

А.А. Ерофеев, М.С. Турбаков, В.А. Мордвинов

К РАСЧЕТУ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ СИБИРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрен вопрос расчета распределения температуры кристаллизации парафина в нефтескважинах Сибирского месторождения.

На Сибирском нефтяном месторождении, территориально совмещенном с Верхнекамским месторождением калийных солей, в разработке находятся три объекта в башкирско-серпуховских, тульско-бобриковских и турней-фаменских отложениях. Эксплуатация нефтескважин осуществляется установками электроцентробежных насосов. Глубина скважин достигает 2400 м, глубина подвески насосов изменяется от 1400 до 2270 м.

Основным осложняющим фактором при эксплуатации добывающих скважин является образование на поверхностях насосно-компрессорных труб и другого скважинного оборудования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). Образование АСПО ведет к снижению отборов нефти и уменьшению времени наработки скважин на отказ. Удаление АСПО осуществляется, в основном, с помощью механических скребков.

В связи с высоким газосодержанием пластовой нефти (до 180 м³/т) имеет место значительное изменение температуры насыщения ее парафином (температура кристаллизации парафина) в пластовых и поверхностных условиях – от 12 до 24 °С. Для определения интервалов начала интенсивной парафинизации в нефтескважинах необходимо с высокой точностью определять, с одной стороны, характер изменения температуры кристаллизации, с другой – распределение температуры газожидкостных потоков. Результаты расчетов распределения температуры по известным зависимостям характеризуется в условиях рассматриваемого месторождения значительной погрешностью.

Температуру насыщения нефти парафином в пластовых условиях можно определить по уравнению, предложенному ОАО «ВНИИнефть» [4]:

$$T_{\text{нас.пл}} = T_{\text{нас.дег}} + 0,2P_{\text{пл}} - 0,1G_0, \quad (1)$$

где $T_{\text{нас.дег}}$ – температура кристаллизации парафина в поверхностных условиях, °С; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление, МПа.

Коэффициенты 0,2 для давления и 0,1 для газосодержания в уравнении (1) являются коэффициентами корреляции, которые были получены при обработке данных для различных месторождений, при выявлении зависимости температуры насыщения нефти парафином от давления и газосодержания нефти.

Так как на температуру насыщения нефти парафином значительное влияние оказывает выделившийся из нефти газ в процессе подъема газожидкостной смеси в скважине, то уравнение (1) можно записать в следующем виде:

$$T_{\text{нас}i}(H_i) = T_{\text{нас.лег}} + A_1 P_i - A_2 G_i, \quad (2)$$

где P_i – ряд последовательных значений давления в интервале от забойного $P_{\text{заб}}$ до устьевого P_y , МПа; G_i – газосодержание нефти при давлении P_i , м³/м³; A_1 , A_2 – корреляционные коэффициенты для соответствующих геолого-физических условий объекта разработки.

Для получения распределения температуры кристаллизации парафина по стволу скважины необходимо определить значения давления в подъемнике $P_i = f(H_i)$ и соответствующие значения газосодержания G_i . Для определения давлений использован метод В.Г. Грона [2, 3], который учитывает не только влияние изменяющейся по длине подъемника температуры, но и фазовые переходы в движущемся при пузырьковой и пробковой структурах потоке смеси.

Алгоритм расчета распределения давления следующий:

1. Определение ряда последовательных значений давления P_i и температуры потока в скважине T_i .

2. Определение физических свойств нефти, газа и воды при соответствующих P_i и T_i (коэффициент сверхсжимаемости z_i ; плотность выделяющегося из нефти газа ρ_{gi} ; плотность нефти ρ_{ni} и воды ρ_{wi} ; водосодержание B_i ; плотность водонефтяной смеси ρ_{vni} ; объем выделившегося из нефти газа G_{oi}).

3. Расчет объемных расходных параметров потока (расход по жидкости Q_{ji} и по газу V_{gi} ; объемное расходное газосодержание β_{gi} ; средняя приведенная скорость смеси w_{cmi} ; истинное газосодержание φ_{gi} ; плотность газожидкостной смеси ρ_{cmi}).

4. Расчет градиента давления при P_i и T_i :

$$(dP / dH)_i = \rho_{cmi} g 10^{-6} \cos \alpha + 10^{-6} \lambda_i w_{cmi}^2 \rho_{cmi} / (2d), \quad (3)$$

где λ_i – коэффициент гидравлических сопротивлений; d – диаметр подъемника.

5. Расчет величин, обратных градиенту давления $(dP / dH)_i$.

6. Вычисление длины участков подъемника, по которому движется газожидкостная смесь:

$$H_i \approx \sum_{i=1}^N \Delta H_i, \quad (4)$$

В результате обработки данных по 53 скважинам для условий Сибирского месторождения определены коэффициенты A_1 и A_2 в уравнении (2) (таблица). Температура насыщения нефти парафином на забое скважины принята равной $T_{\text{нас.пл}}$.

Результаты обработки данных

№ п/п	Объект разработки	$T_{\text{нас.дег}}, ^\circ\text{C}$ [1]	A_1	A_2
1	Бш	18,5	0,225	0,086
2	Бб	20	0,489	0,089
3	Т-Ф	24	0,475	0,089

На рис. 1, 2 приведены кривые распределения температуры насыщения нефти парафином для пластов Бб и Бш Сибирского месторождения.

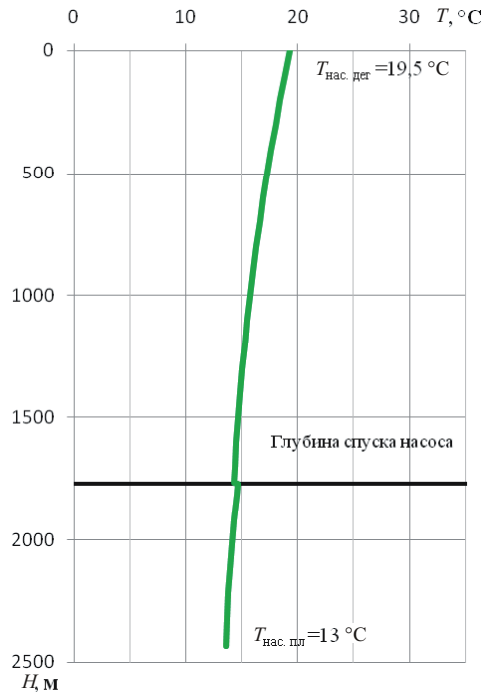


Рис. 1. Распределение температуры насыщения нефти парафином в скважине № 341 Сибирского месторождения; пласт Бб

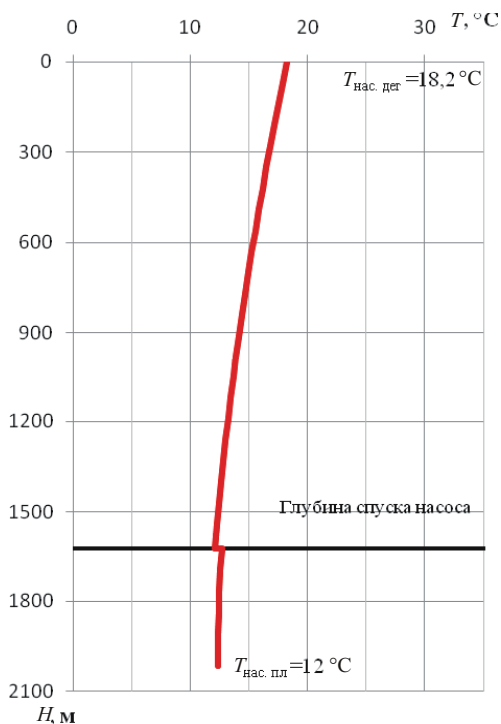


Рис. 2. Распределение температуры насыщения нефти парафином в скважине № 561 Сибирского месторождения; пласт Бш

Список литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Сибирского нефтяного месторождения / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2005.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Нефть и газ, 2008.– 295 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007.– 826 с.
4. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: материалы II междунар. науч. симп.: в 2 т. / ОАО «ВНИИнефть». – М., 2009. – Т. 2. – 257 с.

Получено 7.05.2010