

ТЕПЛОВЫЕ ЗАДАЧИ ИЗМЕНЕНИЯ АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Манкешева О.Т.

Мақалада ағынды парафинді мұнайдың агрегаттың күйінің өзгеру есебі қарастырылады. Қозғалу шекарасының қатаю шегі жоқ, сондықтан жылдамдық уақытқа қарағанда түбір квадратына пропорционал.

In article the problem of change of a modular condition of drain paraffinic oil is considered. It is established, that advancement of border of hardening has no limit, thus speed is proportional to a root square from time.

Высокое содержание парафина в нефти месторождения Узень в сочетании с высокой температурой его застывания приводит к осложнениям в технологической системе. Это объясняется тем, что движение нефти с высоким содержанием парафина по трубам не подчиняется законам гидравлики: при сравнительно высокой температуре (29 - 32°C) они теряют свою подвижность, и для их транспортирования необходимы подогрев и поршневые насосы большой мощности [1], и главное единственно сложным оборудованием является плавучая насосная установка. По мере выпадения и осаждения парафина в насосно-компрессорных трубах, трубопроводах на технологических объектах уменьшается площадь сечения труб, ограничивается расход – и в конечном счете система оказывается заблокированной, что приводит к аварийным ситуациям сопровождаемых разливами нефти. Основными причинами аварийных ситуаций являются:

- Прорыв трубопроводов из-за коррозии;
- Технологические дефекты и аномальные свойства нефти с высоким содержанием парафина.

В результате этого возникают аспекты опасности, связанные с наличием амбаров-накопителей, выражающиеся в явной и существующей опасности прогнозированной во времени. Основной проблемой, возникающей при различных авариях на нефтепромыслах, нефтепроводах является загрязнение нефтью и нефтепродуктами грунта и воды, что приводит к катастрофическим последствиям для окружающей природной среды. Мероприятия, выполняемые по решению проблемы ликвидации амбаров накопителей, на нефтепромыслах требуют постоянного научного

сопровождения и инжиниринга, а также анализа динамических процессов, происходящих как на самом объекте, так и в окружающем его пространстве.

Аномальные свойства нефти месторождения Узень, и необычные по масштабам размеры объекта, обуславливают необходимость использования различных технологий, и технических средств, с целью достижения конечного результата. Нефть этого месторождения относится к классу высокопарафинистых нефтей с массовой концентрацией парафина от 17 до 25%. Высокое содержание парафина определяют высокие температуры застывания нефти $t_3 = 29-32^\circ \text{C}$, при средней молекулярной массе $p = 310$ нефть имеет температуру начала кипения около 90°C [2].

Параметры, характеризующие теплофизические свойства нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Теплофизические свойства нефти месторождения Узень

$t^\circ \text{C}$	30	60	90	120
λ , Вт/м К	0,1516	0,1468	0,1421	0,1373
C_p , кДж/кг	1,901	2,095	9,290	9,484
p , кг/м ³	834,8	813,7	792,1	770,7

Приведенные характеристики нефти определяют температурный диапазон процессов разогрева. Нефть должна подогреваться до температуры $40^\circ-60^\circ \text{C}$, при этом она приобретает подвижность, достаточную для ее транспортировки. Максимальная температура разогрева не должна превышать $90^\circ-100^\circ \text{C}$. В противном случае возможно выкипание нефтяных фракций, что приведет к изменению качества нефти.

При выборе технологической схемы системы подогрева и сбора парафинистой нефти, прежде всего, необходимо уточнить состав и свойства нефтепродукта, условия залегания фазы, и изменения агрегатного состояния, а также состав тех или иных компонентов содержащих нефть, или нефтепродукты.

