

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИДТВ НА ГРЕМИХИНСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Е.А. Дубовцев, Ф.Р. Галиев

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Аннотация. В данной статье рассматривается применения технологии импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ) в условиях Гремихинского нефтяного месторождения с высоковязкой нефтью, а также анализ его эффективности по сравнению с другими методами, применяемыми на месторождении.

Ключевые слова: месторождение, вязкость, тепловые методы, эффективная температура.

Целью данной работы является рассмотрение сущности технологии ИДТВ, а также ее применимость на Гремихинском нефтяном месторождении.

В административном положении Гремихинское месторождение расположено на территории Удмуртской Республики и относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождение разрабатывается с 1981 года и находится на IV стадии разработки [1].

Отличительной особенностью данного месторождения является высоковязкая нефть (до 200 мПа·с) и глубина залегания продуктивных пластов башкирского и верейского ярусов, которая составляет 1100-1200 метров.

Как правило, для месторождений высоковязкой нефти естественные изотермические условия не обеспечивают должных значений подвижности флюида во время фильтрации. Применение обычных вытеснителей, к которым относится холодная вода, газ и воздух, не дают желаемых результатов, так как вследствие больших значений вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов, происходит их прорыв. Исходя из истории разработки месторождений с высоковязкими нефтями, одним из наиболее эффективных является применение тепловых методов искусственного воздействия на пласт.

Впервые применение тепловых методов на месторождении произошло с началом закачки горячей воды с температурой 250°C (ВГВ) на устье нагнетательных скважин. Однако, в ходе промышленного применения был обнаружен ряд недостатков:

- несоответствие текущего и проектного значения КИН;
- экономическая неэффективность метода вследствие большого расхода теплоносителя на добычу 1 дополнительно добытой тонны нефти;
- большие потери тепла в пласте и по стволу скважины (снижение температуры на забое на 40 % от первоначальной температуры).

Таким образом, появилась необходимость в усовершенствовании существующей технологии, которая бы смогла устранить признанные и выявленные недочеты технологии ВГВ и привести к повышению эффективности разработки и повышению конечного КИН [4].

Метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) был предложен Кудиновым В.И. в 1984 году. Данный метод предусматривает закачку импульсами холодной воды и теплоносителя в ранее рассчитанных объемах для поддержания эффективной температуры в пласте. В качестве основного преимущества данной технологии является его возможное применение для глубин залегания до 2500 метров. Благодаря отсутствию непрерывной закачки происходит снижение энергозатрат за счет уменьшения объемов закачиваемого теплоносителя. Создание в пласте эффективной температуры ($T_{эф}$), определяемая по кривым зависимости вязкости от температуры, обеспечивает снижение вязкости флюида, и, как следствие, увеличивает ее приток к скважине. Для условий Гремихинского месторождения она составляет 48°C.

Цикличность нагнетания теплоносителя (пара) и холодной воды, позволила преодолеть барьер предельной глубины для применения тепловых методов с 1500 до 2500 метров [2]. За счет эффективного использования паронагнетательных установок удастся добиться увеличения охвата пласта, путем вовлечения новых участков воздействия на других элементах залежи в период закачки импульсов холодной воды.

В Таблице представлены параметры типового режима технологии ИДТВ на Гремихинском месторождении.

Типовой режим технологии ИДТВ

Таблица

№ п/п	Параметры режима	Величина
1	Отношение суммарного количества теплоносителя и холодной воды для элемента воздействия $Q(T)/Q(X)$	0,6
2	Объем холодной воды в импульсе $I(X)$, м ³	$\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}}{1,4 - 1,7}$
3	Длительность импульса $I(T)$, сут	$\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}P_B}{(160 - 190)K_{аксп}}$
4	Длительность импульса $I(X)$, сут	$\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}P_B}{(1,5 - 1,7)(160 - 190)K_{аксп}}$
5	Отношение импульсов $I(T)/I(X)$	1,5-1,7
6	Объем теплоносителя в импульсе $I(T)$, м ³	$(0,02-0,03)V_{пор}$

Порово-трещинные коллектора Гремихинского месторождения содержат основной объем нефти в низкопроницаемых пористых матрицах. Фильтрация флюида в данных пластах осуществляется по системе трещин,

тем самым главной задачей является создание условий для увеличения массообмена между матрицами с низкой проницаемостью и трещинами с дальнейшим вовлечением их в разработку. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов является их сложное фильтрационно-емкостное строение, для данных пород присуща низкая емкость, а также увеличенная пористость, которая образуется за счет каверн, а также отсутствия связанной воды в трещинах и изолированных кавернах. Тем самым возникает необходимость в вовлечении в разработку каверн, насыщенных нефтью путем применения усовершенствованных методов воздействия на пласт.

