

О МАТЕМАТИЧЕСКИХ СХЕМАХ, ОПИСЫВАЮЩИХ ПРОЦЕСС КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНА В ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Н.Г. МУСАКАЕВ

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики, СО РАН, Россия

Одним из важнейших аспектов разработки нефтегазовых месторождений является выбор технологических и инженерных решений эксплуатации скважин с целью предотвращения осложнений из-за склеротических процессов, связанных с отложениями нефтяных парафинов на внутренние стенки добывающих скважин. Обоснование существующих и разработка новых методов предупреждения и борьбы с отложениями парафина, а также многие другие актуальные проблемы, связанные с добычей нефти, требуют математического описания процессов, происходящих в нефтяных и газонефтяных скважинах.

При математическом описании необходимо учитывать, что в общем случае поток, движущейся в скважине, является многофазным и представляет собой сложную термодинамическую систему, чувствительную к изменениям давления и температуры. В связи с этим для математического описания процессов в действующих скважинах целесообразно использовать методы и уравнения механики многофазных сред [3, 4]. При исследовании гидродинамики и теплофизики газонефтяного потока в подъемной колонне скважины примем за основу следующие допущения: температура в каждом сечении скважины одинакова для обеих фаз (однотемпературное приближение), течение квазиустановившееся, фазовые переходы происходят в равновесном режиме. Ось Z направим вертикально вверх, ее начало совпадает с забоем скважины.

С учетом отмеченных допущений, пренебрегая изменением массы потока из-за отложений твердой фазы и слагаемыми, связанными с инерционными эффектами, уравнения сохранения масс, импульсов и притока тепла запишем в следующем виде [3, 6]

$$m_l + m_g = m = const, \quad k_{l(g)}m_l + k_{g(g)}m_g = m(g), \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dz} = -F_w - \left[\rho_l^0(1 - \alpha) + \rho_g^0\alpha \right] g, \quad (2)$$

$$m c \frac{dT}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g^0} \frac{dp}{dz} + A_l \frac{dk_{l(g)}}{dz} + A_g \frac{dk_{g(g)}}{dz} - Q_w, \quad (3)$$

где
$$F_w = \frac{\lambda_w}{4R} \left(\rho_l^0 \frac{(1 - \varphi)^2}{1 - \alpha} + \rho_g^0 \frac{\varphi^2}{\alpha} \right) w^2, \quad [R = R_0 - \delta_S],$$

$$A_l = m_l (L_g - L_l) + \frac{L \cdot m_l}{k_{g(g)} - k_{l(g)}}, \quad A_g = \frac{L \cdot m_l}{k_{g(g)} - k_{l(g)}}, \quad Q_w = 2\pi R q_w$$

$$L = L_g k_{g(g)} + L_l (1 - k_{l(g)}), \quad mc = m_l c_l + m_g c_g, \quad w = v_l \alpha_l + v_g \alpha_g.$$

Здесь индексами l и g помечены параметры, относящиеся к жидкой и газовой фазам; p и T – давление и температура двухфазного потока; m_i , ρ_i^0 , v_i и c_i ($i=l, g$) – массовый расход, истинная плотность, линейная скорость и удельная теплоемкость i -й фазы; $k_{i(g)}$ – массовая концентрация летучего (газового) компонента в i -й фазе; α и φ – объемное и объемное расходное газосодержание; λ_w – коэффициент трения между потоком и стенками канала;

R_0 – радиус подъемной колонны; δ_s – толщина парафиноотложений; L_l и L_g – соответственно удельная теплота испарения жидкости и выделения растворенного газа; q_w – интенсивность теплообмена между потоком в канале и твердой фазой или стенкой НКТ.

По уравнениям (1) – (3) при заданных начальных и граничных условиях можно рассчитать изменение различных параметров по скважине.

