

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСПО В СКВАЖИНЕ

NUMERICAL MODELING OF THE FORMATION OF ASPHALT, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS IN A WELL

A. Kabirov

A. Wolf

M. Zaboieva

Al-Hamzah Abdulnaser Faisal

Summary. The article provided a mathematical description of the mechanism for the formation of paraffin in the well string. An algorithm for calculating the intensity of the formation of paraffin deposits was implemented in the MathCAD program. Next, using the 4th order Runge-Kutta method, the evolution of paraffin deposits and temperature on the surface of the solid phase was calculated. Based on the data obtained, dependence graphs were constructed.

Keywords: modeling, ASPO, well.

Кабилов Алексей Наильевич

Аспирант, Тюменский индустриальный университет
aleksey.cabirov@yandex.ru

Вольф Альберт Альбертович

Кандидат физико-математических наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет
albert_volf@mail.ru

Забоева Марина Ивановна

Кандидат технических наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет
zaboevami@tyuiu.ru

Аль-Хамзах Абдулнасер Файсал

Аспирант, Тюменский индустриальный университет
alhamzahabdo2022@gmail.com

Аннотация. В статье было осуществлено математическое описание механизма образования АСПО в подъемной колонне скважины. В программе MathCAD был реализован алгоритм вычисления интенсивности образования парафиновых отложений. Далее с помощью метода Рунге-Кутты 4-го порядка был произведен расчет эволюции парафиновых отложений и температуры на поверхности твердой фазы. По полученным данным были построены графики зависимости.

Ключевые слова: моделирование, АСПО, скважина.

Введение

Асфальтосмолопарафиновые отложения, осаждающиеся на металлических поверхностях промышленного оборудования, препятствуют добычи нефти и осложняют эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Основными компонентами АСПО являются парафино-нафтеносодержащие углеводороды, конденсированные в асфальтеновых кластерах, образующие в присутствии смол асфальтеновые коллоиды [5]. Асфальтеновые ассоциаты существенно влияют на парафинизацию скважин, так как с одной стороны не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпасть из потока, а с другой стороны сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб.

Стадии образования и роста АСПО:

1. Зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов;
2. Осаждение мельчайших кристаллов на поверхности металла;
3. Осаждение более крупных кристаллов на запарафиненную поверхность.

Основными факторами, влияющими на АСПО, являются:

1. Снижение давления на забое и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
2. Интенсивное газовыделение;
3. Уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
4. Изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
5. Состав углеводородов в каждой фазе смеси;
6. Соотношение объема фаз [4];

Литературный обзор

Исследования В.П. Тронева показали, что наиболее вероятным механизмом образования АСПО (в дальнейшем будем называть парафин) на внутренних стенках подъемной колонны скважины является кристаллизационный механизм, т.е. в условиях, когда газожидкостный поток в состоянии транспортировать тяжелые компоненты (предшественники твердой фазы — парафина), формирование и дальнейшее наращивание парафиновых отложений происходят за счет роста кристаллов непосредственно на поверхности подземного оборудования [3]. В процессах роста твердой фазы на стенках

скважины участвуют диффузионный и термодиффузионный переносы тяжелых углеводородных компонент к твердой поверхности.

Нахождение величины интенсивности образования парафиновых отложений (Finding the intensity of the formation of paraffin deposits)

Для величины интенсивности образования парафиновых отложений запишем:

$$j_s = \frac{2\rho_s^0 D}{R(1-\alpha)}(k_{l(s)} - k_{l(s)e}), \frac{d\delta_s}{dt} = \frac{j_s}{\rho_s^0}, \quad (1)$$

где δ_s — толщина парафиновых отложений; R_0 — внутренний радиус подъемной колонны; $R = R_0 - \delta_s$; j_s — интенсивность образования парафиновых отложений, отнесенная к единице площади твердой фазы; ρ_s^0 и ρ_l^0 — плотность твердой и жидкой фаз; D — коэффициент диффузии; $k_{l(s)}$ и $k_{l(s)e}$ — соответственно среднemasсовая концентрация тяжелого компонента в жидкости и его равновесная концентрация при температуре, равной температуре поверхности твердой фазы T_s ; t — время; α — объемное газосодержание [1].

На основе уравнения Шредера для зависимости $k_{l(s)e}$ от T_s можно использовать выражение $k_{l(s)e} = k_{l(s)e}^* \exp\left(-\frac{T_s^*}{T_s}\right)$, где $k_{l(s)e}^*$ и T_s^* — эмпирические аппроксимационные параметры [1].

Определение толщины парафиновых отложений из соотношения (1) представляется затруднительным, поскольку необходимо знать величину среднemasсовой концентрации тяжелой компоненты $k_{l(s)}$. На практике более удобным представляется нахождение интенсивности образования твердой фазы, зная температуры потока, стенок труб скважины и т.д., поскольку для их вычисления есть более или менее отработанные методики [2].

