

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕУСТОЙЧИВЫХ РЕЖИМОВ
ТЕЧЕНИЯ В ПОДЪЕМНИКАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН****Т.Р. Шарипов****(руководитель отдела нефтегазовых технологий
(АНО ВО «Университет Иннополис»))**

Аннотация: 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). Для детального моделирования использована модель «дрейфа потока». С помощью разработанной методики проведены вычислительные эксперименты и показано, что регулирование буферного давления (например, через устьевой штуцер) позволяет подавить амплитуду пульсаций и перевести скважину в стабильный режим работы. Это открывает возможности для практического управления эксплуатационными параметрами скважин в условиях активного разгазирования нефти.

Ключевые слова: нефтяные скважины, пульсации давления, heading, severe slugging, моделирование.

**INTERPRETATION AND PREDICTION OF UNSTABLE FLOW REGIMES IN OIL
WELL LIFT PIPELINES****T.R. Sharipov***(Innopolis University)*

Abstract: This paper examines oil degassing processes as a factor contributing to the occurrence of pulsation regimes in vertical or directional wellbore systems (offshore wells, risers, tubing, and onshore well annulus). A "drift flux" model was used for detailed modeling. Using the developed methodology, computational experiments were conducted, demonstrating that regulating the buffer pressure (e.g., through a wellhead choke) can suppress the pulsation amplitude and restore the well to a stable operating mode. This opens up opportunities for practical management of well performance parameters under conditions of active oil degassing.

Keywords: oil wells, pressure pulsations, severe slugging, heading, severe slugging, modeling.

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 [3]. Большинство из рассмотренных исследований, посвященных математическим моделям анализа и управления неустойчивыми режимами типа SS или «heading» в нефтяных скважинах,

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

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 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.

Была разработана программа для ЭВМ [6] и проведены расчеты при вывода НКТ на режим пропусканием пластового газа через столб нефти высотой 700 м (приток нефти из пласта не задавался) при следующих параметрах: $\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 859.6261 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1.1552 \text{ кг/м}^3$; $r_{\text{скв}} = 114 \text{ мм}$; $L_{\text{скв}} = 1000 \text{ м}$; $P_{\text{буф}} = 5, 10, 12 \text{ бар}$; $Q_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 0$; $Q_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; 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 контакт 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.

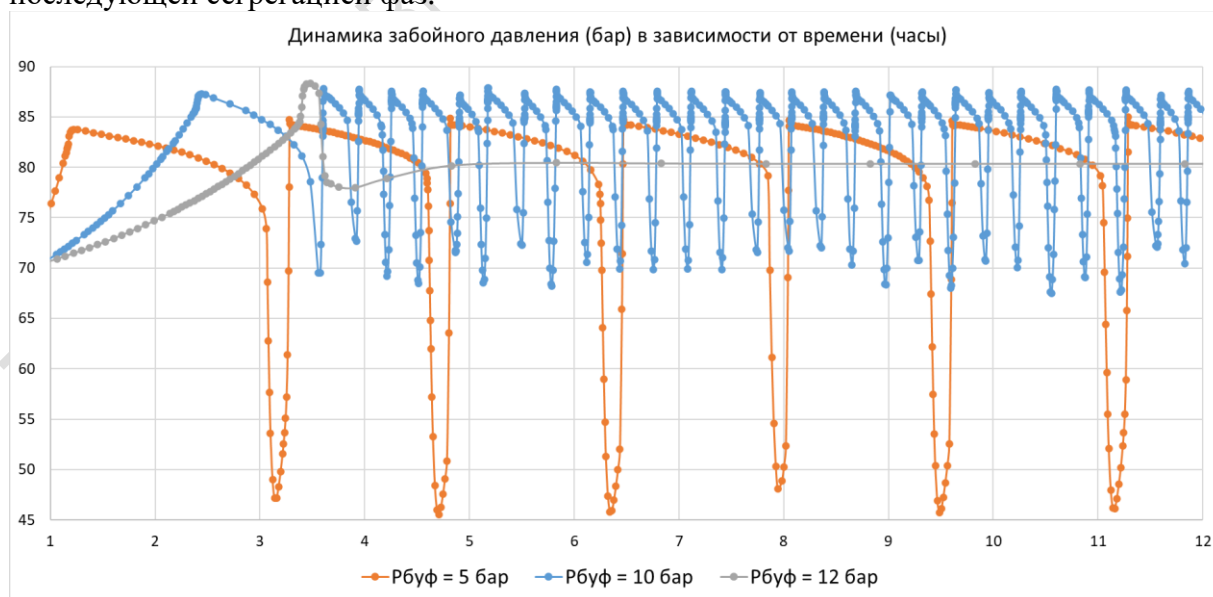


Рисунок 1 – Результаты вычислительного эксперимента с варьированием буферного давления (управление дросселированием)

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. Alameedy, U. Comprehensive review of severe slugging phenomena and innovative mitigation techniques in oil and gas systems / U. Alameedy, A. Al-Sarkhi, G. Abdul-Majeed. – Chemical Engineering Research and Design. – 2025. – Vol. 213. – P. 78–94. – DOI: 10.1016/j.cherd.2024.11.034.
2. Chen, S. Progress and outlook on severe slugging mitigation techniques for offshore hydrocarbon production: A systematic review / S. Chen, L. Zeng, Z. Zhang, Y. Xiaocong. – Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 246. – P. 213546. – DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213546.
3. Михайлов, В. Г. 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. Banjara, V. Critical review & comparison of severe slugging mitigation techniques / V. Banjara, E. Pereyra, C. Avila, C. Sarica. – Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 228. – P. 212082. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212082.
5. Шарипов, Т. Р. 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. Holmes, J. A. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells / J. A. Holmes – SPE Journal. – 1998. – Vol. 22. – P. 1570–1584. – DOI: 10.2118/186105-PA.
7. Семейство симуляторов ECLIPSE [сайт]. – URL: <https://digital.slb.ru/products/eclipse/> – Текст : электронный.
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.
9. Chang, Y. 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.] – Ocean Engineering. – 2025. – Vol. 317. – P. 120071. – DOI: 10.1016/j.oceaneng.2024.120071.