Исследования [5] показали, что наиболее вероятным механизмом парафинообразования является кристаллизационный механизм, т.е. в условиях, когда газожидкостный поток в состоянии транспортировать тяжелые компоненты, формирование и дальнейшее наращивание парафиновых отложений происходят за счет роста кристаллов непосредственно на поверхности подземного оборудования. Образование парафина начинается в тех местах, где нефть вступает в контакт с холодными стенками подземного оборудования. Вследствие локального снижения температуры газожидкостного потока в пристенном слое, происходит снижение его растворяющей способности по отношению к парафинам и выделение твердой фазы на поверхности труб. Для каждой концентрации растворенных парафинов в газонефтяной смеси существует температура T_e , ниже которой начинается выпадение твердой фазы из потока, т.е. парафиноотложения будут проявляться во всех режимах работы скважины, при которых температура на устье меньше, чем температура начала кристаллизации парафина для конкретного месторождения, а водонефтяная смесь относится к эмульсии типа "вода в нефти" [7].

Парафиновые отложения выделяются и откладываются на стенках скважины под действием различных факторов (переохлаждение стенок труб, выделение газовой фазы и т.д. [1, 2, 7, 8]). Однако, количественное моделирование склеротических явлений с учетом всех факторов сопряжено с трудностями; в частности, такое описание требует введения значительного количества новых эмпирических модельных параметров. В этой связи будем полагать, что образование твердой фазы в основном определяется потерей текучести жидкости вблизи стенок из-за ее застывания с понижением температуры (первая схема). Это допущение означает, что жидкость в избытке содержит тяжелые компоненты, порождающие твердую фазу, а интенсивность процесса отложения парафинов определяется из условия теплового баланса на поверхности твердых отложений

$$\rho_s^0 L_s \frac{\partial \delta_s}{\partial t} = -q_w - \lambda_s \left(\frac{\partial T_s}{\partial r} \right)_R, \quad \frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \frac{J_w(s)}{2\pi R \rho_s^0}. \quad (4)$$

Здесь ρ_s^0 и λ_s – соответственно истинная плотность и коэффициент теплопроводности твердой фазы; $J_w(s)$ – интенсивность отложения парафина на стенке подъемной колонны скважины; L_s – удельная теплота парафинообразования.

Полагая, что внутренняя поверхность твердой фазы является изотермической и ее температура $T_\sigma = T_e$, а также, что распределение температуры в твердом слое T_s в каждый момент времени удовлетворяет уравнению

$$r^{-1} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi_s r \frac{\partial T_s}{\partial r} \right) = 0 \quad (R < r < R_0)$$

выражение (4) можно привести к виду

$$\rho_s^0 L_s \frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \beta_s (T_0 - T_\sigma) - \beta_w (T - T_\sigma), \quad \left(\beta_s = \frac{\lambda_s}{R \ln(R/R_0)} \right) \quad (5)$$

где χ_s – коэффициент температуропроводности твердой фазы; T_0 – температура внутренней стенки НКТ; β_w – коэффициент теплопередачи, зависящий от структуры газонефтяного потока в скважине, а также от особенностей течения в приповерхностном слое вблизи твердой фазы или стенок канала.

По полученной формуле (5) совместно с уравнениями (1) – (3) можно произвести расчет эволюции парафиновых отложений во времени. Данная схема позволяет вычислить протяженность парафиноопасного интервала, адекватно описывает профили отложений, однако дает сильно завышенные темпы парафинизации подъемной колонны скважины.

В этой связи обобщим схему (5) на случай, когда интенсивность отложения зависит от массопереноса тяжелой компоненты к поверхности твердой фазы (вторая схема).

Предполагая, что истощение тяжелой компоненты отсутствует (текущая концентрация тяжелой компоненты в пристенном слое $k_{wl(s)} = \text{const}$) и температура поверхности твердой фазы на участке выпадения меняется слабо, зависимость $k_{wl(s)}$ от T_σ принимаем в линейном приближении. Выражение для интенсивности образования твердой фазы запишется в виде

$$\rho_s^0 \frac{\partial \delta_s}{\partial t} = K (T_e - T_\sigma), \quad \left\| K = \frac{\rho_l^0 D Sh}{2R} \left(\frac{\partial k_{wl(s)e}}{\partial T_\sigma} \right)_{T_e} \right\| \quad (6)$$

где D – коэффициент диффузии; Sh – число Шервуда; $k_{wl(s)e}$ – равновесная концентрация тяжелой компоненты в пристенном слое.