В амбарах-накопителях нефти условия залегания нефтесодержащей фазы в зависимости от климатических условий района меняются от твердого до жидкого состояния. Нефтяная фракция с большим содержанием парафина расположена на поверхности воды, заполняющей естественные углубления в

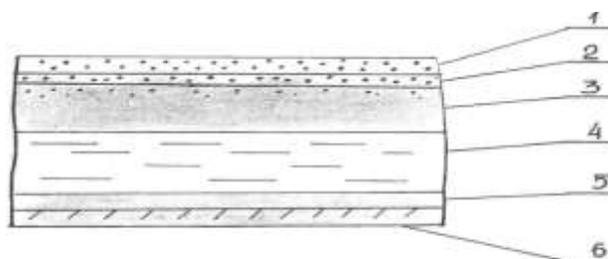
почве. Толщина нефтяного слоя составляет около 0,5 метра. Толщина слоя воды под нефтяным слоем составляет от 0,5 до 0,8 метра. Таким образом, суммарная глубина отстойника составляет не более 1,5 метра, что является весьма ориентировочной глубиной так как, учитывая площадь отстойника, точное определение глубины и зоны раздела фаз является трудоемкой и проблематичной задачей [3].

Нефтепродукт находится в кристаллизованном состоянии, и лишь небольшой верхний слой, в летний период времени, под действием солнечной радиации переходит в жидкую фазу. Глубина этого слоя не превышает 50 мм, что связано с теплофизическими свойствами нефти. Физико-механические свойства нефтяного пласта неоднородны по его толщине, что обусловлено внешними воздействиями - солнечная радиация, атмосферные осадки, абразив, накапливающийся в верхнем слое вследствие сильных ветров. Существенными факторами, определяющими как технологию извлечения нефтепродуктов, так и дальнейшую его подготовку до товарной продукции являются:

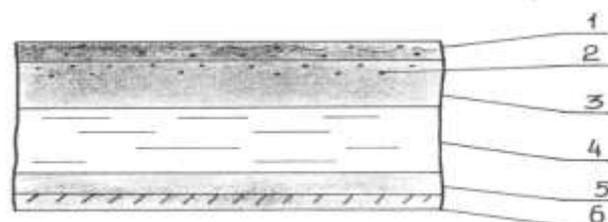
- содержание абразива в откачиваемой среде;
- содержание воды;
- вязкостные характеристики.

Учитывая свойства нефтепродукта и характер воздействия внешних факторов, можно предположить неравномерное распределение абразива в нефтяном пласте. Это можно объяснить схемой на нижеследующем рисунке 1. В осенне-зимний период, когда нефтепродукт находится в твердом состоянии, на его поверхности накапливается песок и более крупные предметы. С повышением температуры окружающей среды температура нефтепродукта также повышается и начинается процесс плавления верхнего слоя. При этом абразив с поверхности переходит в нефтепродукт и оседает в зоне раздела "жидкость-кристаллизованная нефть".

а)



б)



а) 1–абразив, на поверхности застывшего нефтепродукта; 2–абразив погрузившийся в слой нефтепродукта; 3–застывший нефтепродукт; 4–вода; 5–грунт+нефтепродукт; 6–грунт. б) 1-слой расплавленного нефтепродукта; 2-абразив; 3-застывший нефтепродукт; 4-вода; 5-грунт+нефтепродукт; 6-грунт.

Рис. 1- Схема накопления абразива в нефтепродукте накопителя разлитой нефти

Для выяснения изменения агрегатного состояния нефтепродукта рассмотрим задачу затвердевания. Известно, что изменение агрегатного состояния тела в общем случае имеет два следствия, влияющих на тепловой режим тела: при перемещении границы затвердевания выделяется скрытая теплота фазового перехода и изменяются теплофизические характеристики материала. Постановка таких задач существенно отличается от обычных задач неустановившегося режима, а именно: появляется необходимость решать систему двух уравнений теплопроводности (для затвердевшей и незатвердевшей областей) и помимо граничных условий на поверхностях тела дополнительно задавать два условия на границе затвердевания [4]:

1) теплового баланса

$$\lambda_1 \frac{\partial t_1}{\partial x} \Big|_{x=x_k-0} - \lambda_2 \frac{\partial t_2}{\partial x} \Big|_{x=x_k+0} = L_v \frac{dx_k}{d\tau} \quad (1)$$

2) равенства температур

$$t_1 \Big|_{x=x_k-0} = t_2 \Big|_{x=x_k+0} = t_k. \quad (2)$$

При этом величины, помеченные индексом «1», будем относить к затвердевшей области, индексом «2» - к незатвердевшей области.

