

УДК 622.276.652

В.Н. Токсаров, В.А. Садыков

V.N. Toksarov, V.A. Sadykov

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, Пермь, Россия

Perm National Research Polytechnic University,
Perm, Russian Federation

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THERMAL METHODS OF WELL TREATMENT IN THE PERMOCARBONIC RESERVOIR OF THE USINSKOE FIELD

Приведены результаты анализа применения тепловых методов обработки скважин на пермокарбонической залежи Усинского месторождения, таких как пароциклическая обработка скважин и площадная закачка пара. Анализ различных тепловых методов с применением гелиевых компонентов показал высокую эффективность применения паротепловых методов в совокупности с гелиевыми компонентами. Также предложен альтернативный вариант повышения нефтеотдачи пласта в виде закачки горячей воды.

Ключевые слова: тепловые методы, площадная закачка пара, пароциклическая обработка, гелиевые компоненты, закачка горячей воды, внутрискважинное горение

The article presents the results of the analysis of the use of thermal methods of well treatment in the Permocarbonovaya deposit of the Usinskoye field, such as steam cyclic steam soaking and internal steam injection. After analyzing various thermal methods, also with the use of helium components, it was concluded that the use of steam-thermal methods in combination with helium components is extremely effective. An alternative variant of enhanced oil recovery in the form of hot water injection is also proposed.

Keywords: thermal methods, areal steam injection, steam cycle treatment, helium components, hot water injection, fire flooding

Вовлечение в активную разработку месторождений высоковязких нефтей (ВВН) и битумов в настоящее время является весьма актуальным. При разработке таких залежей наиболее эффективными и промышленно освоенными технологиями считаются термические методы добычи нефти [1]. При использовании термических методов добычи увеличение притока нефти и повышение продуктивности эксплуатационных скважин основано на искусственном

увеличению температуры в стволе и призабойной зоне. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне. Научные достижения последних лет позволяют распространить термические методы на разработку глубокозалегающих пластов с высоким пластовым давлением, а также на месторождения с более широким спектром свойств нефти, чем это предполагалось ранее. Применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей [2].

Рассмотрим особенности применения тепловых методов обработки скважин на примере разработки пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Пермокарбоневая залежь ВВН Усинского месторождения введена в промышленную эксплуатацию в 1977 г. Залежь расположена на глубине 1000–1500 м и содержит нефть аномально высокой вязкости (около 700 мПа·с в пластовых условиях), что почти в 200 раз выше вязкости легкой девонской нефти. Ее размеры 12×9 км, геологические запасы залежи исчисляются сотнями миллионов тонн нефти.

На начальных стадиях разработки залежи для тепловой обработки скважин использовалось внутрипластовое горение. Данный метод заключается в том, что в нагнетательные скважины закачивается воздух и затем инициируется возгорание. Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. После создания очага горения у забоя скважин обеспечивают поддержание данного процесса и перемещение очага по пласту фронта вытеснения нефти. В дальнейшем данный метод обработки скважин был выведен из употребления ввиду следующих недостатков: высокая трудоемкость, опасность неконтролируемого горения [3].

В настоящее время при освоении пермокарбоневой залежи используются следующие технологии теплового воздействия на пласт: пароциклические обработки скважин и площадное вытеснение нефти паром высоких параметров (температура до 330 °С, давление до 12 МПа) [4].

Пароциклическая обработка скважин (ПЦО)

Процесс осуществляется посредством периодического прямого нагнетания пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержки их в закрытом состоянии и последующей эксплуатации тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара (рис. 1) [4, 5]. Технология ПЦО включает три стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти (рис. 2).

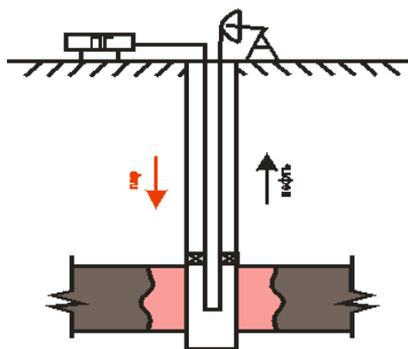


Рис. 1. Схема пароциклической обработки

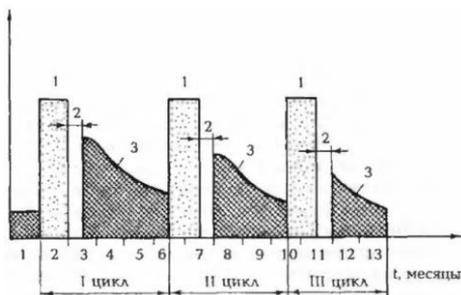


Рис. 2. Стадии и циклы пароциклической обработки

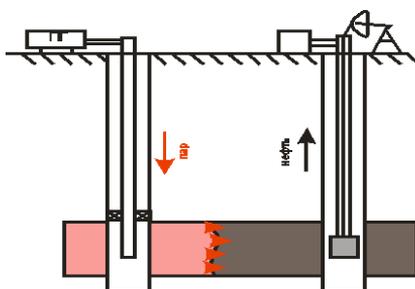


Рис. 3. Схема площадной закачки

Данный метод реализуется посредством закачки пара через нагнетательные скважины, при этом нефть отбирается из добывающих скважин (рис. 3).