В период закачки импульса теплоносителя происходит процесс термического расширения жидкостей и породы пласта, которые наряду с капиллярными силами обеспечивают вытеснение нефти из низкопроницаемых матриц в систему трещин карбонатных коллекторов. В период цикла охлаждения происходит закачка подтоварной холодной воды температурой 28°C, которая заполняет поровый объем матрицы в силу ее большей смачиваемости. Результатом протекания полного цикла является установление нового состояния насыщения матрицы флюидом. При следующих повторениях закачки импульсов холодной воды и теплоносителя, механизм действия остается неизменным, что приводит к постепенному росту нефтеотдачи пластов за счет протекания процесса довытеснения нефти.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия не требует дополнительных конструкций и установок для осуществления процесса, применяются стандартные паронагнетательные скважины с теплоизолированными насосно-компрессорными трубами с вакуумной теплоизоляцией, которые уменьшают потери тепла по стволу, тем самым обеспечивают экономическую эффективность закачивания теплоносителей.

В результате применения данной технологии в северной части Гремихинского месторождения удалось увеличить нефтеотдачу на 37 % по сравнению с естественным режимом – 12 %, технологией водогазового воздействия – 24 %. По сравнению с технологией ВГВ удалось уменьшить расход теплоносителя на извлечение 1 тонны нефти почти в 2 раза, до 3 т/т. Капитальные вложения для применения данной технологии уменьшены на 25 %, а эксплуатационные затраты – на 30 % [3]. Суммарная добыча нефти благодаря промышленному внедрению данной технологии за период с 1991 года составила 1,35 млн тонн нефти.

Снижение теплопотерь в окружающие горные породы за счет использования теплоизолированных НКТ до 17°C на 1000 метров, энергосбережение закачиваемого теплоносителя (пара или горячей воды), а также интенсификация охвата пласта тепловым воздействием делают данный метод одним из наиболее эффективных в условиях Гремихинского месторождения.

Литература

1. Даутова Э.М., Кочнева О.Е. Влияние динамики пластового давления на текущее состояние разработки залежи Гремихинского месторождения. Пермский национальный исследовательский политехнический университет – Пермь, 2018. – 95 с.
2. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. Нефтяной хозяйство, 1998. – 34 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
4. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей, УДГУ – Ижевск, 2009. – 20 с.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

Е.Е. Емельянов, Т.И. Смагин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В связи с высоким спросом на углеводородное сырье запасы «традиционной» нефти неумолимо истощаются с каждым годом. Более того, уже сейчас ощущается недостаток на нефтяном рынке. За последние годы были открыты невероятно гигантские месторождения углеводородов в Арктике. Но изученность данных территорий, неэффективные на сегодняшний день технологии и проблемы с прокладкой дорог, оставляют желать лучшего.

Эксперты утверждают [1], что пик добычи легкодоступной нефти будет достигнут через 20-25 лет, а затем будет наблюдаться спад. Предвидя данную ситуацию, многие компании начинают задумываться о добыче тяжелых углеводородов уже сегодня. Например, в Канаде разработка тяжелых углеводородов осуществляется с конца 1995 года, и ежегодно перерабатывается 100 млн. т в год. Тогда как запасы тяжелых углеводородов в РФ оцениваются миллиарды тонн, а решение вопросов, связанных с нехваткой специализированного оборудования для добычи, транспортировки сырья и его переработке, остается во многом проблематичным.

На практике смеси углеводородов высокой плотности принято классифицировать на следующие типы: тяжелая, сверхтяжелая и природные битумы. Нефть называют тяжелой, если она обладает следующими физическими свойствами: плотность находится в диапазоне от 0,92 г/см³ до 1 г/см³ и вязкость более 0,03 Па·с. Сверхтяжелая нефть представляет собой вязко-пластичную смесь углеводородов, которая имеет плотность свыше 1 г/см³, однако вязкость не превышает 10 Па·с. Отличие природных битумов от сверхтяжелой нефти заключается в вязкости: при аналогичной плотности природные битумы имеют вязкость свыше 10 Па·с.

В Америке существует следующая классификация нефтей по плотности [1]: