

Моделирование неустойчивых режимов течения в подъемниках нефтяных скважинах с учетом разгазирования нефти

Т.Р. Шарипов, Руководитель отдела нефтегазовых технологий

АНО ВО «Университет Иннополис», г. Уфа, РФ

В данной работе рассматриваются процессы разгазирования нефти как фактор, способствующий возникновению пульсационных режимов в вертикальных или наклонно-направленных подъемниках (шельфовые скважины, райзеры, насосно-компрессорные трубы/НКТ или затрубное пространство скважин на суше). Цель исследований заключается в описании механизмов, приводящих к процессам типа «Severe slugging» [Ошибка! Источник ссылки не найден., 1] («сильное пробкование»¹, далее SS) и «heading» [см. 1 и цитируемую там литературу], а также в разработке соответствующих математических моделей для условий эксплуатации с отсутствием искусственных источников колебаний – при добыче с постоянной частотой электроцентробежного насоса (ЭЦН) или при фонтанном способе добычи. Данные неустойчивые режимы течения характеризуется циклическими изменениями давления и расходов при определенных соотношениях скоростей жидкости и газа, преимущественно в условиях пробкового режима течения.

С практической точки зрения пульсации давления вызывают вибрации и увеличивают риски нарушения целостности стволов скважин и погружного оборудования. Поэтому при оптимизации добычи стараются уменьшить амплитуду колебаний и повысить их частоту вплоть до перевода скважины в стабильный режим работы, например, с помощью активного дросселирования, газлифта, сепараторов, устройств стратификации потока [3].

Большинство из рассмотренных исследований, посвященных математическим моделям анализа и управления неустойчивыми режимами типа SS или «heading» в нефтяных скважинах, сосредоточены на газожидкостных потоках без учета влияния процессов разгазирования нефти.

Влияние фазовых переходов системы «нефть-газ» на пульсационные процессы предлагается оценить с помощью двух разработанных моделей, объединяющих теорию физико-химических свойств пластовых флюидов и уравнения массопереноса в подъемниках в изотермической постановке.

Первая имитационная модель сегрегации фаз [4] учитывает разгазирование нефти, не учитывает растворение газа в нефти, и призвана

¹ В русскоязычных публикациях термин «Severe slugging» ранее не встречался и его перевод является интерпретацией авторов

концептуально объяснить, как будет вести себя гидравлический режим при чередовании в НКТ газовой пробки, недонасыщенной нефти и пластовой нефти.

Вторая модель является модификацией модели «дрейфа потока» [5] к условиям фазовых переходов и учитывает, как разгазирование нефти, так и растворение газа в нефти. В данном случае в поперечном сечении НКТ может присутствовать и нефти и газ в любом соотношении, что позволяет провести физически достоверное моделирование динамических режимов типа SS при различных пластовых и устьевых условиях.

Модифицированная модель «дрейфа потока»

Записывается система уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{S_{\text{нефть}} v_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_{\text{газ}}}{B_{\text{газ}}} + R_s \frac{S_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{S_{\text{газ}} v_{\text{газ}}}{B_{\text{газ}}} + R_s \frac{S_{\text{нефть}} v_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст.усл.}} \left(\frac{S_{\text{нефть}} v_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) + \rho_{\text{газ}}^{\text{ст.усл.}} \left(\frac{S_{\text{газ}} v_{\text{газ}}}{B_{\text{газ}}} + R_s \frac{S_{\text{нефть}} v_{\text{нефть}}}{B_{\text{нефть}}} \right) \right) + \frac{\partial P}{\partial z} = \\ = - \sum_{k=\text{нефть,газ}} S_k \rho_k g \sin(\theta) - \lambda \frac{\rho_{\text{смесь}} v_{\text{смесь}} |v_{\text{смесь}}|}{d_{\text{СКВ}}} \\ S_{\text{нефть}} + S_{\text{газ}} = 1 \end{array} \right. \quad (1)$$

где $t \in (0, T]$ – время (T – общее расчетное время); $z \in [0, L]$ – координата по длине ствола скважины ($L_{\text{СКВ}}$ – длина ствола скважины); P – давление; S_k, v_k, B_k – насыщенность, скорость и коэффициент объемного расширения фазы $k = \text{нефть, газ}$ соответственно; R_s – газосодержание нефти, $\rho_k^{\text{ст.усл.}}$ – плотность фазы $k = \text{нефть, газ}$ в стандартных/поверхностных условиях; g – ускорение свободного падения; $\theta = \theta(z)$ – переменный угол наклона ствола скважины от горизонтали; $d_{\text{СКВ}}$ – внутренний диаметр ствола скважины; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $\rho_{\text{смесь}} = S_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}} + S_{\text{газ}} \rho_{\text{газ}}$ – плотность смеси, $v_{\text{смесь}} = S_{\text{нефть}} v_{\text{нефть}} + S_{\text{газ}} v_{\text{газ}}$ – скорость смеси.

Наличие газожидкостного потока в стволе скважины характеризуется эффектом проскальзывания газовой фазы относительно жидкости согласно модели «дрейфа потока» в пузырьковом и пробковом режимах течения:

$$v_{\text{газ}} = C_0 v_{\text{смесь}} + v_{\text{дрейф}}, \quad (4)$$

где C_0 – профильный параметр, получаемый из профилей скорости и газонасыщенности, $v_{\text{дрейф}}$ – скорость проскальзывания газа относительно жидкости (нефти в рассматриваемом случае).

Для расчета C_0 используются зависимости:

$$C_0 = \frac{A}{1 + (A - 1)\beta^2}, \beta = \frac{S_{\text{газ}} - B}{1 - B},$$

где параметры A и B задаются из условия $B < \frac{2-A}{A}$.

Для расчета $v_{\text{дрейф}}$ используются зависимости:

$$v_{\text{дрейф}} = \delta(\theta) \frac{\sqrt{\rho_{\text{нефть}}}(1 - S_{\text{газ}}C_0)C_0K(S_{\text{газ}})v_c}{\sqrt{\rho_{\text{газ}}}S_{\text{газ}}C_0 + \sqrt{\rho_{\text{нефть}}}(1 - S_{\text{газ}}C_0)},$$

$$K(S_{\text{газ}}) = \begin{cases} \frac{1,53}{C_0}, \text{ если } S_{\text{газ}} \leq a_1 \\ K_u(D^*), \text{ если } S_{\text{газ}} \geq a_2 \\ \text{Линейная интерполяция между } \frac{1,53}{C_0} \text{ и } K_u(D^*), \text{ если } a_1 < S_{\text{газ}} < a_2 \end{cases},$$

$$D^* = \left(\frac{g(\rho_{\text{нефть}} - \rho_{\text{газ}})}{\sigma_{\text{газ-нефть}}} \right)^{1/2} D,$$

$$v_c = \left(\frac{\sigma_{\text{газ-нефть}}g(\rho_{\text{нефть}} - \rho_{\text{газ}})}{\rho_{\text{нефть}}^2} \right)^{0.25},$$

$$\delta(\theta) = \sqrt{\sin(\theta)(1 + \cos(\theta))^2}.$$

где $K_u(D^*)$ – «критическое число Кутателадзе», зависящее от безразмерного диаметра трубы D^* согласно табл. 1; v_c – характеристическая скорость, определяющая скорость движения маленького пузырька газа (пузырька Тейлора) в жидкости; $\sigma_{\text{газ-нефть}}$ – коэффициент межфазного поверхностного натяжения между газом и нефтью; $\delta(\theta)$ – корректирующий параметр на угол наклона.

Таблица 1

Зависимость «критического числа Кутателадзе» от безразмерного диаметра трубы

D^*	K_u
2	0
4	1
10	2.1
14	2.5
20	2.8
28	3.0
50	3.2

В работе использовались значения $A=1.2$, $B=0.3$, $a_1 = a_1 = 0.2$, $a_1 = 0.4$, $\sigma_{\text{газ-нефть}}=0.03$ Н/м.

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления использовалась корреляция Zigrang and Sylvester:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \ln \left(\frac{2\Delta}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \ln \left(\frac{\Delta}{3.7} + \frac{13}{Re} \right) \right), \Delta = \frac{e}{d_{\text{СКВ}}},$$

$$Re = \left(\frac{\rho_{\text{смесь}} |v_{\text{смесь}}| d_{\text{СКВ}}}{\mu_{\text{смесь}}} \right), \mu_{\text{смесь}} = S_{\text{нефть}} \mu_{\text{нефть}} + S_{\text{газ}} \mu_{\text{газ}},$$

где e – абсолютная шероховатость стенок ствола подъемника, Re – число Рейнольдса для смеси, $\mu_{\text{смесь}}$ – вязкость смеси.

В системе уравнений (1) набор переменных ($P, S_{\text{газ}}, v_{\text{смесь}}$) выбран в качестве независимого за счет пересчета $S_{\text{нефть}} = 1 - S_{\text{газ}}$. Физико-химические свойства $B_k(P)$, $R_s(P)$, $\mu_k(P)$ ($k = \text{нефть, газ}$) зависят от давления P и могут задаваться как аналитически, так и табличными данными, например, в формате гидродинамического симулятора Eclipse [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

В качестве граничных условий задается постоянное буферное давление $P_{\text{буф}}$ на устье подъемника и постоянный приток нефти $Q_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}}$ или газа $Q_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}}$ в поверхностных условиях в нижней части подъемника.

Системы дифференциальных уравнений (1) аппроксимировалась методом контрольных объемов на так называемой разнесенной разностной сетке, когда давление и насыщенности относятся к центру контрольного объема, а скорости – на грани контрольного объема.

Отметим также, что набор неизвестных не является постоянным, поскольку возможно переключение переменных с газонасыщенности S_g на газосодержание R_s при отсутствии свободного газа и обратно. Это ключевой момент для учета процессов растворения газа в нефти.

Была разработана программа для ЭВМ [6] и проведены расчеты при выводе НКТ на режим пропусканием пластового газа через столб нефти высотой 700 м (приток нефти из пласта не задавался) при следующих параметрах: $\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 859.6261$ кг/м³, $\rho_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1.1552$ кг/м³; $r_{\text{СКВ}} = 114$ мм; $L_{\text{СКВ}} = 1000$ м; $P_{\text{буф}} = 5, 10, 12$ бар; $Q_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 0$; $Q_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1000$ м³/сут; зависимость физико-химических свойств от давления

задавалась характерной для месторождений Западной Сибири в формате ключевых слов Eclipse «PVTO» и «PVDG» [Ошибка! Источник ссылки не найден.]; начальная глубина газонефтяного контакта 300 м; шаг расчетной сетки 10 м.

Анализ результатов расчетов, в том числе примера на рисунке 1 показывает, что:

1. Локальный максимум забойного давления соответствует состоянию, когда весь газ из пласта растворился в нефти;
2. Процесс снижения забойного давления связан с выталкиванием нефти на устье (сверху – только нефть, снизу – свободный газ + насыщенная нефть);
3. Локальный минимум забойного давления соответствует состоянию, когда свободный газ достиг устья;
4. Процесс роста забойного давления связан с падением нефти к забою и последующей сегрегацией фаз.

