

УДК 622.276.4

DOI: 10.15372/KhUR2021290

## Применение термотропных гелей в первом цикле пароциклических обработок на залежах высоковязких нефтей

И. В. КУВШИНОВ, Л. К. АЛТУНИНА, В. А. КУВШИНОВ

*Институт химии нефти СО РАН,  
Томск (Россия)**E-mail: alk@ipc.tsc.ru*

### Аннотация

Представлен анализ результатов 57 пароциклических обработок (ПЦО) скважин пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения (Республика Коми, Россия). Все скважины подвергались ПЦО первого цикла, из них: 46 – без дополнительных реагентов, и 11 – с применением гелеобразующей термотропной композиции ГАЛЖКА<sup>®</sup>, разработанной в Институте химии нефти СО РАН. Обосновано применение гелеобразующих композиций, начиная с первого цикла ПЦО, при высоком начальном обводнении. Сделано предположение о наличии оптимального количества пара при ПЦО для конкретного типа скважин, а также об увеличении значения этого параметра при применении гелеобразующей композиции.

**Ключевые слова:** пароциклические обработки (ПЦО), увеличение нефтеотдачи, ограничение водопритока, выравнивание профиля, гели

### ВВЕДЕНИЕ

При разработке месторождений высоковязкой нефти главными проблемами являются высокая вязкость и низкая подвижность нефти в пласте. Для увеличения подвижности можно влиять на сам пласт, повышая его проницаемость, например, с помощью гидроразрыва или кислотных обработок, а также использовать различные нефтewытесняющие составы, в том числе на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), для снижения межфазного натяжения в системе “нефть – вода” и “нефть – порода”. Основной способ снижения вязкости нефти – применение термических методов, из которых наиболее распространена закачка в пласт горячей воды или пара. Обычно разделяют две схемы закачки пара. Одна схема – это площадная закачка, когда несколько добывающих скважин находятся в зоне влияния паронагнетательных скважин, в которые постоянно закачивается пар (как вода при заводнении). Другая схема – так называемые пароциклические обработки (ПЦО). Это нагнетание в одну

скважину некоторого количества пара (обычно несколько тысяч тонн в течение 1–2 недель), а затем после выдержки на “пропитку” добыча разжиженной нефти ведется из этой же скважины, как правило, в течение нескольких месяцев. Затем цикл можно повторять. Существуют примеры скважин, на которых проведено 10 и более циклов.

Из-за большой разности вязкости между нефтью и закачиваемым теплоносителем возникают две проблемы: 1) прорывы воды или пара в добывающие скважины; 2) неполный охват пласта воздействием, так как закачиваемый флюид прорывается в виде “языков” или “пальцев”. Проблема неполного охвата также усугубляется при неоднородности пласта, естественной в случае, например, трещиноватого коллектора или искусственной, создаваемой трещинами гидроразрыва или промытыми зонами в слабоцементированном пласте. Еще один фактор, влияющий на эффективность воздействия паром, – начальное содержание воды в пласте [1]. Если пласт сильно обводнен, то значительная часть тепловой энергии будет расходоваться на нагрев

пластовой воды, и эффект воздействия будет снижен. Для решения этих проблем можно использовать гелеобразующие системы (в том числе термотропные), которые используют для формирования гелей тепловую энергию закачиваемого теплоносителя.

В предыдущих работах авторов [2] рассматривалось совместное применение химических композиций как нефтевытесняющих, так и потокоотклоняющих (гелеобразующих) совместно с ПЦО. В общем случае применение химических реагентов, особенно интенсифицирующих, наиболее целесообразно, начиная с 3–4 цикла, для поддержания стабильной работы уже истощенных скважин. Однако, как будет показано в данной работе, эффективное применение гелей возможно и на первом цикле ПЦО.

Цель настоящей работы – анализ результатов промышленного применения гелеобразующей композиции совместно с ПЦО в первом цикле.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

На пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения (рис. 1) ООО “ЛУКОЙЛ-Коми” уже много лет ведет разработку с применением термического воздействия как площадного, так и циклического.

Краткая характеристика Усинского месторождения: глубина 1100–1500 м; вязкость нефти в пластовых условиях ~710 мПа·с; неоднородное геологическое строение; трещиноватый карбонатный коллектор; пластовая температура ~23 °С.

В год по технологии ПЦО на данном месторождении обрабатывается более 200 добывающих скважин. Совместно с закачкой пара при

ПЦО с 2003 года применяются различные химические технологии, в том числе разрабатываемые Институтом химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск) и внедряемые совместно с предприятиями ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг” и ООО “ОСК”. Основными химическими композициями, применяемыми при ПЦО на данном объекте, являются нефтевытесняющая композиция НИНКА® на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ) и неорганическая гелеобразующая термотропная композиция ГАЛКА®. Эффективность применения химических композиций для поддержания стабильной работы скважин при многократных циклах ПЦО по данным за 2014–2017 гг. [2] показана на рис. 2.

