

колонках увеличились. Прирост коэффициента нефтевытеснения в результате фильтрации из первой колонки не наблюдался, для второй колонки составил 2,3 %.

После фильтрации модели пластовой воды в направлении «скважина – пласт» была закачена вторая оторочка кислотной композиции в объеме, равном 0,5 порового объема, которую протолкнули оторочкой воды. После термостатирования в течение 22 часов при температуре 150 °С возобновили фильтрацию модели пластовой воды в направлении «пласт – скважина». Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,25 МПа/м. Прирост коэффициента нефтевытеснения в результате фильтрации из первой колонки не наблюдался, для второй колонки составил 4,6 %.

Анализ компонентов композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента снижается с 6,8 до 5,3 единиц рН, а затем, после нагревания до 150 °С и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав кислотной композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 8,5 единиц рН. Количество карбамида в пробах отобранной воды составляет по итогам эксперимента 55 и 68 % от начального его содержания в композиции по первой и второй колонкам, соответственно, свидетельствуя о небольшой степени гидролиза карбамида.

Таким образом, в результате проведенных лабораторных исследований установлено, что воздействие на пласт кислотной композиции приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения. Прирост коэффициент нефти за счет применением кислотной композиции при 23 °С составил 1,0 и 21,3%, при 150°С – 1,0 и 8,2% по первой и второй колонкам, соответственно.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации».

Литература

1. Алтунина Л.К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В // Георесурсы – 2016, 18(4), ч. 1, – с. 281 – 288.
2. Yakutseni V.P. Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total balance / V.P. Yakutseni, Yu. E. Petrova, A. A. Sukhanov // Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice. – 2007. – No. 2. – P. 1–11.
3. Максудов Р. А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. А. Максудов, Г. И. Орлов, А. В. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 46 – 58.
4. Tarasyuk VM High-viscosity oils and natural bitumens // Ecological Bulletin of Russia. – 2014. – No. 6. – P. 22 – 27.
5. Боксерман А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений/ А.А.Боксерман, Н. Л. Раковский и др. // М.: ВНИИТИ. 1975. – Т. 7. – 87 с.
6. Алтунина Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С. 46 – 52.

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Эккерт А.Ю.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые в производственной среде также часто называют парафином, представляет собой комплексную проблему, сопровождающую промысловых работников в процессе разработки и эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений.

Это связано с фазовыми переходами тяжелых углеводородных компонентов от C16 до C65 из жидкого в кристаллическое (твердое) состояние и образование их осадка на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважинах и стенках промысловых трубопроводов при движении по ним скважинной продукции, представляющей собой многокомпонентную газожидкостную смесь (ГЖС). Главной причиной, почему к проблеме выпадения АСПО привлекается такое широкое внимание, является уменьшение эффективной площади сечения трубопровода, а соответственно и количества транспортируемой продукции.

Без должного подхода к предотвращению и борьбе с парафиноотложением уменьшается межремонтный период скважин, повышается риск выхода из строя насосного оборудования. Все это влечет лишние капиталовложения. Поскольку выпадение АСПО возможно, как в НКТ скважин, так и на любом участке промысловой транспортной системы, проблема парафиноотложения должна рассматриваться комплексно с наибольшим приоритетом теоретическому обоснованию.

Исследованием процесса парафинообразования в разные времена занимались такие видные отечественные деятели науки, как В.П. Тронов, А.Р. Амиров, Л.А. Цветков, Н.Н. Непримеров, зарубежные – Ф.Джессен, М.Пейнадо. Все они сходятся во мнении, что основными факторами, присутствие которых необходимо для начала парафиноотложения, являются:

- наличие в газожидкостной смеси высокомолекулярных углеводородных компонент;

- существование вблизи стенок НКТ и стенок промысловых трубопроводов зон, где температура потока становится меньшей или равной температуре кристаллизации парафина T_c .

Исходя из этого можно заключить, что проблема выпадения АСПО наиболее актуальна для месторождений, находящихся на II–IV стадиях разработки, поскольку свойства пластовой нефти изменяются в процессе разработки и

доля тяжелых компонентов возрастает, а также введение системы воздействия на пласт играет роль в перераспределении температуры в залежи.

Важным аспектом при планировании мероприятий по предотвращению и борьбе с АСПО является интенсивность отложения, которая определяется:

- охлаждением стенок труб ниже температуры начала кристаллизации парафина T_c ;
- состоянием твердой поверхности труб;
- газовым фактором;
- гидро- и теплодинамикой газожидкостного потока.

Экспериментальные исследования парафинообразования показали, что наиболее вероятным механизмом парафинообразования является кристаллизационный механизм, согласно которому при охлаждении жидкого слоя, текущего вдоль стенок трубы, происходит образование частиц твердой фазы и последующий перенос к стенкам, где и происходит накопление.

Движущаяся по стволу скважин и промысловым трубопроводам ГЖС является динамической системой, и методы классической термодинамики не позволяют дать развернутое описание происходящих процессов. Совместное распространение в пространстве теплоты и массы изучает теория тепломассопереноса. Она определяет тепломассоперенос как необратимый процесс переноса в пространстве энергии (теплоты) и массы вещества, возникающий в результате появления в разных областях среды разности температур или концентраций вещества или и того, и другого одновременно.

Теория тепломассопереноса сочетает в себе положения механики сплошных сред, уравнений математической физики, а также термодинамики. Основные уравнения, рассматриваемые в рамках данных дисциплин – это уравнения сохранения масс (закон сохранения массы), импульса (закон сохранения импульса) и энергии (закон сохранения энергии). Рассматриваемая далее задача предполагает течение квазиустановившимся, а температуру в каждом сечении трубы постоянной. Ось z направлена вдоль оси трубы. Применительно к газонефтяным скважинам, промысловым трубопроводам, данные уравнения выглядят следующим образом:

- уравнения сохранения масс. Уравнение (1) выражает закон сохранения массы для всей смеси в целом, а уравнение (2) только для газовой фазы:

$$m_{ж} + m_{г} = m = const; \quad (1)$$

$$k_{ж(r)}m_{ж} + k_{г(r)}m_{г} = m_{г}, \quad (2)$$

где $m_{ж}$, $m_{г}$ – массовые расходы жидкой и газовой фазы соответственно; $k_{ж(r)}$, $k_{г(r)}$ – массовая концентрация газового компонента в жидкой и газовой фазах соответственно.

- уравнение импульса для всей смеси в целом. В уравнении (3) левая часть является градиентом давления по оси трубы. Первое слагаемое в правой части учитывает потери на трение, а второе – на действие массовых сил:

$$\frac{dp}{dz} = -F_w - [\rho_{ж}^0(1 - \alpha) + \rho_{г}^0\alpha]g, \quad F_w = \frac{\lambda_w}{4R} \left(\rho_{ж}^0 \frac{(1 - \varphi)^2}{(1 - \alpha)^2} + \rho_{г}^0 \frac{\varphi^2}{\alpha^2} \right) \omega^2, \quad [R = R_0 - \delta_s], \quad (3)$$

где $\rho_{ж}^0$, $\rho_{г}^0$ – истинная плотность жидкой и газовой фаз соответственно; λ_w – коэффициент трения между потоком и стенкой трубы; R – радиус трубы с учетом толщины отложений парафина (δ_s); R_0 – радиус трубы; α , φ – массовое и объемное газосодержание соответственно, причем они связаны корреляционной зависимостью вида:

$$\alpha = \begin{cases} 0,833\varphi, & \varphi \leq 0,9 \\ \left[0,833 + \frac{0,167}{\rho_{ж}^0(1 - \varphi)/(\rho_{г}^0\varphi)} \right] \varphi, & \varphi > 0,9 \end{cases} \quad \left(\varphi = \frac{m_{г}}{\rho_{ж}^0 + m_{г}} \right) \quad (4)$$

- уравнение притока тепла. В левой части уравнения – количество теплоты, переданное системой при изменении температуры, в правой: первое слагаемое – изменение внутренней энергии газа, второе и третье учитывают испарение нефти и выделение газа при движении по трубе, четвертое – поток тепла через стенки ($Q_w = 2\pi Rq_w$).

$$mc \frac{dT}{dz} = \frac{m_{г}}{\rho_{г}^0} \frac{dp}{dz} + A_{ж} \frac{dk_{ж(r)}}{dz} + A_{г} \frac{dk_{г(r)}}{dz} - Q_w, \quad A_{ж} = m_{ж}(L_{г} - L_{ж}) + \frac{Lm_{ж}}{k_{г(r)} - k_{ж(r)}}, \quad A_{г} = \frac{Lm_{ж}}{k_{г(r)} - k_{ж(r)}}, \quad (5)$$

где $mc = m_{ж}c_{ж} + m_{г}c_{г}$ – удельная теплоемкость системы жидкость–газ; $L_{г}$ – удельная теплота выделения растворенного газа; $L_{ж}$ – удельная теплота испарения нефти; $L = L_{г}k_{г(r)} + L_{ж}k_{ж(r)}$ – удельная теплота испарения всей системы; q_w – интенсивность теплообмена между твердой фазой и стенкой трубы.

Система уравнений (1) – (5) позволяет при заданных начальных и граничных условиях с помощью ЭВМ или численных методов рассчитать поля различных параметров в трубах.

