

Как видно из таблицы 1, между выборками не существует принципиальных различий по ряду факторов. Например, студенты геологоразведочного и строительного факультетов наиболее значимым считают такие нормы инженерной этики, как профессионализм, ответственность, организованность, исполнительность. В то же время, такие важные нравственно-этические качества, как принципиальность, коммуникабельность, вежливость и самокритичность получили низкую степень значимости.

Таким образом, в ходе исследования у студентов-первокурсников был выявлен невысокий уровень знаний в области профессиональной этики. Данный факт обуславливает актуальность включения курса инженерной этики в образовательные программы технических вузов. Для повышения качества инженерного образования и роста престижа инженерной профессии необходимо, чтобы формирование профессиональной этики специалиста занимало важное место в подготовке будущих инженеров.

УДК 622.276.652

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Олейников Ю.В., Зырин В.О.

Санкт-Петербургский горный университет

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 %. В тоже время значение этого коэффициента в Норвегии достигает 66%, что является высоким показателем.

На стадии эксплуатации месторождения приходится сталкиваться с рядом нежелательных факторов. Одним из таких факторов является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Данная 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 эксплуатационного оборудования, 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.

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

$$\mu_t = \frac{1}{C} \cdot (C\mu_{t_0})^\chi, \quad (1)$$

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

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

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/°С	$2,52 \cdot 10^{-3}$	$1,44 \cdot 10^{-3}$	$0,76 \cdot 10^{-3}$

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.

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

где P_{nl} , P_z – 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 следующим образом. 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 за 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 диапазоне с высоким КПД. При помощи беспроводной технологии Zigbee сигналы с добывающих скважин поступают на общий сервер, а затем на диспетчерский пост.

Как уже было сказано, во время эксплуатации скважины возникают внешние факторы, оказывающие влияние на величину дебита, среди которых выделяют отложения АСПО. Предлагаемый метод является косвенным методом определения отложений 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 отклоняться от прогнозируемого, 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.

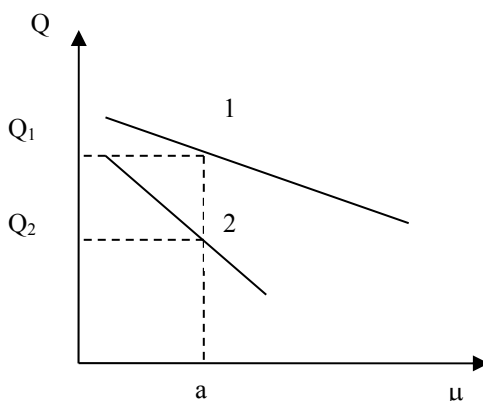


Рисунок 1 – Упрощенная зависимость дебита скважины от вязкости при изменении диаметра трубы

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.

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 закачки 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. При этом рассматривается возможность управления группой скважин при помощи одного контроллера.