

Таблица

Необходимые условия для внедрения технологии АСП

Характеристика	Идеальное значение	X месторождение	Предельное значение
Остаточные запасы нефти, %	>40 %	больше 80 %	20%
Вязкость нефти, мПа·с	1,52-24,2	1,4	5
Плотность нефти, кг/м ³	0,601-0,882	764	980 кг/м ³
Температура пласта, °С	47-73	77	95
Минерализация воды, г/л	12,5-200	16	271
Порода	Песчаник	Песчаник	Карбонат
Проницаемость, мкм ²	0,22-0,705	0,188	0,04

Рекомендуется производство лабораторных испытаний на образцах керна для подбора оптимальных реагентов и их химического состава с последующим опытным испытанием на одиночной скважине.

Закачку реагентов предлагается производить через водораспределительный блок (ВРБ) посредством постоянного дозирования. Заправку и обслуживание дозатора производить силами подрядной организации по химизации процессов добычи путем заключения дополнения к договору оказания услуг.

Закачка композиции в пласт осуществляется через нагнетательные скважины. Технология приготовления и закачки композиции с помощью установки УДР-32.

Подбирается композиция «ПАВ + сода + полимер», время гелеобразования которой при данной температуре больше или равно времени закачки ее в определенную зону пласта (50 м). Композиция подбирается на основании экспериментальных данных. Для этого готовятся образцы растворов, входящих в композицию с различными концентрациями полимера и сшивателя. Проводится тестирование данных композиций на определение времени гелеобразования при температуре 65°С. Время гелеобразования определяется с помощью прибора «Релаксометр».

Пусть время гелеобразования выбранной композиции при температуре 65°С составляет 37 суток (цифра выбрана не случайно, это время необходимо для продвижения гелевого экрана на расстояние 50 метров от забоя нагнетательной скважины в глубину пласта).

Кернодержатель с композицией помещается в термошкаф с температурой 65°С на 37 суток (время гелеобразования композиции). После чего через керн прокачивается вода при расходе, реализуемом в зоне установки гелевого экрана, с замером давления закачки. Начальным градиентом давления $\Delta P/l$ для полимерной композиции является давление, при котором начинается фильтрация воды через гель. [1]

Таким образом, предложен новый метод увеличения нефтеотдачи на основе трехкомпонентной смеси АСП X месторождению. Благодаря данному методу можно дополнительно добыть 90% остаточной нефти после заводнения.

Литература

1. Иванов Е.Н.; Кононов Ю.М. – Выбор методов увеличения нефтеотдачи на основе аналитической оценки геолого–физической информации // Геология нефти и газа: ежемесячный научно-технический и производственный журнал. – М., 2011. – № 12, – С. 149-154.

ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

И.В. Аникин

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство крупных месторождений России находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Значения текущих коэффициентов извлечения нефти (КИН) в большинстве случаев ниже проектных, следовательно, в пластах имеются слабо охваченные разработкой остаточные запасы. В таких условиях дальнейшее использование ранее эффективных систем воздействия ведет к потерям извлекаемых запасов. Вовлечение этих запасов в процесс дренирования с помощью методов регулирования позволит продлить экономически выгодную и технологически оптимальную эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки.

При выявлении расхождений проектных и фактических показателей разработки проводят геолого-технические мероприятия (ГТМ) для достижения планируемых уровней добычи нефти. Под регулированием разработки нефтяного месторождения следует понимать сочетание ГТМ, которое может быть проведено без изменения или с частичным изменением системы заводнения относительно проектной. При работе пласта на стационарном режиме образуется система движения вытесняющего агента по наиболее проницаемым частям пласта при этом низкопроницаемые зоны остаются непромытыми. Чтобы вовлечь в процесс дренирования неохваченные извлекаемые запасы нужно изменять гидродинамический режим фильтрации.

Основными методами регулирования разработки на поздней стадии являются:

1. использование повышенных давлений нагнетания воды;
2. метод изменения направления фильтрационных потоков;
3. применение циклического воздействия на пласт;
4. управление режимами эксплуатации скважин;
5. разукрупнение объектов разработки по коллекторским свойствам;
6. уплотнение сетки скважин;
7. ограничение притока попутнодобываемой воды.

При увеличении анизотропии свойств пласта и геологической неоднородности объектов коэффициент охвата пласта заводнением и КИН резко уменьшаются. По высокопроницаемым каналам закачиваемый агент прорывается к добывающим скважинам, а нефть застаивается в пропластках с низкой проницаемостью. Современные гидродинамические методы регулирования заводнения позволяют вовлечь в разработку зоны с затронутыми извлекаемыми запасами, но их применение успешно лишь в определенных геологических и физических условиях. В условиях высокой обводненности эти методы не обеспечивают полный охват пласта заводнением, что особенно влияет на эффективность применения этих методов на завершающих стадиях. В таблице приведены основные методы регулирования разработки заводнением в обводненных пластах. Приведенные методы обычно применяются комплексно.

Приведенные методы являются основными, вариации которых могут изменяться в широких пределах с применением других физико-химических методов повышения нефтеотдачи и методов интенсификации притока. Наиболее актуальными в условиях ограниченного финансирования являются технологии по повышению нефтеотдачи в уже существующем фонде скважин, т.е. применение гидродинамических и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Безусловно, внедрение новых и оптимизация уже существующих методов регулирования разработки должны опираться на тщательный анализ процессов, происходящих в реальных пластах.

