

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ НЕУСТОЙЧИВЫХ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ В НКТ ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ

Шарипов Т.Р., руководитель отдела нефтегазовых технологий

АНО ВО «Университет Иннополис»

Научный руководитель – Зейгман Ю.В., д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: НКТ, heading, разгазирование, имитационная модель.

SIMULATION MODEL OF UNSTABLE FLOW REGIMES IN TUBING DURING OIL DEGASSING

Sharipov T.R., Head of Oil and Gas Technologies Department

Innopolis University

Scientific advisor – Zeigman Yu.V., Doctor of Technical Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University

Key words: tubing, heading, degassing, simulation model.

Введение. В исследованиях нестационарных режимов работы скважин типа «heading» (см. [1] и библиографию) выделяют три типа неустойчивости: в пласте, насосно-компрессорной трубе (НКТ) и затрубном пространстве. Несмотря на наблюдаемое периодическое снижение уровня жидкости в НКТ, на данный момент отсутствуют описание механизма возникновения и методика прогнозирования пульсационных режимов. В данной работе исследуются процессы разгазирования нефти в НКТ как фактор, способствующий возникновению пульсационных режимов в вертикальных скважинах.

Рассмотрим гладкую НКТ вертикальной нефтяной скважины внутреннего радиуса $r_{\text{СКВ}}$ и глубины $H_{\text{СКВ}}$. Будем предполагать, что пласт работает на упругом режиме [2] (пластовое давление превышает давления насыщения нефти газом) и в начальный момент времени забойное давление превышает давление насыщения. При движении газожидкостной смеси к устью НКТ происходит разгазирование нефти, в результате чего в НКТ образуется некоторый объём недонасыщенной нефти. Проведем оценку, как изменится изотермический гидравлический режим по модели нелетучей нефти [3] при чередовании в НКТ газовой пробки¹, недонасыщенной нефти и пластовой нефти (рис. 1).

Глубину нижней границы газовой пробки обозначим как $H_{\text{ГНК}}$ – граница газонефтяного контакта. После образования газовой пробки глубина от $H_{\text{ГНК}}$ до H по НКТ занята недонасыщенной нефтью. Разобьем диапазон глубин $[H_{\text{ГНК}}; H_{\text{СКВ}}]$ на N сегментов с высотами ΔH_i . Пусть индекс (n) определяет значения параметров в момент времени $n\Delta t$ от начала работы скважины, где Δt – заданный шаг по времени, n – номер шага по времени. Притоком нефти назовем добавление $N + 1$ -го сегмента высотой $\Delta H_N^{(n)} = Q_{\text{нефть}}^{(n)} \Delta t / S$,

¹ Условия перехода от пузырькового к пробковому режиму в данной работе не рассматриваются и освещены в отдельной литературе [4], [5]

где $Q_{\text{нефть}}^{(n)}$ – заданный приток нефти (дебит), $S = \pi r_{\text{СКВ}}^2$ – площадь сечения НКТ. Влияние устьевого давления $P_{\text{уст}}^{(n)}$ учтем уменьшением высоты газовой пробки на заданную величину $\Delta H_{\text{ГНК}}^{(n)}(P_{\text{уст}}^{(n)})$.

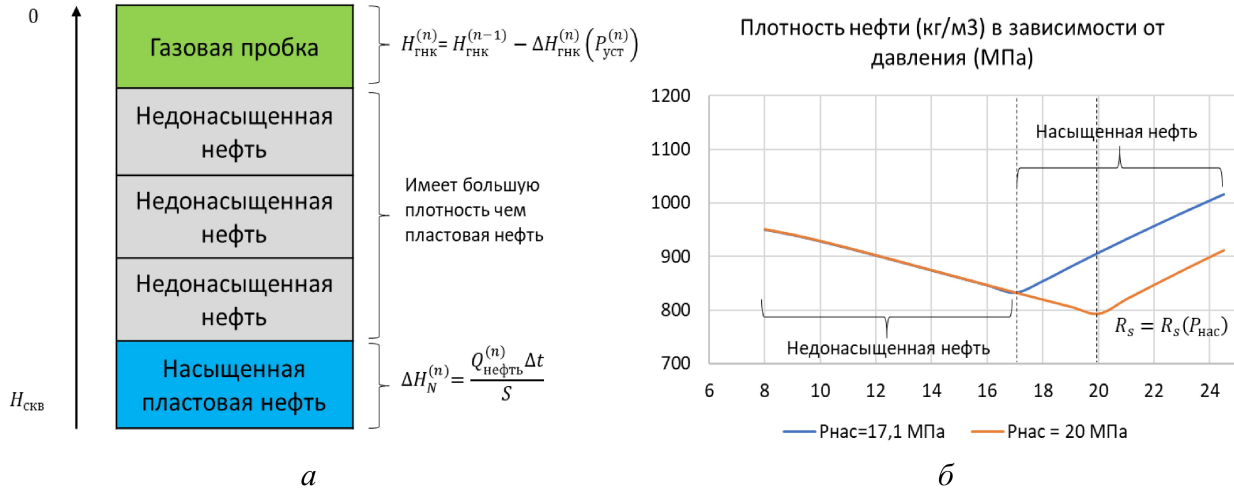


Рис. 1. Схема имитационной модели чередования фаз в НКТ: *а* – гравитационная сегрегация фаз; *б* – характерная зависимость плотности нефти от давления

Сформулируем гипотезу о периодичности изменения забойного давления вследствие вытеснения из НКТ более тяжелой (относительно пластовой) нефти. Мысленный эксперимент показывает, что при $Q_{\text{нефть}}^{(n)} > 0$ по мере уменьшения $H_{\text{ГНК}}^{(n)}$ недонасыщенная нефть не будет дополнительно разгазираться, поскольку увеличивается динамический уровень жидкости за счет притока с забоя. Как показано на рис. 1, чем ниже давление насыщения, тем больше плотность недонасыщенной нефти при давлении выше давления насыщения. Далее, когда газовая пробка будет вытеснена из НКТ, начнется вытеснение сегментов с более тяжелой нефтью, чем притекающая с забоя. Это уменьшит общую массу нефти и может привести к достижению давления насыщения в каждом из сегментов, занятых недонасыщенной или насыщенной пластовой нефтью, и процесс разгазирования возобновится, зацикливая процесс типа «heading».

Соотношения материального баланса для имитационной модели. Запишем соотношения материального баланса в газовой пробке:

$$P_{\text{газ}}^{(n)} = P_{\text{уст}}^{(n)} + \rho_{\text{газ}}(P_{\text{газ}}^{(n)}) g H_{\text{ГНК}}^{(n)}, \quad (1)$$

$$\rho_{\text{газ}}(P_{\text{газ}}^{(n)}) H_{\text{ГНК}}^{(n)} S = m_{\text{газ}}^{(n)}, \quad (2)$$

где $P_{\text{газ}}$ – давление в газовой пробке внутри интервала $[0; H_{\text{ГНК}}]$, Па; g – ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,81$; $\rho_{\text{газ}}(P_{\text{газ}})$ – плотность газовой пробки, кг/м³, $\rho_{\text{газ}}(P_{\text{газ}}) = \rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}} / B_{\text{газ}}(P_{\text{газ}})$; $\rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}}$ – плотность газа в поверхностных условиях, кг/м³; $B_{\text{газ}}(P_{\text{газ}})$ – коэффициент объемного расширения газа; $m_{\text{газ}}$ – масса газовой пробки, кг.

По определению справедливо:

$$H_{\text{СКВ}} = H_{\text{ГНК}}^{(n)} + \sum_{i=1}^N \Delta H_i^{(n)}. \quad (3)$$

Обозначим с индексом $i = \overline{1, N}$ среднее значение параметра в сегменте $\Delta H_i^{(n)}$. Запишем соотношения материального баланса в каждом сегменте с нефтью:

$$P_{\text{нефть},i}^{(n)} = \begin{cases} P_{\text{газ}}^{(n)} + \rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n)}, R_{s,i}^{(n)} \right) g \Delta H_i^{(n)}, & \text{при } i = 1 \\ P_{\text{нефть},i-1}^{(n)} + \rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n)}, R_{s,i}^{(n)} \right) g \Delta H_i^{(n)}, & \text{при } i > 1 \end{cases} \quad (4)$$

$$\rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n)}, R_{s,i}^{(n)} \right) \Delta H_i^{(n)} S = m_{\text{нефть},i}^{(n)} \quad (5)$$

где $P_{\text{нефть},i}$ – давление нефти внутри сегмента $\Delta H_i^{(n)}$, Па; $\rho_{\text{нефть}}(P_{\text{нефть},i}, R_{s,i})$ – плотность нефти, $\rho_{\text{нефть}}(P_{\text{нефть},i}, R_{s,i}) = (\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст.усл.}} + \rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}} R_{s,i}) / B_{\text{нефть}}(P_{\text{нефть},i}, R_{s,i})$, кг/м³; $\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст.усл.}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; $B_{\text{нефть}}(P_{\text{нефть},i}, R_{s,i})$ – коэффициент объемного расширения нефти; $P_{\text{нас},i}^{(n)}$ – давление насыщения, Па; $R_{s,i}$ – газосодержание в нефти, м³/м³, $R_{s,i} = R_{s,i}(P_{\text{нефть},i}, P_{\text{нас},i})$; $m_{\text{нефть},i}$ – масса нефти, кг.

Уравнения (1)–(5) формируют систему $2(N+1)$ уравнений для нахождения $P_{\text{газ}}^{(n)}$, $H_{\text{ГНК}}^{(n)}$, $P_{\text{нефть},i}^{(n)}$, $\Delta H_i^{(n)}$ ($i = \overline{1, N}$) при известных массах газа и нефти.

Построим следующий алгоритм имитационной модели:

- 1) Задаются физико-химические зависимости $R_s(P)$, $B_{\text{нефть}}(P)$, $B_{\text{газ}}(P)$.
- 2) Предполагается, что НКТ заполнена только нефтью (газ в свободном состоянии отсутствует), известны величины $\Delta H_i^{(n-1)}$, $P_{\text{нефть},i}^{(n-1)}$, $R_{s,i}^{(n-1)}$.
- 3) Вычисляется газосодержание при давлении насыщении $R_{s,\text{нас},i}^{(n)} = R_s(P_{\text{нас},i}^{(n)})$. При $n = 1$ для $i = \overline{1, N-1}$ принимается $P_{\text{нас},i}^{(1)} = P_{\text{нефть},i+1}^{(0)}$. При $n > 1$ принимается $P_{\text{нас},i}^{(n)} = \min(P_{\text{нефть},i+1}^{(n-1)}, P_{\text{нас},i}^{(n-1)})$.
- 4) Вычисляется объемная насыщенность выделившегося газа в каждом сегменте с нефтью как объём выделившегося из нефти при снижении с $P_{\text{нас},i}^{(n)}$ до $P_{\text{нефть},i}^{(n-1)}$:

$$S_{\text{газ},i}^{(n)} \equiv \frac{V_{\text{газ},i}^{(n)}}{V_i^{(n)}} = \frac{\rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n-1)}, R_{s,i}^{(n)} \right) - \rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нас},i}^{(n)}, R_{s,i}^{(n)} \right)}{\rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n-1)}, R_{s,i}^{(n)} \right) - \rho_{\text{газ}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n-1)} \right)}, \quad (6)$$

где $V_{\text{газ},i}^{(n)}$ – объем сегмента i , занятый газом, м³; $V_i^{(n)}$ – объем сегмента i , м³, $V_i^{(n)} = \Delta H_i^{(n)} S$;

5) Вычисляется общая масса выделившегося газа (масса газовой пробки) и масса нефти в каждом сегменте (с учетом того, что нефть занимает долю объема $1 - S_{\text{газ},i}^{(n)}$):

$$m_{\text{газ}}^{(n)} = \sum_{i=1}^N S_{\text{газ},i}^{(n)} \rho_{\text{газ}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n-1)} \right) \Delta H_i^{(n-1)} \quad (7)$$

$$m_{\text{нефть},i}^{(n)} = \left(1 - S_{\text{газ},i}^{(n)} \right) \rho_{\text{нефть}} \left(P_{\text{нефть},i}^{(n-1)}, R_{s,i}^{(n-1)} \right) \Delta H_i^{(n-1)} \quad (8)$$

6) Из численного решения, например системы (1)–(5), методами Ньютоновского типа, определяются $P_{\text{газ}}^{(n)}$, $H_{\text{ГНК}}^{(n)}$, $P_{\text{нефть},i}^{(n)}$, $\Delta H_i^{(n)}$ ($i = \overline{1, N}$). Это промежуточное состояние НКТ соответствует перераспределению фаз при неизменных граничных условиях.

7) Задается уменьшение $H_{\text{ГНК}}^{(n)} = H_{\text{ГНК}}^{(n-1)} - \Delta H_{\text{ГНК}}^{(n)} \left(P_{\text{уст}}^{(n)} \right)$. Если $H_{\text{ГНК}}^{(n)}$ становится меньше заданного малого значения $\epsilon > 0$, то выполняется удаление верхнего сегмента с нефтью и смещение оставшихся сегментов $i = \overline{2, N}$ вверх на величину $\Delta H_1^{(n)}$ (для последующих шагов принимается $N = N - 1$).

8) Задается приток нефти – через добавление $j = N + 1$ -го сегмента на забое (в случае $H_{\text{ГНК}}^{(n)} \geq \epsilon$) либо через замещение j -го сегмента (в случае $H_{\text{ГНК}}^{(n)} < \epsilon$) с начальным приближением $\Delta H_j^{(n)} = Q_{\text{нефть}}^{(n)} \Delta t / S$, $P_{\text{нефть},j}^{(n)} = P_{\text{нефть},j-1}^{(n)}$.

9) Вычисляются новые массы газа и нефти аналогично п. 5.

10) Вычисляется новый гидравлический режим аналогично п. 6.

11) Выполняется переход к новому временному шагу ($n = n + 1$) и повторяются шаги начиная с п. 3.

Вычислительный эксперимент. Проведены расчеты (рис. 2) при параметрах $r_{\text{скв}} = 0,086$ м, $H_{\text{скв}} = 1900$ м, $\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст.усл.}} = 865$ кг/м³, $\rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}} = 0,964$ кг/м³, $P_{\text{нас.пласт}} = 24,5$ МПа. Начальное давление в НКТ распределено от 8 МПа до 24,5 МПа, общее число сегментов $N = 19$. На каждом интервале времени задан приток нефти на забое $\Delta H_{\text{ГНК}}^{(n)} \left(P_{\text{уст}}^{(n)} \right) = 30$ м, влияние устьевого давления задано уменьшением массы по закону $\Delta m_{\text{газ}}^{(n)} = 0,9 \Delta m_{\text{газ}}^{(n-1)}$.



Рис. 2. Воспроизведение режима типа «heading» в НКТ

Физико-химические свойства заданы по корреляциям Standing (1947) и Petrosky&Farshad (1993) из программного продукта VisualPVT [6]:

$$R_s(P) = 0,1801 \gamma_{\text{газ}} \left(\frac{P \cdot 10^{0,0169 API - 0,00156 T}}{0,0738} \right)^{1,1128} \quad (9)$$

$$B_{\text{нефть}}(P) = \begin{cases} B_{\text{нас}}(P), & \text{если } P < P_{\text{нас}} \\ B_{\text{нас}}(P) e^{c_{\text{нефть}}(P) \cdot (P_{\text{нас}} - P)}, & \text{если } P \geq P_{\text{нас}} \end{cases} \quad (10)$$

$$B_{\text{нас}}(P) = 0,972 + 0,000147 \left(5,615 R_s(P) \left(\frac{\gamma_{\text{газ}}}{\gamma_{\text{нефть}}} \right)^{0,5} + 2,25 T - 575 \right)^{1,175} \quad (11),$$

$$c_{\text{нефть}}(P) = 1,705 \cdot 10^{-7} \div 0,006895 (R_s(P) \div 0,1801)^{0,69357} \times \\ \times \gamma_{\text{газ}}^{0,1885} API^{0,3272} T^{0,6729} P^{-0,5906}, \quad (12)$$

$$B_{\text{газ}}(P) = 0,014 P^{-0,25},$$

где $\gamma_{\text{нефть}}$ — относительная плотность нефти, $\gamma_{\text{нефть}} = \rho_{\text{нефть}}^{\text{ст.усл.}} / 1000$; $\gamma_{\text{газ}}$ — относительная плотность газа, $\gamma_{\text{газ}} = \rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}} / 1,205$; T — температура в °F (задано 86 °F или 30 °C); API — плотность нефти по API, $API = (141,5 \gamma_{\text{нефть}} - 131,5)$.

Таким образом, с использованием разработанной модели описан и воспроизведен нестационарный новый механизм формирования режима «heading» в НКТ, связанный с цикличностью вытеснения тяжелой разгазированной нефти, которая оттесняется от устья газовыми пробками. Вопрос условия возникновения пробок планируется рассмотреть в рамках более сложных моделей «дрейфа потока» [7] и выйти на обоснование возможности регулирования буферного давления (например, через устьевой штуцер) и перевода скважины из пульсационного режима в стабильный.

Библиографический список

1. Михайлов В.Г., Бикбулатов С.М., Еличев В.А., Литвиненко К.В., Сахнов Р.В. Анализ неустойчивых режимов течения в добывающих скважинах фонтанирующего типа // Нефтегазовое дело. 2006. Т. 4, № 1. С. 81–87.
2. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. М.: Нефть и газ, 1995. Ч. 1. 586 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 128 с.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
5. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Т. I / пер. с англ. М.: Недра, 1980. 374 с.
6. Качалов В.В. Обзор PVT-симуляторов для численного моделирования состояний углеводородов / В.В. Качалов, В.Н. Сокотущенко, А.В. Нечаевский // Системный анализ в науке и образовании. 2018. № 3. С. 7–20.