Исключая из соотношений (5) и (6) значение T_σ , получим

$$\frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \frac{\beta_s (T_0 - T_e) - \beta_w (T - T_e)}{\rho_s^0 [L_s + (\beta_w - \beta_s)/K]} \quad (7)$$

При этом значение температуры на поверхности твердой фазы определяем из выражения

$$T_\sigma = \frac{\beta_w T + K L T_e - \beta_s T_0}{\beta_w + K L - \beta_s}.$$

На рис.1 приведена эволюция парафиновых отложений во времени, рассчитанная по формуле (7) совместно с уравнениями (1) – (3). Полученные расчетные профили по форме и темпам роста соответствуют промысловым данным.

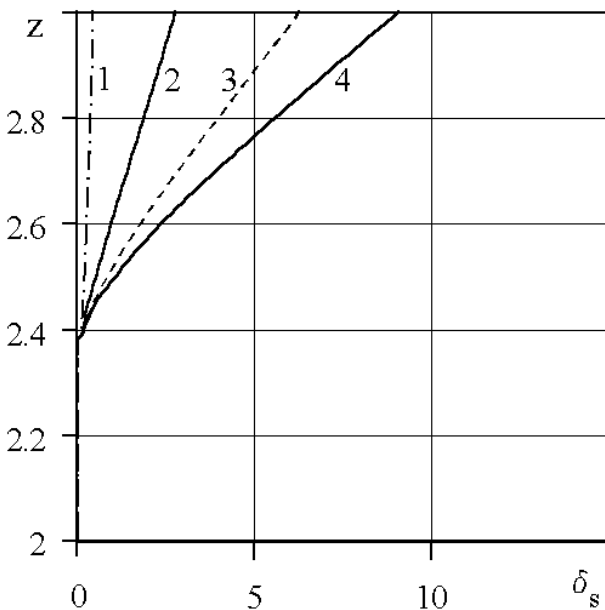


Рис. 1. Профилограмма отложений парафина на внутренних стенках подъемной колонны на верхнем участке скважины в различные моменты времени. Линии 1, 2, 3, 4 соответствуют $t = 4, 8, 10$ и 11 суток.

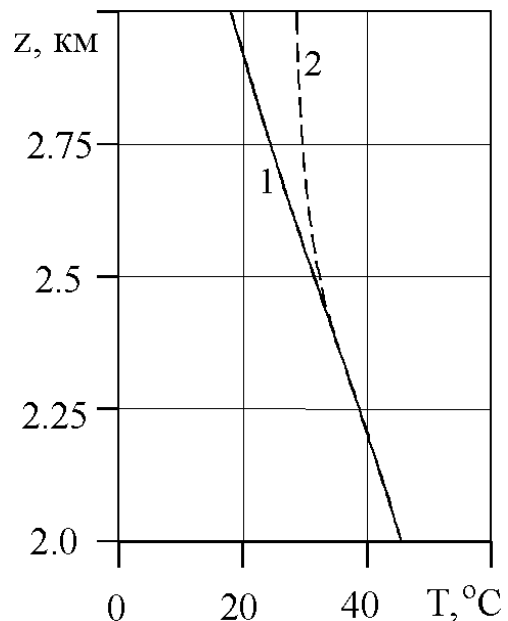


Рис. 2. Распределение средней температуры газожидкостного потока по высоте скважины на верхнем ее участке. Линия 1 соответствуют случаю, когда на стенках подъемной колонны нет парафиноотложений; линия 2 - присутствует слой парафиноотложений толщиной в 1 мм.

Таким образом, предлагаемые схемы позволяют определить толщину отложений нефтяных парафинов на внутренних стенках подъемной колонны скважины в различные моменты времени с начала работы скважины.