Анализ эффективности применяемых тепловых методов обработки скважин

Закачка пара в нагнетательные скважины без дополнительных мероприятий, учитывающих крайнюю степень неоднородности пласта по проницаемости и высокую обводненность карбонатного коллектора, недостаточно эффективна из-за низкого охвата разрабатываемых элементов тепловым воздействием и высокого ПНО [6].

Для совершенствования технологии площадной закачки теплоносителя и ПЩО добывающих скважин была внедрена технология применения двух химических композиций, разработанных в Институте химии нефти. Гелеобразующий компонент «ГАЛКА» предназначен для изоляции высокопроницаемых прослоев и выравнивания профиля приемистости. Нефтевытесняющий компонент «НИНКА» предназначен для снижения вязкости нефти, подключения низкопроницаемых пропластков и доотмыв нефти из промытых зон. Анализ

применения показал, что при использовании гелиевых компонентов происходит увеличение коэффициента охвата пласта тепловым воздействием, прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификация добычи нефти. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды и пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяя фильтрационные потоки пластовых флюидов, что отражается на стабилизации либо снижении обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличении добычи нефти [7].

Дополнительно добытая нефть при применении рассматриваемых технологий для отдельных добывающих скважин составляет в среднем 1500 т на скважину. Годовой объем дополнительной добычи нефти на залежи составляет порядка 113 850 т. Максимальная продолжительность эффекта обработок добывающих скважин гелеобразующими композициями составляет примерно 14 мес., что соответствует влиянию на участок призабойной зоны радиусом 20–50 м.

Благодаря закачке химических реагентов отмечается увеличение среднего дебита нефти реагирующих добывающих скважин и снижение их общей обводненности. При этом наилучший результат достигается именно при последовательной закачке химических реагентов за счет перераспределения потоков закачиваемого теплоносителя и увеличения охвата вскрытых пластов воздействием при помощи создания в призабойной зоне нагнетательной скважины вначале гелиевого экрана из состава «ГАЛКА» и последующей интенсификации нефтевытеснения при помощи композиции «НИНКА».

Предлагаемый вариант тепловой обработки скважин на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения

С целью дальнейшего повышения нефтеотдачи предлагается использовать метод закачки горячей воды в нагнетательные скважины. На наш взгляд, метод закачки горячей воды в скважины является более перспективным по сравнению с методом закачки пара. Это связано с тем, что метод закачки горячей воды может использоваться не только для снижения вязкости нефти, но и для поддержания пластового давления. При добыче нефти откачивается большое количество технологической жидкости. Данную жидкость после очистки от нефти можно разогреть и направлять на закачку. Таким образом, можно организовать непрерывный технологичный процесс, способствующий повышению нефтеотдачи, а также поддержанию внутрипластового давления.

Список литературы

1. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Нефть и газ, 2016. – 190 с.

2. Никифоров В.П. Оценка эффективности и пути совершенствования разработки / ПечорНИПИнефть. – Ухта, 2019. – 209 с.

3. URL: <http://fizikaplasta.ru/wp-content/uploads/pdfs/nazarova1.pdf> (дата обращения: 29.10.22).

4. Химические методы в процессах добычи нефти / под ред. акад. Н.А. Эммануэля. – М.: Наука, 2016. – 239 с.

5. Алтунина П.К., Кувшинов В.А. Неорганические гели для увеличения нефтеотдачи пластов с высокой температурой // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 36–38.

6. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. – М.: Нефть и газ, 2004. – 243 с.

7. URL: <https://www.researchgate.net/publication/326628854> (дата обращения: 29.10.22).

Сведения об авторах

Научный руководитель **Токсаров Валерий Николаевич** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка месторождения полезных ископаемых», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, научный сотрудник лаборатории геотехнологических процессов и рудничной газодинамики, Горный институт УрО РАН.

Садыков Вагиф Аликович – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Получена: 15.10.2022

Одобрена: 02.11.2022

Принята к публикации: 01.09.2022

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом: Токсаров, В.Н. Анализ эффективности применения тепловых методов обработки скважин на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения / В.Н. Токсаров, В.А. Садыков // Журнал магистров. – 2022. – № 2. – С. 35–39.

Please cite this article in English as: Toksarov V.N., Sadykov V.A. Analysis of the efficiency of thermal methods of well treatment in the permocarbonic reservoir of the Usinskoe field. *Master's journal*, 2022, no. 2, pp. 35-39.