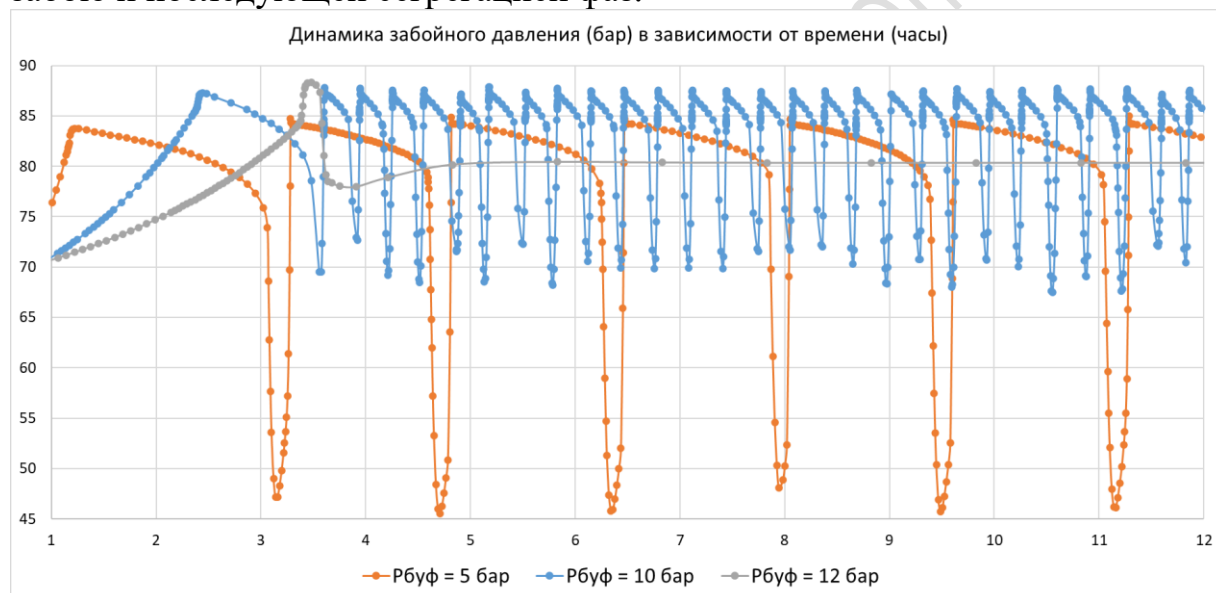


Рисунок 1 – Результаты вычислительного эксперимента с варьированием буферного давления (управление дросселированием)

На основании проведенных вычислительных экспериментов можно сделать следующие выводы:

- С увеличением противодействия увеличивается частота пульсаций и уменьшается амплитуда SS, что согласуется с графиками и выводами работы [Ошибка! Источник ссылки не найден.] на основе экспериментов на специализированной установке.
- С увеличением газосодержания нефти при одинаковых геометрических параметрах и граничных условиях увеличивается амплитуда колебаний и уменьшается частота SS. Аналогичных опубликованных экспериментальных, теоретических или численных исследований не найдено.

- Работа открывает новые возможности для прогнозирования и управления неустойчивыми режимами течения SS или «heading».

Литература

1. Comprehensive review of severe slugging phenomena and innovative mitigation techniques in oil and gas systems / U. Alameedy, A. Al-Sarkhi, G. Abdul-Majeed. – Текст : непосредственный // Chemical Engineering Research and Design. – 2025. – Vol. 213. – P. 78–94. – DOI: 10.1016/j.cherd.2024.11.034.
2. Progress and outlook on severe slugging mitigation techniques for offshore hydrocarbon production: A systematic review // S. Chen, L. Zeng, Z. Zhang, Y. Xiacong. – Текст : непосредственный // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 246. – P. 213546. – DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213546.
3. Анализ неустойчивых режимов течения в добывающих скважинах фонтанирующего типа / В. Г. Михайлов, С. М. Бикбулатов, В. А. Еличев [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 81–87.
4. Critical review & comparison of severe slugging mitigation techniques / V. Banjara, E. Pereyra, C. Avila, C. Sarica. – Текст : непосредственный // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 228. – P. 212082. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212082.
5. Имитационная модель неустойчивых режимов течения в НКТ при разгазировании нефти / Т. Р. Шарипов. – Текст : непосредственный // Золотухинские чтения. Нефть, газ и энергетика в Арктическом регионе: материалы III Международной научно-практической конференции (16–18 апреля 2025 г.).
6. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells / J. A. Holmes. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 1998. – Vol. 22. – P. 1570–1584. – DOI: 10.2118/186105-PA.
7. Семейство симуляторов ECLIPSE. – Текст : электронный – URL: <https://digital.slb.ru/products/eclipse/> (дата обращения 19.11.2025).
8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2015617579. Программа моделирования динамических потоков в системе пласт-скважина ESPUD / Т. Р. Шарипов. – Опубл. 15.07.2015. – Текст : непосредственный.
9. Effect of the operation pressure on severe slugging in a gas-liquid two-phase flow in the pipeline-riser system / Y. Chang, B. Huang, Q. Xu [и др.]

– Текст : непосредственный // Ocean Engineering. – 2025. – Vol. 317. – P. 120071. – DOI: 10.1016/j.oceaneng.2024.120071.

ТОЛЬКО ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