Численные расчеты, а также промысловая практика, показывает, что во всем интервале скважины, где температура внутренней поверхности подъемной колонны становится ниже температуры начала кристаллизации парафина T_c , за короткое время образуется слой парафиновых отложений небольшой толщины. Это способствует некоторой стабилизации температурной обстановки внутри скважины, т.е. парафиновые отложения оказывают некоторое теплоизолирующее воздействие (рис.2). Однако если не принять никаких мер, будет происходить постепенное наращивание парафиновых отложений. По мере сужения проходного сечения канала увеличивается скорость нарастания парафиновой пробки. Причем, наибольшая интенсивность роста толщины отложений получена в наиболее узком сечении канала (рис.1, данный факт отмечен и в работе [1]). Также расчеты показали, что температуры газожидкостного потока и внутренней стенки НКТ с ростом отложений снижаются, хотя следовало бы ожидать, что парафиновые отложения окажут дальнейшее теплоизолирующее воздействие, и темпы их дальнейшего роста снизятся. По-видимому, здесь вступает в действие другой конкурирующий фактор, а именно: давление с ростом отложений увеличивается и это приводит, при неизменных устьевом давлении и температуре на забое скважины, к снижению температур. Также надо учитывать, что процесс "склероза" скважины приводит к снижению дебита и тем самым к большему остыванию продукта скважины из-за уменьшения линейных скоростей фаз.

Как показывает промысловая практика [7] для удаления отложений толщиной в несколько миллиметров, например, растворителями, требуется достаточно большое время. Таким образом, из допустимых средств борьбы с парафиновыми отложениями, в первую очередь, необходимо рассмотреть превентивные, способные при тщательной реализации технологии применения обеспечить предупреждение выпадения парафина на стенках подземного оборудования.

Как показывает практика, единственным универсальным средством предупреждения парафинообразования является сохранение в подъемной колонне скважины оптимального температурного режима (температура стенки подъемной колонны должна быть выше температуры начала кристаллизации парафина). В этой связи в качестве одного из превентивных методов борьбы с парафиновыми отложениями может служить комплекс мероприятий по снижению теплопередачи через систему труб скважины (рис.3).

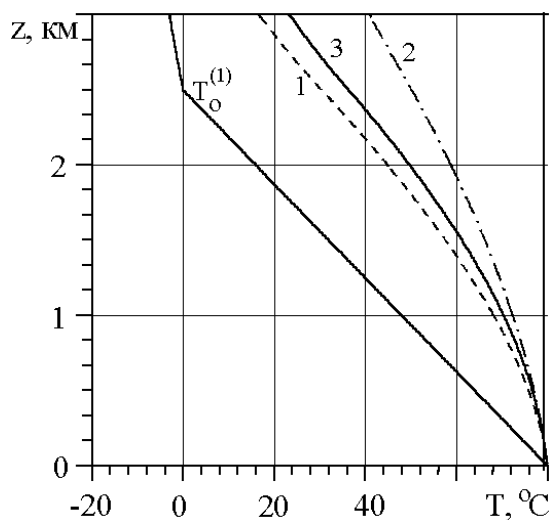


Рис. 3. Распределение средней температуры газожидкостного потока по скважине в зависимости от рода и состояния вещества в межтрубном пространстве скважины. Линии 1, 2 и 3 соответствуют случаям, когда межтрубное пространство заполнено: жидкостью (нефтью), газом и газом, находящимся в состоянии термогравитационной конвекции. $T_0^{(1)}$ - геотермальная температура.

