпоскрин-Плюс» характеризуется простотой выполнения работ; не требует докрепления закачанной полимерной системы цементом; проведение работ по климатическим условиям возможно в интервале от +40 до -30 °С.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3) совместно с ООО НТФ "Атомбиотех".

ЛИТЕРАТУРА

1. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б. Пат. RU 2558565 С1. Способ повышения добычи нефти. № 2014119728/03; Заявл. 16.05.2014; Оpubл. 10.08.2015 // Изобретения. 2015. Бюл. № 22. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

2. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б. Пат. RU 2656654 С2. Способ увеличения добычи нефти. № 2016105712; Заявл. 19.02.2016; Оpubл. 06.06.2018 // Изобретения. 2018. Бюл. № 16. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>