Первый член левой части уравнения (1) выражает плотность теплового потока S_1 , который отводится от границы фаз через затвердевшую область; второй член – плотность теплового потока S_2 , поступающего к границе фаз из жидкости. Правая часть уравнения (1) представляет собой плотность теплового потока, возникающего благодаря выделению скрытой теплоты фазового перехода

$$L_v = m\sigma\rho_1, \quad (3)$$

где L_v - объемная теплота фазового перехода (ледообразования), Вт·ч/м²; m - пористость тела, σ - теплота фазового перехода единицы веса жидкости; ρ_1 - плотность затвердевшего вещества (если происходит плавление материала (продукта), то вместо ρ_1 надо принимать ρ_2).

Рассмотрим задачу расчета границы затвердевания: на поверхности нефтепродукта с высоким содержанием парафина при постоянной температуре ниже температуры кристаллизации ($t_{\Pi} = \text{const}$; $t_{\Pi} < t_K$); и при этом на границе затвердевания тепловой поток из жидкости $S_2 = 0$.

Пусть начальная температура полуограниченного тела равна температуре затвердевания ($t_0 = t_K$) и, следовательно $S_2 = 0$. При постоянной температуре на поверхности нефтепродукта тепловой поток из затвердевшей области к границе затвердевания определяется по формуле

$$S_1|_{x=x_K} = S_1|_{x=0} = \frac{\lambda_1(t_{\Pi} - t_K)}{x_K}; \quad (4)$$

и уравнение теплового баланса (1) принимает вид:

$$\lambda_1 \frac{t_K - t_{\Pi}}{x_K} = L_V \frac{dx_K}{d\tau}. \quad (5)$$

Эту задачу рассмотрим при следующих краевых условиях (начало координат – на поверхности нефтепродукта):

$$\left. \begin{array}{l} t|_{x=0} = t_0 > t_K; \quad t|_{x=0} = t_{\Pi} > t_K \\ \frac{\partial t}{\partial x}|_{x=\infty} = 0; \quad t|_{x=\infty} = t_0 \end{array} \right\} \quad (6)$$

дополненных условиями (1) и (2).

Решение данной задачи Стефана имеет следующий вид:

при $0 \leq \eta \leq 1$ (затвердевшая область)

$$\Theta_1 \equiv \frac{t_1 - t_{\Pi}}{t_K - t_{\Pi}} = \frac{\operatorname{erf} \frac{1}{2\sqrt{Fo_1}}}{\operatorname{erf} \frac{1}{2\sqrt{Fo_1}\eta}} = \frac{\operatorname{erf}(\eta\beta)}{\operatorname{erf}(\beta)}, \quad (7)$$

где Θ - параметр температуры; η - параметр толщины (безразмерная координата); β - коэффициент, пропорциональный скорости продвижения границы затвердевания; Fo – критерий Фурье; $\operatorname{erf}(u)$ - функция ошибок Гаусса, иногда вместо нее используется функция $\operatorname{erfc}(u)$.

Литература:

1. Кенжетаев Г.Ж. Исследование причин снижения пропускной способности технологических систем транспортировки парафинистой нефти // М.: Нефтепромысловое дело. – 2005. - № 10. – С 49-52.

2. Александров В.К. Семьянистов А.И. Опыт откачки Мангышлакской нефти из земляных емкостей // М.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1972. - № 9. – С 28-31.
3. Маяцкий Г.А. Рудой А.Д. Ткачев О.А. Способы подготовки высокопарафинистой нефти к откачке из земляных емкостей // М.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. - № 9. – С 31-33.
4. Исаченко В.П. Осипова В.А. Сукомел А.С. Теплопередача // М.: Энергоиздат. – 1981. с 346.