Выражение для интенсивности образования твердой фазы (1) в предположении, что истощение тяжелой компоненты отсутствует ($k_{l(s)} = \text{const}$) и температура поверхности твердой фазы на участке выпадения меняется слабо, можно переписать в виде

$$\frac{d\delta_s}{dt} = \frac{\beta_s(T_0 - T_e) - \beta_w(T - T_e)}{\rho_s^0 L + \left\| \frac{\beta_w - \beta_s}{K} \right\|}, \quad (2)$$

$$K = \frac{2\rho_l^0 D}{R(1-\alpha)} \left(\frac{\partial k_{l(s)e}}{\partial T_s} \right)_{T_e}, \quad \beta_s = \frac{\lambda_s}{R * \ln\left(\frac{R}{R_0}\right)}$$

где λ_s — коэффициенты теплопроводности и парафина; T , T_0 и T_e — соответственно температура газонефтяного

потока, температура внутренней стенки подъемной колонны скважины и температура начала кристаллизации тяжелого компонента; 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 [1].

Параметр K с учетом зависимости $k_{l(s)e}^*$ от T_0 можно записать в следующем виде:

$$K = \frac{2\rho_l^0 D k_{l(s)e}^*}{R(1-\alpha) T_e^2} \exp\left(-\frac{T_s^*}{T_e}\right)$$

Значение температуры на поверхности твердой фазы определяем из выражения

$$T_s = \frac{\beta_w T + K L T_e - \beta_s T_0}{\beta_w + K L - \beta_s} \quad (3)$$

Здесь L — удельная теплота парафинообразования.

Расчет эволюции отложений АСПО во времени (Calculation of the evolution of paraffin deposits over time)

Исходные данные, использованные для расчета, были взяты согласно геолого-промысловой информации месторождения «Х» и представлены в таблице 1.

Параметр	Ед. изм.	Значение
L	м	2000
R	м	0,0315
λ_1	Вт/(м*К)	0.15
λ_s	Вт/(м*К)	0.28
λ_g	Вт/(м*К)	0.035
α	—	0,007
ρ_s^0	кг/м ³	910
ρ_l^0	кг/м ³	860
$k_{l(s)e}^*$	—	109
T_s^*	—	6700
T_e	К	293
T	К	294,4
T_0	К	290,7

Для определения $\frac{d\delta_s}{dt}$ применяем метод Рунге-Кутты 4 порядка.

$$P(x, \delta) = \frac{\frac{\lambda_s}{(R - \delta) \cdot \ln\left(\frac{R - \delta}{R_0}\right)} \cdot (T_0 - T_e) - \left(\frac{1}{\frac{R_0 - \delta}{2} \left(\frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_g \cdot Nu}\right)}\right)^{-1} \cdot (T - T_e)}{\rho_s^0 \cdot \left[L + \frac{\left(\frac{1}{\frac{R_0 - \delta}{2} \left(\frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_g \cdot Nu}\right)}\right)^{-1} - \frac{\lambda_s}{(R - \delta) \cdot \ln\left(\frac{R - \delta}{R_0}\right)}}{\frac{2\rho_l^0 D k_{l(s)e}^* \exp\left(-\frac{T_s^*}{T_e}\right)}{R(1 - \alpha) T_e^2}} \right]}$$

