

Расчет для автомобиля без нагрузки:

$$t_{об1} = \sqrt{\frac{2(166,93 + 76,25 + 4,47 + 4,47)}{6,24}} = 8,99 \text{ с},$$

$$S_{об1} = 166,93 + 76,25 + 4,47 + 4,47 + 16,67 \cdot 8,99 = 401,9 \text{ м},$$

$$S_{об1} = 16,67 \cdot 8,99 + \frac{6,24 \cdot 8,99^2}{2} = 149,8 + 252,1 = 401,9 \text{ м}.$$

В данной работе был найден путь и время необходимое для совершения обгона автомобилем LADA Largus.

Библиографический список

1. Боровский Б.Е. *Безопасность движения автомобильного транспорта*. – Л.: Лениздат, 2014. – 304 с.
2. Иванов, С.Е. *Организация и безопасность движения [Текст] : учеб.-метод. комплекс, информ. ресурсы дисциплины, учеб. пособие / С. Е. Иванов. - СПб. : Изд-во СЗТУ, 2009. – 202 с.*
3. Коноплянко, В. И. *Организация и безопасность дорожного движения [Текст] : учеб. для вузов / В. И. Коноплянко. – М. : Транспорт, 2011. – 182 с.*
4. Ройтман Б.А. и др. *Безопасность автомобиля в эксплуатации*. – М.: Транспорт, 2017. – 207 с.

УДК 622.276.652

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛОМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Олейников Ю.В.

Научный руководитель Зырин В.О.

Санкт-Петербургский горный университет

Описан принцип работы системы управления тепловой обработки скважин. Предложен способ определения и борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Для поддержания уровня добычи на высоком уровне требуется применение современных методов и технологий. Один из

основных факторов, задающих тенденцию добычи, является увеличение доли трудноизвлекаемой нефти. Рост объемов трудноизвлекаемых запасов обусловлен физическими свойствами нефти, геологией пласта. Коэффициент нефтеотдачи в России ниже среднего и варьируется от 25 до 35 %.

На стадии эксплуатации месторождения приходится сталкиваться с рядом нежелательных факторов. Одним из таких факторов является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Эта проблема существует более полувека, но ее актуальность сохраняется и на сегодняшний день [1].

Для повышения коэффициента нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью применяют третичные методы добычи, среди которых особого внимания заслуживают тепловые и газовые методы. В свою очередь, борьба с АСПО также может происходить с использованием тепловых методов (обработка паром, закачка горячей воды) [2].

Целью работы является разработка системы управления тепловой обработки скважины, которая будет осуществлять дистанционное управление закачкой теплоносителя в пласт, мониторинг параметров добычи, расчет и сигнализацию о наличии АСПО с последующей тепловой обработкой, сбор и архивирование данных. Система обеспечит снижение финансовых затрат на разработку месторождения и повышение коэффициента нефтеотдачи при эксплуатации месторождений.

Дебит скважины, вязкость и температура нефти в пласте являются основными параметрами системы. Влияние пластового давления и количество растворенного газа не учитывается.

Таблица 1 – Эмпирические коэффициенты для расчета вязкости

μ , мПа·с	$\mu \geq 1000$	$10 \leq \mu < 1000$	$\mu < 10$
C , 1/мПа·с	10	100	1000
a , 1/°C	$2,52 \cdot 10^{-3}$	$1,44 \cdot 10^{-3}$	$0,76 \cdot 10^{-3}$

На основании одного известного экспериментального значения вязкости μ_0 при соответствующей температуре t_0 определим значение вязкости при любой другой температуре:

$$\mu_t = \frac{1}{C} \cdot (C\mu_0)^x, \quad (1)$$

$$\chi = \frac{1}{1 + a(t - t_0) \cdot \lg(C\mu_{t_0})}, \quad (2)$$

где μ_t , μ_{t_0} – динамическая вязкость нефти при температурах t и t_0 соответственно, мПа·с;

a , C – эмпирические коэффициенты.

Необходимо отметить, что в данном примере рассматривается жесткий режим течения жидкости, т.е. дебит рассчитывается по формуле Дюпюи (3). Контроль дебита позволяет судить об уровне вязкости нефти и необходимости применения тепловой обработки.

$$Q(\mu) = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{(P_{пл} - P_з)}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$, $P_з$ – пластовое и забойное давления нефти, МПа;

r_k, r_c – радиус контура питания и скважины соответственно, м;

k – проницаемость пласта, м;

h – толщина пласта, м;

μ – динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с.

Чаще всего добыча высоковязкой нефти осуществляется при помощи погружных насосов, у которых КПД тесно взаимосвязан с подачей. Таким образом, система должна осуществлять контроль и регулирование дебита в диапазоне с высоким КПД [3].

Принцип работы системы управления заключается в следующем В скважину спускается система датчиков, осуществляющих мониторинг параметров нефти. Информация с датчиков поступает на микроконтроллер по оптическому кабелю, расположенному на поверхности. В память микроконтроллера закладываются требуемые данные и принимаются как эталонные. Система производит сравнение эталонных параметров с параметрами, которые поступили на микроконтроллер. Строится вязкостно-температурная характеристика и происходит подбор оптимальной функции изменения вязкости. Затем система производит регулировку скорости вращения электрического двигателя, который связан с погружным насосом. Скорость подбирается таким образом, чтобы значение дебита находилось в диапа-

зоне с высоким КПД. При помощи беспроводной технологии Zigbee сигналы с добывающих скважин поступают на общий сервер, а затем на диспетчерский пост.