Однако, по результатам анализа промышленных данных, приведенным ниже, гелеобразующая композиция ГАЛКА® может использоваться и в первом цикле ПЦО. Гелеобразующая композиция ГАЛКА® была разработана в ИХН СО РАН [3, 4] для повышения нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии. В водонагнетательные, паронагнетательные или пароциклические скважины проводится закачка водного раствора химических реагентов, который способен образовывать гели непосредственно в пластовых условиях под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. Основой композиции выступает система “соль алюминия – карбамид – вода”. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды и пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов, выравнивают профиль вытеснения (или профиль приемистости), что снижает обводненность продукции и увеличивает добычу нефти.



Рис. 1. Усинское месторождение на карте.

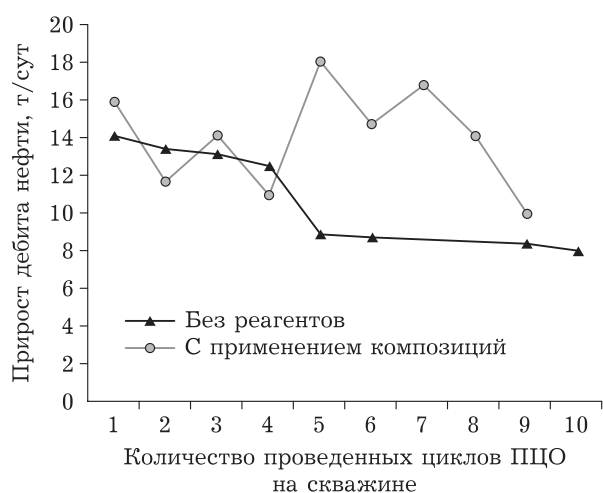


Рис. 2. Эффективность ПЦО в зависимости от количества циклов и применения химических композиций.

В 2018 году на рассматриваемом месторождении 46 скважин, в том числе три – горизонтальные скважины (ГС), остальные – наклонно-направленные, было подвергнуто ПЦО первого цикла (т. е. до этого на данных скважинах такие обработки не проводились) без применения химических реагентов. Также ПЦО первого цикла с применением гелеобразующей композиции ГАЛКА® было подвергнуто 11 скважин, в том числе две ГС. Анализ результатов про-

дился по данным работы скважин с момента обработки по ноябрь 2020 года. По некоторым скважинам эффект от обработки еще продолжается. Усредненные данные по выделенным группам скважин представлены в табл. 1.

Серым цветом выделены наиболее важные параметры, демонстрирующие различия в динамике работы рассматриваемых групп скважин (см. табл. 1). Общее паро-нефтяное отношение (ПНО), т. е. отношение количества закачанного пара к добытой нефти, рассчитывалось по всей добыче нефти за цикл суммарно по всем скважинам выбранной группы. Дополнительное ПНО (последняя строка в табл. 1) рассчитывалось по дополнительно добытой нефти, где за базовую добычу принимался дебит нефти по скважине до ПЦО. Количество дополнительно добываемой воды (пароводное отношение) примерно одинаково для всех групп скважин и составляет ~3.5. Горизонтальные скважины являются более высокодебитными, чем наклонно-направленные, и их наличие, по начальным предположениям, могло исказить статистику, поэтому расчет велся отдельно с учетом и без учета этих скважин. Однако, как выяснилось, хотя учет ГС и увеличивает расчетные значения средних дебитов, но общей картины различий групп с реагентами и без них не меняет.

ТАБЛИЦА 1

Результаты пароциклической обработки (ПЦО) первого цикла за 2018 г. на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения

Параметр	Пароциклическая обработка			
	Без реагентов		С композицией ГАЛКА®	
	С учетом ГС	Без учета ГС	С учетом ГС	Без учета ГС
Количество обработок	46	43	11	9
Среднее количество пара на скв., т	8136	8069	8908	8702
До ПЦО:				
Средний дебит нефти на скв., т/сут	3.5	3.2	1.9	2.1
Средний дебит жидкости на скв., т/сут	10.7	10.8	24.1	22.9
Средняя обводненность, %	45.7	47.4	89.2	87.8
Среднее по циклу ПЦО:				
Дебит нефти на скв., т/сут	11.3	9.8	12.5	11.2
Дебит жидкости на скв., т/сут	25.8	25.9	40.9	37.6
Обводненность, %	56.1	62.3	69.4	70.3
Прирост дебита нефти за цикл, т/сут	7.2	6.2	10.9	9.4
Дополнительная добыча нефти за цикл, среднее на 1 скв., т/скв.	2569.9	2045.2	5079.4	4274.8
Средняя продолжительность цикла, сут	356	332	466	456
Паронефтяное отношение (ПНО) общее, т/т	2.0	2.5	1.5	1.7
ПНО по дополнительной нефти, т/т	3.2	3.9	1.8	2.0

Примечание. Скв. – скважина; ГС – горизонтальная скважина.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Согласно представленным в табл. 1 данным, для ПЦО с использованием композиции ГАЛКА<sup>®</sup> изначально были выбраны значительно более обводненные скважины. Это согласуется с функциональным назначением данной композиции. Как упоминалось выше, эффективность паротеплового воздействия напрямую зависит от начальной обводненности, поэтому для сильно обводненных скважин необходимо ее снизить до закачки пара и перенаправить закачиваемый пар в неохваченные ранее воздействием зоны пласта. На практике схема закачки композиции следующая: сначала закачивается 25–30 % общего количества пара, далее оторочка композиции (в объеме 100–200 м<sup>3</sup> на скважину), а затем оставшая часть пара. Такая схема выбрана потому, что композиция термотропная, гелеобразование происходит под действием температуры (без дополнительного сшивающего агента), и необходимо прогреть скважину до закачки композиции.

