

$E_0$  – модуль упругости материала трубы при заданной температуре, МПа.

Зависимость предела текучести от температуры выглядит следующим образом ( $R^2 = 0,97$ ):

$$\sigma_T = -0,325T + 26,3, \quad (3)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа.

Используя полученные зависимости, математическая модель расчета на прочность трубы была преобразована с целью определения допустимых радиусов изгиба трубы при отрицательных температурах.

Расчет по полученной модели позволяет определить минимально-допустимые радиусы изгиба полиэтиленовой трубы в условиях различных температур, при которых она сохранит свои прочностные характеристики.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.
2. Стручков А.С. Хладостойкость и особенности сопротивления разрушению нефтегазовых пластмассовых труб. Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Якутск, 2005. – 34 с.
3. Якубовская С.В. Теоретические основы повышения надежности полимерных газораспределительных и сборных сетей. Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2005. – 36 с.

#### Прогнозирование разброса химического состава специальных латуней

Муратов В.С., Святкин А.В.

*Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия*

Для прогнозирования разброса химического состава легированных латуней при серийной выплавке в производственных условиях использовали известный метод Монте-Карло. Требования стан-

$$\text{содержания примесей } \Sigma J = \min \left\{ \begin{array}{l} \max \left\{ \mu_{\Sigma J} + z_{\Sigma J} \cdot \sigma_{\Sigma J} \right. \\ \left. \Sigma (\mu_I + z_I \cdot \sigma_I) \right\} \\ \text{примесей всего} \end{array} \right. ; \text{ для цинка } Zn = 100 - \Sigma I - \Sigma J, \text{ где } z$$

– нормированная случайная величина.

Вид записанных выше соотношений соответствует принципам нормирования химического состава легированных латуней в отечественных, а так же в большинстве зарубежных стандартов. А именно: оговаривается процентное содержание меди и других основных (легирующих) элементов, содержание примесей – каждой контролируемой приме-

сартов к химическому составу в общем случае оговаривают: двухсторонние допустимые интервалы содержания основных элементов, например, для  $i$ -го элемента  $I_{\min} \leq I \leq I_{\max}$  и односторонние допустимые интервалы содержания примесей, например, для  $j$ -й примеси  $J < J_{\max}$ .

Процентное содержание в латуни элемента  $I$  или  $J$  является случайной величиной и подчиняется нормальному закону распределения. Если не действует никаких внутриваровских ограничений либо дополнительных регламентирующих соображений по химическому составу, то математическое ожидание этой величины совпадает с серединой допустимого интервала. Среднеквадратичное отклонение подчиняется «правилу трех сигм»: максимально и минимально допустимые содержания равны среднему значению плюс-минус три среднеквадратичных отклонения. Таким образом, параметры распределения составляют: для основных компонентов

$$\mu_I = \frac{I_{\min} + I_{\max}}{2}; \quad \sigma_I = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{6},$$

$$\text{а для примесей } \mu_J = \frac{J_{\max}}{2}; \quad \sigma_J = \frac{I_{\max}}{6}.$$

Имея таблицу нормально распределенных случайных чисел, несложно назначить случайную реализацию химического состава (масс. %), которая соответствует требованиям стандарта (ГОСТ, ТУ и т.п.): для основных элементов (кроме цинка)  $I = \mu_I + z_I \cdot \sigma_I$ ; для каждой из примесей  $J = \mu_J + z_J \cdot \sigma_J$ ; для общего

си и примесей всего; цинк определяется как остальное.

Для каждой полученной таким образом случайной реализации химсостава рассчитывается цинковый эквивалент, который в свою очередь является случайной величиной, подчиняющейся нормальному закону распределения со следующими параметрами:

$$\begin{cases} \mu_{Zn_3} \approx \bar{Zn}_3 = \frac{1}{45} \cdot \sum_{m=1}^{45} Zn_{3m}, \% \\ \sigma_{Zn_3} \approx S_{Zn_3} = \sqrt{\frac{1}{44} \cdot \sum_{m=1}^{45} (Zn_{3m} - \bar{Zn}_3)^2}, \% \end{cases}$$

Интервал значений возможных изменений цинкового эквивалента  $[Zn_3] = \bar{Zn}_3 \mp 3S_{Zn_3}$

Сопоставление рассчитанного таким образом интервала значений  $[Zn_3]$  с диаграммой Cu-Zn позволяет прогнозировать фазовый состав металла – как на промежуточных стадиях обработки, так и в готовом изделии. Проведенные исследования позволили скорректировать требования для сплава ЛМцА 58-2-1 для получения стабильной двухфазной ( $\beta+\alpha$ )-структуры, обеспечивающей требования ТУ.