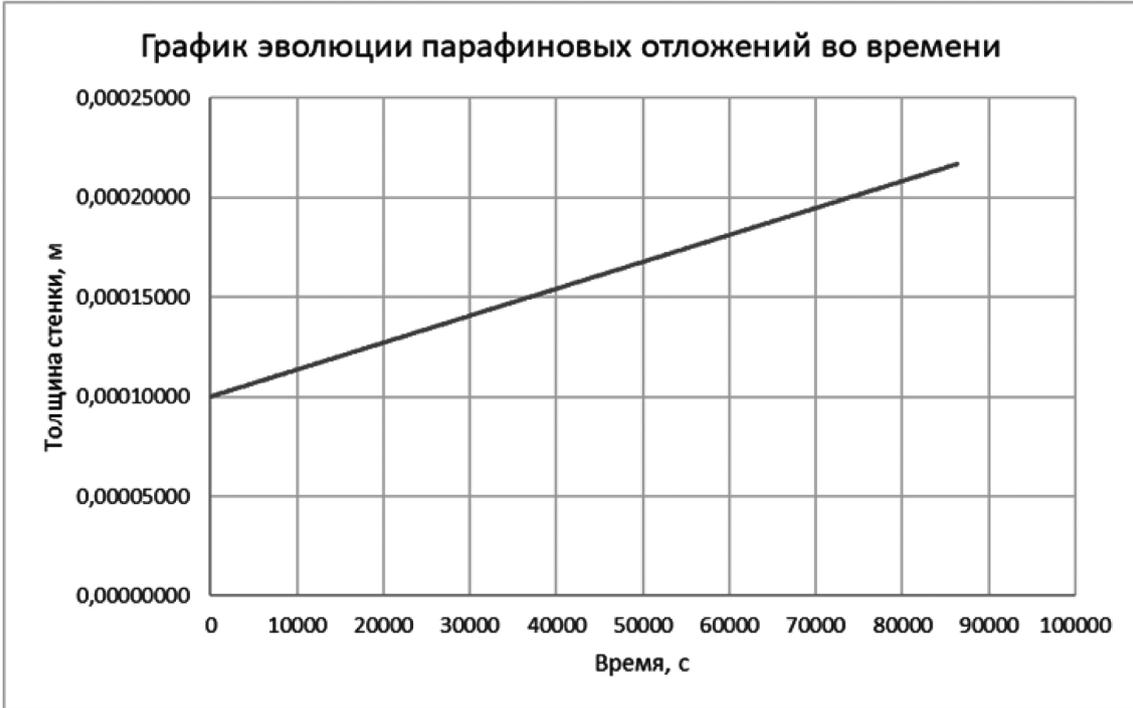


Рис. 1. График эволюции парафиновых отложений во времени

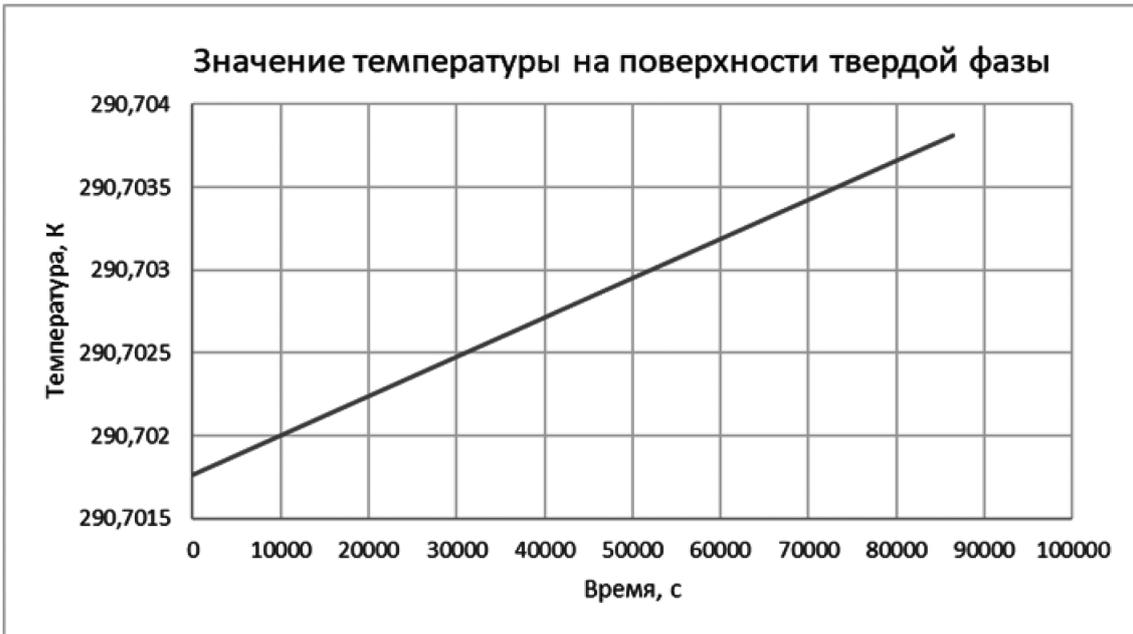


Рис. 2. График зависимости температуры на поверхности твердой фазы от времени

Графики эволюции парафиновых отложений во времени и значения температуры на поверхности твердой фазы представлены на рисунках 1 и 2.

Заключение

Была получена математическая модель образования АСПО в стволе скважины, с помощью метода

Рунге-Кутта 4-го порядка был произведен расчет эволюции парафиновых отложений и температуры на поверхности твердой фазы. По полученным данным были построены графики зависимости. С течением времени температура возрастает, так как диаметр колонны уменьшается и скорость потока возрастает, из-за чего увеличивается трение о стенку (поверхность твердой фазы).

ЛИТЕРАТУРА

1. Мусакаев Н.Г. Механика многофазных сред: течения газожидкостных смесей в каналах: учебное пособие для вузов/Н.Г. Мусакаев. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: Издательство Юрайт, 2022. — 148 с. — Текст: непосредственный.
2. Бабенко К.И. Основы численного анализа. М: Наука, 1986
3. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. М.: Бином, 2007.
4. Oliver C. Mullins, Andrew E. Pomerantz, A. Ballard Andrews, Julian Y. Zuo. Asphaltenes Explained for the Nonchemist // *Petrophysics* : статья. — 2015. — Т. 56, № 3. — С. 266–275
5. Mansoori Ali. G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposites in oil wells and pipelines // *Socar proceedings*. — НИПИ «Нефтегаз», 2010. — № 4. — С. 12–23. — ISSN 2218-6867

© Кабиров Алексей Наильевич (aleksey.cabirov@yandex.ru); Вольф Альберт Альбертович (albert_volf@mail.ru);
Забоева Марина Ивановна (zaboevami@tyuiu.ru); Аль-Хамзах Абдулнасер Файсал (alhamzahabdo2022@gmail.com)
Журнал «Современная наука: актуальные проблемы теории и практики»