Таблица

Основные методы регулирования разработки, применяемые в условиях значительной обводненности

Название метода	Критерии успешного применения	Влияние на коэффициент охвата	Обводненность, при которой применяется метод, %	Недостатки метода
Повышенные давления на линии нагнетания	возможность повышения давления нагнетания до 0,8-0,9 горного; проницаемость пласта $\geq 0,3$ мкм ²	повышение значений градиентов давления	$\leq 75-85$	возможность разрыва пласта, приводящего к образованию трещин; не обеспечивается полный охват пласта на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкости (ФОЖ) из пласта	наличие активной водонапорной системы; высокие значения продуктивности скважин и забойных давлений; поздняя стадия разработки с высокой обводненностью; скважины, не имеющие нарушения целостности колонны и цементного кольца	повышение значений градиентов давления	75-90	применение высокопроизводительных электронасосов, либо штанговых насосов, работающих с полной нагрузкой; перед применением необходимо проводить работы по выравниванию профилей притока и приемистости
Разукрупнение объектов разработки по коллекторским свойствам	высокие значения неоднородности пластов	уменьшение влияния неоднородности пластов	нет ограничения	применение метода только в геологически неоднородных пластах
Изменение направления потоков фильтрации	наличие резерва мощности насосных станций; наличие активной системы заводнения	увеличение охвата процессом фильтрации	$\leq 75-85$	использование метода только на отдельных участках месторождения; применение метода теряет эффективность при длительном использовании
Циклическое воздействие на пласт	наличие маловязких нефтей; наличие мощных слоисто-неоднородных пластов, обладающих хорошей гидродинамической связью; гидрофильность коллекторов	изменение градиента пластового давления	70-80	

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Уплотнение сетки скважин, а также перевод нагнетательных скважин в ряды добывающих	наличие сетки скважин, обеспечивающей полное извлечение дренируемых запасов; возможность очагового заводнения; наличие обводненных и бездействующих скважин; высокая геологическая неоднородность объектов	повышение значений градиентов давления; перенос фронта вытеснения	$\leq 80-90$	значительная стоимость; сокращение периода эксплуатации скважин вследствие быстрого продвижения фронта вытеснения
Ограничение притока попутной воды	низкая вертикальная проницаемость; наличие трещин пересекающих водоносные горизонты; высокопроницаемого пропластка; наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов	изменение направления движения потока закачиваемых жидкостей	> 70	ограниченность метода в пластах с низкой анизотропией и в однородных изотропных пластах

Современные методы регулирования процесса разработки, применяемые с учетом определенных геолого-физических условий, позволяют вовлечь в процесс дренирования остаточные извлекаемые запасы в невыработанных участках пласта, что повышает коэффициент охвата заводнением и коэффициент нефтеизвлечения в целом. Правильное представление геологического строения пластов эксплуатационных объектов позволит успешно решать проблемы доизвлечения остаточных запасов, что способствует повышению технико-экономической эффективности нефтедобычи.

Литература

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 1999. – 285 с.
2. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. - метод. пособие/ Юшков И.Р. Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
3. Васильев Д.М. Обоснование избирательной системы заводнения слабовыработанных обводненных пластов месторождений Нижневартовского свода: дисс. канд. техн. наук / Д. М. Васильев. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. 124 с.
4. Муслимов Р.Х. Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли России – основа масштабного перехода к инновационному развитию. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 151-158
5. Жеребцов Е.П., Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов при заводнении пластов на поздней стадии разработки: дисс. канд. техн. наук / Е.П. Жеребцов - Альметьевск, 2000. - 236 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДИКСТРА-ПАРСОНСА ДЛЯ
УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПРИ ВЫБОРЕ
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ**

Д.А. Балашов

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с тем, что в настоящее время добыча нефти по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции падает, которая вносит огромный вклад в добычу нефти из терригенных коллекторов, остаются перспективными провинции, которые характеризуются немалыми долями запасов в карбонатных коллекторах, такие как Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская и Восточно-Сибирская НПП. Уже намечен курс на активное вовлечение в добычу незатронутых участков этих провинций, что приведет к потребности детальной оценки месторождений с карбонатным порово-трещиноватым коллектором.

Полноценное моделирование таких объектов требует внедрения в модели более сложных связей для учета двойной среды, что является достаточно трудозатратным. Поэтому возникает необходимость в более простых способах учета двойной фильтрации с помощью аналитических подходов.

В работе была оценена применимость модифицированного коэффициента Дикстра - Парсонса для учета влияния трещин в 2Д гидродинамическом симуляторе на синтетическом элементе пятиточечной системы разработки.

В первую очередь необходимо получить модифицированный коэффициент (V_{dp}), который рассчитан на профиле проницаемости с учетом проницаемости раскрытых трещин. Для этого необходимо определить густоту трещин (Γ). При работе с реальными месторождениями сделать это можно с помощью микросканера. Для синтетической модели, используемой в работе, густота трещин составляет 50 шт/м с раскрытием трещин, равным 0.001м (δ). Скорость фильтрации флюида по трещине может быть рассчитана по формуле Буссинеска, соединяя которую с уравнением Дарси, абсолютная проницаемость трещины может быть рассчитана как:

$$k_T = \frac{\phi_T \cdot \delta^2}{12} = \frac{\Gamma \cdot \delta^3}{12} = 4.17 \text{ Д,} \quad \text{где } \phi_T = 0.05$$