#### **Критерии применимости углеводородных растворителей для удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений**

Турукалов М.Б.

*Кубанский государственный технологический университет,  
Краснодар, Россия*

Образование асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) – одна из проблем, с которой нефтяники сталкиваются повсеместно на протяжении всей истории нефтедобычи. В настоящее время проблема усугубляется увеличением в общем объеме добычи доли разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти и вступлением многих месторождений в позднюю стадию разработки. Тем не менее, арсенал методов предотвращения и удаления АСПО за последние 30-40 лет существенных изменений не претерпел. Обработка углеводородными растворителями была и остается широко применяемым методом, позволяющим качественно очищать насосно-компрессорные трубы (НКТ) скважин и удалять отложения, образующиеся в призабойной зоне пласта (ПЗП). В то же время сам метод и применяемые растворители не являются универсальным решением проблемы АСПО, поэтому существует необходимость уточнить границы применимости данной технологии, а также обозначить наиболее важные требования к растворителям для промывки НКТ и обработки ПЗП.

В состав АСПО входят асфальтены, парафины, смолы и механические примеси (частицы горной породы, окалина), а также некоторое количество воды и нефти, содержащиеся в порах отложений. Прямое участие в образовании АСПО принимают асфальтены и парафины, смолы непосредственно в процессе не участвуют, но откладываются вместе с асфальтенами [1]. В практике нефтедобычи все множество органических веществ, входящих в состав АСПО, часто называют парафинами, что на самом деле неверно. Парафины неполярны и неароматичны, неспособны к самоассоциации, растворяются в легких алканах и кристаллизуются при охла-

ждении. В свою очередь, асфальтены являются наиболее полярными и ароматичными компонентами нефти, склонны к самосоциации даже в сильноразбавленных растворах, нерастворимы в алканах и не кристаллизуются при охлаждении.

Парафины образуют отложения в результате классического фазового перехода жидкость-твердое, инициируемого снижением температуры ниже точки помутнения нефти. В условиях скважины данный переход протекает на свободной поверхности (порода пласта, НКТ, мехпримеси, частицы асфальтенов) [3]. Причинами образования асфальтеновых отложений являются кислотные обработки, закачки  $CO_2$ , нагнетание в пласт сжиженных углеводородных газов, значительное снижение давления и разгазирование нефти, применение термических методов добычи нефти [4, 5].

Ранее было показано [6], что при исследовании проблемы АСПО на отдельно взятом месторождении необходимо уделять внимание таким показателям как тип отложений (парафиновый, асфальтеновый или смешанный), межочистный период и дебит скважины. Перечисленные показатели были приняты в качестве базовых критериев, на основе которых была разработана фрактальная классификация случаев образования АСПО. На основании данных критериев применение углеводородных растворителей технологически оправдано и экономически эффективно в случае парафиновых и смешанных типов отложений – для скважин с МОП, исчисляющимся несколькими неделями. В случае образования асфальтеновых отложений единственным методом, позволяющим полностью очистить НКТ, является промывка углеводородными растворителями [1], что существенно снижает технико-экономические показатели скважин с небольшим МОП. Образование АСПО в призабойной зоне пласта является специфической проблемой не только из-за того, что удалять эти отложения возможно лишь углеводородными растворителями, но и из-за ряда дополнительных требований к растворителям, о чем будет сказано ниже.

Известно, что удаление АСПО органическими растворителями является комплексным процессом, включающим растворение и диспергирование, протекающие параллельно. Компоненты АСПО, обладают различной растворимостью в разных классах углеводородов, что необходимо учитывать при подборе состава растворителя для обработки скважины, и в особенности для обработки ПЗП.

Существуют различные технологические приемы [7] очистки растворителями насосно-компрессорных труб скважин от АСПО. Часть из них подразумевает создание той или иной циркуляции растворителя в скважине, то есть проведение