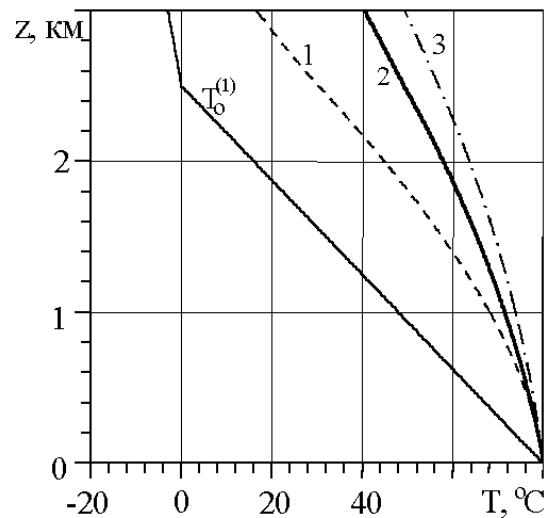


Рис. 4. Распределение средней температуры газожидкостного потока по скважине в зависимости от толщины dh теплоизолирующего материала (пенополиуретан, $\lambda = 0,0067$ Вт/(м К)) на внешней границе подъемной колонны. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют $dh = 0, 5$ и 10 мм; остальной объем межтрубного пространства заполнен нефтью.

Существенно улучшить температурную обстановку в подъемной колонне позволяет использование теплоизолированных труб (рис.4). Также эксплуатация скважин с теплоизоляционными трубами значительно увеличивает время задержки протаивания мерзлого грунта, что благоприятным образом влияет на устойчивость скважины и прискважинного оборудования. Негативной стороной использования теплоизолированных труб является то, что изготовление подобных труб довольно сложно и не всегда экономически оправдано.

На основе второй схемы (1)-(3), (7) было проведено численное исследование влияния дебита и проходного сечения подъемных труб скважины на интенсивность парафинизации.

Данное исследование показало, что с уменьшением дебита скважины интенсивность роста парафиновых отложений возрастает. Этому обстоятельству можно дать следующее объяснение: продукт скважины, двигаясь медленнее (уменьшаются линейные скорости фаз), отдает за время подъема к устью большее количество теплоты в окружающую горную породу. Температура газожидкостного потока по высоте скважины снижается (рис.5), тем самым провоцируется более быстрый рост парафиноотложений.

Установлено, что интенсивность парафинизации с уменьшением диаметра подъемных труб (при прочих равных условиях) увеличивается, хотя протяженность парафиноопасного интервала несколько снижается.

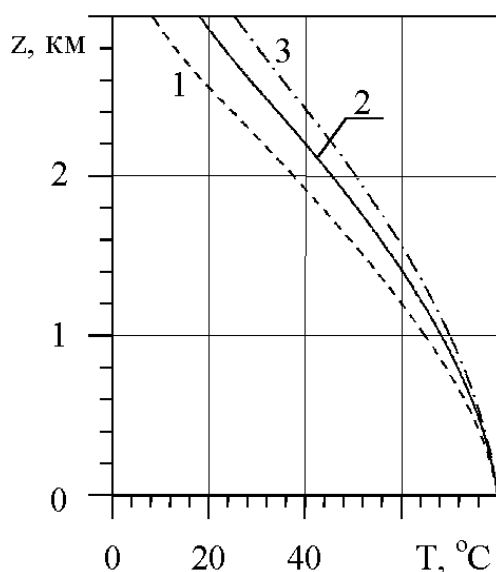


Рис. 5. Распределение средней температуры газожидкостного потока по скважине в зависимости от дебита m скважины. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют $m = 25, 40$ и 55 т/сут.

Список литературы

- [1] Мазепа Б.А. *Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования*. Наука, Москва, 1966.
- [2] Непримеров Н.Н. *Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти*. Изд-во Казанского университета, Казань, 1958.
- [3] Нигматулин Р.И. *Динамика многофазных сред*. Наука, Москва, 1987.
- [4] Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. *Температурные процессы в действующих скважинах*. Изд-во Казанского университета, Казань, 1977.
- [5] Тронов В.П. *Механизм образования смоло-парафиноотложений и борьба с ними*. Недра, Москва, 1970.
- [6] Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях. *Прикладная механика и техническая физика*, **38**, №2, 1997, 125-134.
- [7] Черемисин Н.А. *Исследование механизма образования парафино-гидратных пробок в нефтяных скважинах с целью совершенствования методов борьбы с ними*. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук, Тюмень, 1992.
- [8] Myrum T.A., Thumma S. Freezing of a paraffin flow downstream of an abrupt expansion. *Int. J. Heat and Mass Transfer*, №2, 1992, 421-431.