Важным результатом является то, что количество дополнительно добытой нефти, дебит по нефти, продолжительность цикла и ПНО – все значения параметров оказались лучше для скважин с более высокой начальной обводненностью, но на которых применялась гелеобразующая композиция. Однако это сложно объяснить только снижением обводненности, поскольку значительное увеличение количества дополнительно добытой нефти достигается, в том числе за счет продолжительности цикла работы скважины после ПЦО.

Экспериментальные данные зависимости ПНО от общего количества пара (рис. 3) имеют до-

вольно широкий разброс значений, однако общую тенденцию можно выявить: с увеличением количества закачанного пара его удельная эффективность снижается. Можно предположить, что для скважин конкретного месторождения существует некая критическая емкость по закачиваемому пару в ходе одного цикла. Действительно, если рассмотреть граничные случаи, то отмечается как полное отсутствие закачки пара, так и перевод в добычу долгое время работавшей паронагнетательной скважины. В любом из этих крайних случаев дополнительной нефти получено не будет. Следовательно, между этими точками существует экстремум – некое оптимальное количество пара: при закачке меньшего количества будет недобор по эффекту, а при закачке большего – повышенная обводненность. Исходя из принципа действия гелеобразующей композиции, ее применение, предположительно, должно повышать эту критическую емкость, позволяя эффективно использовать на скважине большее количество пара. Конечно, для точного подтверждения этого предположения необходимо подробное гидродинамическое моделирование как на компьютерных, так и на физических моделях. Однако, более низкое ПНО для скважин, где применялась композиция ГАЛКА<sup>®</sup> (см. табл. 1, рис. 3), увеличенная продолжительность рабочего цикла добычи и количество дополнительно добытой нефти косвенно подтверждают данное предположение. Таким образом, применение гелеобразующих композиций, в том числе термотропной композиции ГАЛКА<sup>®</sup>, на первом цикле ПЦО является обоснованным, особенно для изначально обводненных скважин.

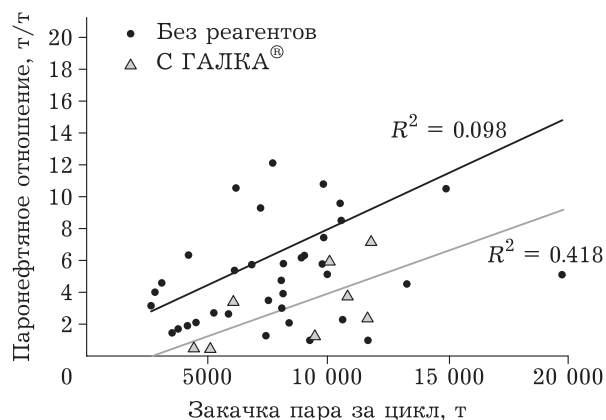


Рис. 3. Экспериментальные данные паронефтяного отношения в зависимости от количества пара за цикл ПЦО и применения реагентов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа большого объема промышленных данных за период 2018–2020 гг. по проведению ПЦО на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения, в том числе с применением гелеобразующей композиции ГАЛКА<sup>®</sup>, были сделаны следующие выводы:

1. Пароциклические обработки являются эффективным методом разработки применительно к рассматриваемому объекту.

2. Динамика работы горизонтальных скважин (несмотря на повышенный дебит) по сравнению с вертикальными подчиняется тем же принципам, определяющим эффективность ПЦО.

3. Применение гелеобразующих термотропных композиций (в том числе композиции ГАЛКА®) обосновано, начиная с первого цикла ПЦО, при высоком начальном обводнении.

4. Сделанные предположения о наличии оптимального количества пара при ПЦО для конкретного типа скважин, а также об увеличении этого параметра при применении гелеобразующей композиции получили косвенное подтверждение по результатам анализа промысловых данных.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Рузин Л. М., Чупров И. Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. 244 с.
- 2 Kuvshinov I., Altunina L., Kuvshinov V. Field experience of inorganic gels application with cyclic steam stimulation // 20th European Symposium on Improved Oil Recovery (IOR 2019), Pau, France, 8–11 April 2019. Vol. 2019. P. 1–10.
- 3 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.
- 4 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева Л. А., Чертенков М. В., Шкрабюк Л. С., Андреев Д. В. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 26–29.