

По ним можно сделать вывод, что с увеличением проницаемости идет рост скорости подъема ГВК и как следствие ускоряется снижение пластового давления. Наблюдается изменение энергетической характеристики пласта из упруго - водонапорного в сторону водонапорного режима.

Ямбургское ГКМ вызывает интерес с точки зрения взаимодействия работающих скважин, пробуренных с поверхности на один продуктивный пласт или на разные, но гидродинамически связаны друг с другом пласты, т. е. интерференция между скважинами. Она определяется за счет расположения скважин и их количества. Интерференция напрямую влияет на скорость образования депрессионной воронки. Это явление депрессии, то есть перепада давлений в пласте, из-за чего пластовое давление падает со временем. Она начинает образовываться, начиная с пробуривания скважины. В дальнейшем эта воронка объединяется между воронками от каждой скважины, образуя одну большую депрессионную воронку. [4]. Чем ближе к эпицентру воронки, тем глубже сама воронка и ниже пластовое давление. При неправильном построении куста скважин, из-за интерференции, ускоряется процесс образования воронки, а значит и быстрее падает пластовое давление и режим работы залежи кардинально меняется с упругого на водонапорный режим.

Как итог, изучив данные показатели, которые влияют на основной параметр формирования режима работы залежи, а именно пластовое давление, можно произвести оценку энергетической характеристики пласта и спрогнозировать его дальнейшие изменения и какие методы позволят регулировать данный режим. В рассматриваемых примерах результаты исследований, приведенных выше, дали понять, что необходимо установить компенсированный отбор флюидов в Уренгойском месторождении для поддержания замкнуто-упругого режима работы залежи. В Ямбургском месторождении нужно уменьшить количество скважин в кусте для замедления процесса образования депрессионной воронки, то есть уменьшения количества интерферирующих волн, образующихся между скважинами, замедление роста ГВК и повышения пластового давления до приблизительно изначальных значений и как итог поддержания упругого режима пласта.

Литература

1. Кашпаров Ю.М. Обоснование рационального режима эксплуатации скважин при разработке залежей нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Тюмень, 2001 г.
2. Коршунов А.Ю. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – М.: Департамент разработки и лицензирования месторождений, 2002.
3. Пономарёв А.Н. Совершенствование методов обоснования рациональных режимов эксплуатации скважин в процессе разработки сеноманских залежей: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Москва, 2000 г.
4. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – М.: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013.

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СМЕСИ: ПАВ, СОДЫ И ПОЛИМЕРА

В.А. Аманов

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент развития нефтяной промышленности существует снижение эффективности разработки продуктивных пластов, с одной стороны, и повышением процента сложно-извлекаемых запасов углеводорода - с другой. В нашем государстве в течение долгих лет идет уменьшение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). В данный момент он составляет 28-33%. Одна из причин такого низкого КИН – снижение количества мероприятий по использованию новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН): газовых, микробиологических, химических, тепловых. На данном этапе для всех месторождений, также в их число входят месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в качестве главным методом разработки является заводнение. Исходя из общемирового опыта без использования новых МУН и радикального увеличения эффективности заводнения побороть снижение нефтеотдачи будет нереально. Некоторые месторождения России, в том числе Тюменской области, находятся на поздней стадии разработки, характеризующиеся сложным строением и большим процентом остаточных запасов. Добыча запасов нефти на месторождениях может быть значительно увеличена за счет новых способов влияние на пласты.

Проект с инновационным подходом применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, в котором используются технологии химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП) рассчитан на 3 года разработки. В пласт, в котором уже прошло заводнение, закачивается раствор из трех химических реагентов. Сода пассивирует породу, ПАВ разбивает нефть на маленькие капли, создает густую эмульсию. Полимер выступает вытесняющим агентом. Все эти три компонента работают вместе и перед собой создают так называемый «эффект бульдозера» – нефтяной вал, который обеспечивает дополнительную добычу нефти и прирост КИН.

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.