Во время эксплуатации скважины возникают внешние факторы, оказывающие влияние на величину дебита, среди которых выделяют АСПО. Предлагаемый метод является косвенным методом определения АСПО.

Для его реализации необходимы следующие эксплуатационные параметры: температура в пласте, дебит скважины, динамическая вязкость нефти. На выход НКТ устанавливается датчик расхода для измерения текущего дебита скважины. В работе рассматриваются две причины его снижения – повышение вязкости нефти и уменьшение рабочего диаметра НКТ. Зная закон распределения температуры, можно спрогнозировать значение вязкости нефти.

На основании полученных данных строится «нормальный» прогнозируемый закон снижения дебита скважины (3). Если значение дебита скважины начинает снижаться, а вязкость находится в допустимых пределах (соответствует прогнозам), то можно судить о наличии АСПО, которые влияют на эксплуатационный диаметр НКТ.

Рассчитаем теоретическую зависимость дебита нефти от диаметра трубы:

$$Q_m = \frac{V}{t} = \frac{\pi d_m^2 l}{4t}, \quad (4)$$

где d_m – теоретический диаметр НКТ, м;

t – время эксплуатации, ч;

l – длина НКТ, м.

Тогда, зная фактический дебит скважины Q_ϕ , можно рассчитать фактический диаметр d_ϕ и толщину АСПО $h_{АСПО}$:

$$d_\phi = \sqrt{\frac{4Q_\phi t}{\pi l}}, \quad (5)$$

$$h_{АСПО} = \frac{d_m - d_\phi}{2}, \quad (6)$$

Для реализации данного метода определения АСПО основными этапами работы системы являются две проверки.

1. Сравнение $Q_m(\mu)$ и $Q_\phi(\mu)$.

Рассмотрим дебит скважины в точке a на рисунке 1. В случае с прямой 1 фактический диаметр скважины соответствует теоретическому, чего нельзя сказать в случае с прямой 2, где диаметр уменьшился из-за образования АСПО. Видно, что при одной и той же вязкости происходит снижение дебита скважины.

2. Сравнение $Q_m(d)$ и $Q_\phi(d)$.

Для того, чтобы судить о снижении дебита из-за наличия АСПО необходимо, чтобы в первой проверке выполнялось равенство $Q_m(\mu) = Q_\phi(\mu)$. Затем система осуществляет вторую проверку. Если полученные значения дебита $Q_m(d)$ и $Q_\phi(d)$ равны, то АСПО не оказывают влияния на дебит и существует иная причина его снижения. Но если в результате сравнения фактический дебит $Q_\phi(d)$ ниже теоретического $Q_m(d)$, то можно судить о наличии АСПО, которые вызвали сужение рабочего диаметра НКТ.

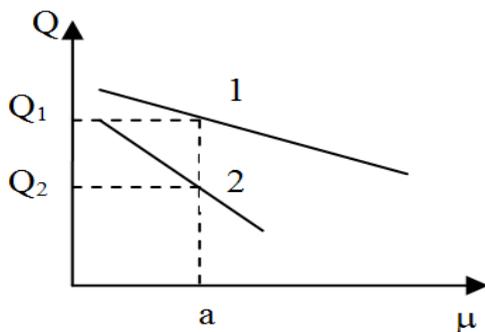


Рис. 1 – Упрощенная зависимость дебита скважины от вязкости при изменении диаметра трубы

Разработанный принцип управления является основой для создания интеллектуальной цифровой системы управления комплексом повышения нефтеотдачи, осуществляющей сбор и анализ информации о технологических параметрах при различных режимах работы и выработку управляющего воздействия, осуществление профилактики АСПО, регулирование системы за качки теплоносителя в пласт, т.е. происходит управление комплексом при помощи одного управляющего устройства. Предложенная система управления позволит повысить энергоэффективность, снизить затраты на прокладку кабеля, а также позволит вести управление скважиной в режиме реального времени. Рассматривается возможность управления группой скважин при помощи одного контроллера.

Библиографический список

1. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Бузов, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.
2. Рузин, Л.М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов: учебное пособие для вузов / Л.М. Рузин. Ухта: Изд. УГТУ, 2015. – 165 с.
3. Ивановский, В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти. / В.Н. Ивановский. М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.

УДК: 622.363.2:658.562.4

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОБЫЧНОГО ЗАБОЯ. УЧЁТ И ПРОГНОЗ ОБЪЁМОВ РУДЫ

Пашкевич В.Ю., Дамарад П. А., Морозов Е.А.

Научный руководитель Гец А.К.

Белорусский национальный технический университет

В статье рассмотрено имитационное моделирование добычного процесса в лаве на основе метода вентильного преобразования ресурсов. Показана и описана модель работы очистного забоя при валовой выемке калийной руды по односторонней схеме с зарубкой «косым заездом».

Имитационное моделирование (ИМ) – метод исследования, при котором изучаемая система заменяется моделью, с доста-