Н.Г. Мускаев и В.Ш. Шагапов в своей работе [4] для интенсивности роста толщины слоя парафина получили зависимость (6). Данная модель учитывает тепловой баланс, а также диффузионные процессы переноса тяжелых компонентов к стенкам трубы:

$$\frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \left[\beta_w(T_c - T) + \lambda_s \frac{T_0 - T_c}{R \ln \left(\frac{R}{R_0} \right)} \right] \left/ \left[\rho_{ж}^0 \left(l^{ls} + \frac{\frac{\lambda_s}{R \ln \left(\frac{R}{R_0} \right)}}{2\rho_{ж}^0 D \left(\frac{\partial k_{ж(r)p}}{\partial T_{\sigma}} \right)_{T_c}} \right) \right] \right., \quad (6)$$

где β_w – коэффициент теплопередачи (зависит от структуры потока); l^{ls} – удельная теплота кристаллизации парафина; λ_s – удельная теплопроводность парафина; $k_{ж(r)p}$ – равновесная концентрация тяжелого компонента в жидкости; D – коэффициент диффузии.

Для описания взаимодействия с окружающей средой рассматриваемая система может быть представлена как совокупность N коаксиальных цилиндров, включающая: трубу с газожидкостной смесью (для скважины: НКТ + затрубное пространство + обсадная колонна) и окружающие породы (для промысловых трубопроводов – грунт). Тогда уравнение для интенсивности теплового потока через стенки можно записать:

$$q_i = 2\pi(T_i - T_0) / \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_i} \ln \left(\frac{R_i}{R_{i-1}} \right), \quad (7)$$

где q_i – интенсивность теплового потока через границу i цилиндра; λ_i и T_i – удельная теплопроводность и температура i слоя соответственно; R_i – радиус i цилиндра; R_{i-1} – радиус $(i - 1)$ цилиндра.

Таким образом проанализирована система уравнений, позволяющая описать процесс выпадения АСПО на стенках скважин и промысловых трубопроводов с точки зрения теории тепломассопереноса, как процесса одновременного распространения вещества и энергии в пространстве.

Данные положения могут быть использованы для детального прогноза глубины, времени, интенсивности образования парафиновых отложений, их геометрических характеристик, а также как отдельное положение при расчете промысловых трубопроводов. Как показывает практика, аналитическое решение подобных систем уравнений весьма затруднительно. Поэтому для получения допустимо приближенных решений рекомендуется использовать компьютерные технологии или численные методы.

Литература

1. Брюханов О.Н., Шевченко С.Н. Тепломассообмен: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 464 с. – (Высшее образование: Бакалавриат)
2. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005 – 254 с.
3. Пустовалов В.М. Моделирование эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненных парафино-солеотложениями (в условиях ТПП «Урайнефтегаз») [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Пустовалов Владимир Михайлович. – Тюмень, 2003. – 206 с
4. Шагапов В.Ш., Мускаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикл. механика и техн. физика. 1997, Т.38, №2. С.125-134
5. Шабаров А.Б., Кислицын А.А. Теория тепломассопереноса в нефтегазовых и строительных технологиях: учеб. пособие для вузов: Тюменский государственный университет. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 332 с. – Серия: Университеты России.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Юлдашбеков Ш.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низким темпом выработки запасов. Становится актуальным вопрос о локализации остаточных запасов нефти, поэтому одним из самых эффективных методов повышения КИН, вовлечение слабодренлируемых и добычи остаточных запасов нефти является бурение боковых стволов скважин малого диаметра.

Остаточные запасы - это запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линз, пропластков или слоях. Остаточные запасы в основном сосредоточены в отдельных изолированных линзах, в застойных зонах пласта [1]. Важно, что для добычи небольших остаточных запасов, бурение новых скважин приведет к увеличению капитальных затрат, потому что участок потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что ведет к огромным затратам и увеличению времени строительства, из-за чего дальнейшая разработка месторождений становится нерентабельной. В связи с этим использование боковых стволов для восстановления нерабочих и низко продуктивных скважин является оптимальным вариантом.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений имеют сложное геологическое строение. Основой сложного геологического строения месторождений севера Красноярского края являются образования осадочных пород палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Добыча флюида происходит с залежей Нижнехетской, Яковлевской и Долганских свит. Все продуктивные пласты-коллекторы относятся к терригенному типу (представлены песчаниками и алевролитами). Песчаники Нижнехетской свиты более сцементированы, цемент глинистый (монтмориллонит, гидрослюда). Флюидоупорами служат аргиллитоподобные глины и углистые аргиллиты с прослоями известняков мощностью 10-15 м.

Учитывая данные факторы, месторождения Красноярского края имеют следующие геолого-физические особенности:

Наличие многолетнемерзлых пород затрудняет как процесс бурения, так и процесс добычи. Низкие температуры верхних пластов ($t_{cp}=12^{\circ}\text{C}$) вызывают осложнения работы оборудования и трудности, возникающие при подъеме флюидов на поверхность.

Сравнительно высокие содержания глинистого цемента – алевролита (до 35 %), а также локальные зоны глинизации. Это приводит к тому, что при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

Технология бурения боковых стволов по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) эффективнее в ситуациях, когда запасы флюида находятся в сложных геологических условиях залегания (Рис.).

Основные геологические критерии для зарезки боковых стволов по классификации TAML: