

твердую примесь потока, и отправляет его вниз в форбункер 5 с теплоносителем 7, где лед разрушается. Газ продолжает движение дальше, где выходит из системы. Схема экспериментальной установке представлена на рисунке 2.

Таблица

Результаты эксперимента по удалению льда

Р давление подачи, атм	Lc, мм	t, время засыпания льда, сек	Концентрация частиц, гр/сек	Масса льда, гр	T ₁ , температура воздуха в форбункере, °С	T ₂ , температура теплоносителя, °С	m ₁ масса вылетевшего льда после прохождения циклона, гр
1	5	60	2,50	150	45	67	~1,23
		90	1,66				~0,67
		120	1,25				~0,14
2	5	60	2,50	150	45	67	~1,76
		90	1,66				~1,23
		120	1,25				~0,87
3	5	60	2,50	150	45	67	~2,10
		90	1,66				~1,67
		120	1,25				~1,13

Исследования показали высокую эффективность предложенного метода. Данная экспериментальная установка удаляет лед на >98,6% в зависимости от концентрации и давления подачи газа.

Литература

1. Бык С.Ш. Газовые гидраты / С.Ш. Бык, Ю.Ф. Макогон, В.И. Фомина. – М.: Недра, 1980. – 296 с.
2. Чухарева Н.В. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газохранилищ. – Т.: 2010. – 30 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

А.С.Финаев

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А.Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водогазовое воздействие на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи в последнее время приобретает все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт.

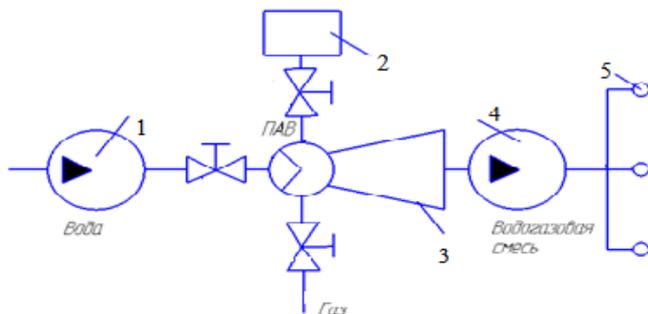


Рис. 1 Принципиальная схема технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты: 1,4 – Электроцентробежные насосы; 2 – ёмкость с поверхностно-активными веществами; 3 – эжектор; 5 – нагнетательные скважины

Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30%. Вызвано это тем что коэффициентом вытеснения водой не велик [4].

Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и неуглеводородный [2].

Технологии водогазового воздействия:

- смешивающееся вытеснение;
- несмешивающееся вытеснение;
- попеременная закачка оторочек воды и газа;
- сочетание водогазового воздействия с пенообразующими полимерами.

Технологии по месту образования водогазовой смеси можно разбить на три группы:

- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси на устье скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в стволе скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в пласте.

Применение водогазового воздействия на пласт при совместных или последовательных закачках углеводородного, углекислого и разных других газов для того чтобы повысить нефтеотдачу, эффективен далеко не

на всех месторождениях. Существуют критерии, которым должны удовлетворять нефтяные залежи, представляющие совокупность геолого-физических, экономических условий, технологических, по которым определяют пригодна или нет данная залежь нефти для данной технологии: технологичность, техническую реализуемость и экономическую целесообразность промышленного использования такой технологии. [3]

Условия для успешного применения технологии водогазового воздействия:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- низкие фильтрационные свойства коллекторов;
- низкая вязкость нефти;
- давление насыщения нефти газом, равное или близкое к начальному пластовому.

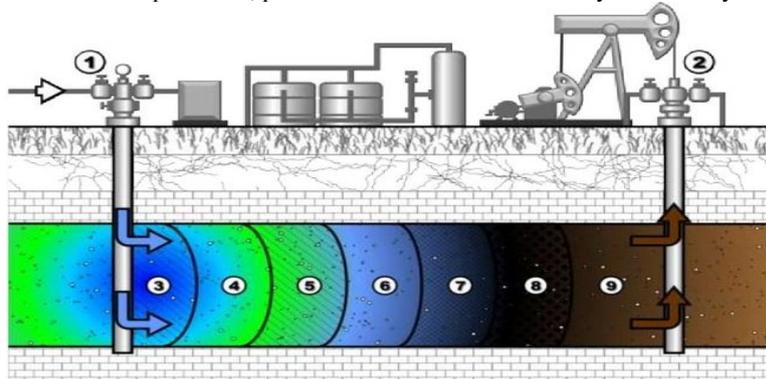


Рис. 2 Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием: 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ (CO₂); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

Таблица

Критерии применимости водогазового воздействия

Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина	м	1500-1800
Тип коллектора	-	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	2-20
пористость	%	10-35
проницаемость	мкм ²	0.02-0.8
нефтенасыщенность	%	>40
Пластовая температура	°С	>50
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1-10
Содержание асфальто-смолистых веществ	%	<10

К идее технологии водогазового воздействия на пласт пришли постепенно. География экспериментов по применению данного метода обширна. Рассмотрим некоторые конкретные примеры реализации технологии различными способами и изменение основных характеристик. Одним из первых объектов где применили водогазовое воздействие стало Федоровское месторождение. Закачка смеси происходила с поверхности, осуществлялась НГДУ «Сургутнефть». В результате увеличение профиля приемистости, улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Месторождение Алексеевское компания ЗАО «АЛОЙЛ» внедряло данную технологию с ноября 2005 года, где подтоварная вода смешивалась с попутным газом в насосно-бустерной установке и нагнеталась в скважину, в результате применения данной технологии коэффициент извлечения нефти с 0,17 увеличился до 0,24. Илишевское месторождение компании ОАО «БашНефть» благодаря данной технологии поддерживала пластовое давление закачкой попутного нефтяного газа, а также решила проблему утилизации попутного нефтяного газа[1].

Рассмотрев данные примеры, которых можно привести много, так как уже упоминалось территория применения данного метода обширна, можно сделать вывод что в условиях современных реалий, когда темпы разведки новых запасов углеводородов отстают от темпов извлечения, когда структура запасов изменяется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, особенно важно уделять большое внимание на внедрение новых технологий, способных увеличить коэффициент извлечения нефти, одним из таких методов является и водогазовое воздействие на пласт.

Литература

1. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. – Бугульма, 2016г.–122 с.

2. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. – Москва, 2006г.–28 с.
3. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. – Нефтепромысловое дело, 2007, №1, с. 10-14.
4. Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, № 11. С.24-27.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.А. Фокин

Научный руководитель доцент Л.Н. Баландин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

При разработке нефтяных месторождений часто прибегают к методу поддержания пластового давления. При заводнении вырабатываются запасы нефти в основном только в высокопроницаемых пропластках. Это связано с тем, что при поддержании пластового давления закачкой воды в нагнетательные скважины подвижность флюида в высокопроницаемых слоях кратно выше разреза в целом. Кроме того, имеет место превышение давления закачки, что приводит к возникновению техногенных трещин и, следовательно, к прорыву воды в высокопроницаемые слои [1].

Для повышения эффективности разработки трудно-извлекаемых запасов применяют нестационарное заводнение, позволяющее существенное снижение темпов обводнения залежей из-за значительного уменьшения отрицательного влияния неоднородности коллектора и высокой вязкости нефти. [2].

В статье представлены результаты расчетов показателей разработки по гидродинамическим моделям несуществующего месторождения при реализации одной из модификаций технологии нестационарного заводнения с поэтапным изменением работы нагнетательного фонда. Механизм технологии - увеличение упругого запаса пластовой системы с активизацией капиллярных, гравитационных и деформационных сил. В результате указанного комплексного механизма фильтрации водо-насыщенность обводненных участков уменьшается, что приводит к росту коэффициента охвата пласта воздействием.

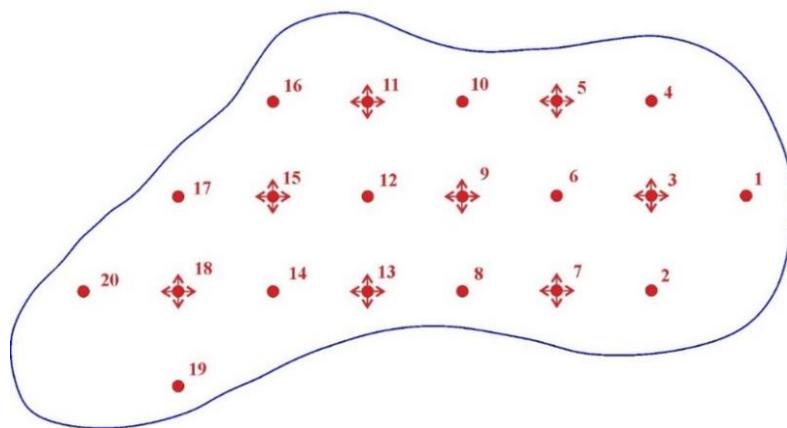


Рис. 1 Схема расположения скважин

Для оценки эффективности нестационарного заводнения была построена универсальная гидродинамическая модель в программном комплексе «Tempest More 7.0». Параметры универсальной модели были заданы на основании статистического анализа. Основные характеристики модели: средняя пористость – 0,23 д.ед.; средняя проницаемость – 0,085 мкм²; эффективная толщина – 3 м; количество добывающих скважин – 12; количество нагнетательных скважин – 8; расстояние между скважинами – 200 м; начальное пластовое давление – 22,8 МПа; давление насыщения – 2 МПа;

начальная нефтенасыщенность – 0,8; коэффициент вытеснения – 0,41; расчетный период – 16 лет. На рисунке 1 представлена схема размещения фонда скважин.

Так как эффект от нестационарного заводнения наблюдается лишь в неоднородных залежах, распределение проницаемости для модели, используемой в эксперименте, задавалось неоднородной. [3] Распределение проницаемости в модели представлено на рисунке 2.

На базе построенной модели проводилось сравнение и анализ двух режимов разработки залежи: с классическим заводнением и нестационарным. Для реализации второго прибегали к циклическому воздействию на пласт рядами нагнетательных скважин.

Режимы работы нагнетательных скважин (время работы и остановки) при циклической закачке воды в пласт определялись исходя из расчетов оптимальной рабочей частоты смены циклов по формуле М.Л. Сургучева [4] с использованием параметров пласта, полученных из четырехслойной модели (формула 1):

$$Wp=2 \chi/L^2 \text{ или } t=L^2/2 \chi \quad (1)$$

Перед принятием граничных значений приемистости и давления нагнетательных скважин, мною был произведен расчет давления разрыва пласта (формула 2): [5]

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{в.г.}} - P_{\text{пл.}} + s_p = 286 \text{ атм} \quad (2)$$

Следующим шагом после подбора закачки по участку, рассмотрения циклики и анализа результатов стало определение возможного прироста добычи нефти при циклическом заводнении по сравнению с базовым вариантом. Сравнение технологических показателей варианта с классической закачкой и варианта с циклической закачкой представлено на рисунках 2-3.