



ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА МНОГОФАЗНОГО ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ НАКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

Н. А. Бузников¹, В. А. Сулейманов^{*2}

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия;

²Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Specific features of the multiphase fluid subsea pipeline operation at the liquid accumulation mode

N. A. Buznikov¹, V. A. Suleymanov^{*2}

¹«Gazprom VNIIGAZ» LLC, Razvilka, Moscow Region, Russia;

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

ABSTRACT

KEYWORDS

The operation modes of an extensional subsea pipeline of multiphase fluid at the initial stage of the offshore gas condensate field development under the conditions of liquid accumulation are studied. By means of the dynamic simulation of the slug flow mode, the frequency and volume of liquid plugs removed from the pipeline are analyzed as a function of the gas flow rate. It is demonstrated that with a decrease of the gas flow rate, the steady-state hydraulic calculations predict significantly lower values of the liquid volume flow rate at the pipeline outlet compared to the results of the dynamic simulation. The dynamics of the liquid removal from the pipeline with an increase of the gas flow rate is studied. It is shown that the surge liquid volume increases sharply at a rapid growth of the gas flow rate, which leads to restrictions on the increase in the well flow rate.

Subsea pipeline;
Natural gas;
Multiphase fluid;
Liquid accumulation;
Slug flow.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

При подводном обустройстве морских газоконденсатных месторождений продукция скважин в многофазном состоянии транспортируется по трубопроводам на береговые установки подготовки газа. Использование технологии транспорта многофазного флюида по протяженным трубопроводам требует предварительного детального анализа условий бесперебойности потока, а также проведение мероприятий по защите от коррозии и предотвращения гидратообразования [1, 2].

Основное технологическое ограничение при транспорте многофазного флюида связано с возможностью накопления в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы. Режим накопления жидкости возникает при малой загрузке трубопровода в течение длительного времени и сопровождается формированием жидкостных пробок вдоль его трассы. Работа морского трубопровода в режиме накопления жидкости крайне нежелательна, однако такая необходимость может возникать на начальной стадии освоения месторождения, когда не все подводные добычные объекты введены в эксплуатацию. Образование жидкостных пробок сопровождается колебаниями термобарических и расходных параметров, а

также периодическим выносом больших объемов жидкости из трубопровода. Пробковый режим течения многофазного потока приводит к неравномерной нагрузке на береговую пробкоуловитель, расположенный перед входом на установки подготовки газа, а также к возможному нарушению режима работы этих установок. С целью предотвращения и минимизации осложнений необходимо проведение моделирования нестационарных режимов эксплуатации трубопровода при малых расходах газа.

Трудность моделирования транспорта многофазного флюида связана с недостаточной точностью определения фактических границ перехода между различными режимами течения потока, что особенно проявляется при исследовании нестационарных режимов эксплуатации трубопроводов. В настоящее время разработано несколько коммерческих программных продуктов, позволяющих проводить динамическое моделирование транспорта многофазных флюидов, самым известным из которых является программный комплекс OLGA [3]. Сравнение данных промысловых экспериментов и результатов моделирования показывает, что программный комплекс OLGA с достаточной для инженерных приложений точностью описывает режимы транспорта многофазных флюидов в условиях изменяющихся расходных и термобарических параметров [4–6], что позволяет проводить

*E-mail: suleymanov.v@gubkin.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220100638>

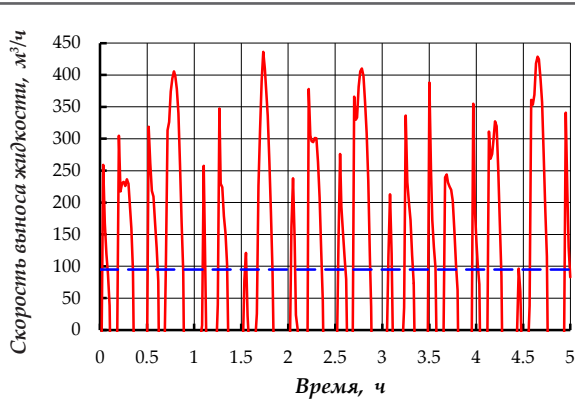


Рис.1. Объемная скорость выноса жидкости из трубопровода в зависимости от времени при расходе газа 3 млн. м³/сут. Пунктирной линией показано значение объемной скорости выноса жидкости q_{st} , полученное в результате стационарных гидравлических расчетов

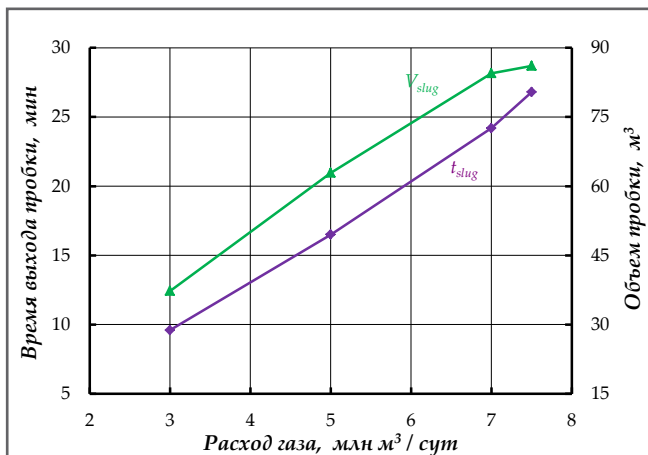


Рис. 2. Среднее время выхода пробки t_{slug} и средний объем пробки V_{slug} в зависимости от расхода газа

анализ различных явлений, возникающих при эксплуатации трубопроводов многофазного транспорта.

В данной работе проведено динамическое моделирование типичных режимов эксплуатации морского трубопровода в условиях накопления жидкости. Проанализированы зависимости частоты и амплитуды жидкостных пробок от расхода газа, и исследована динамика выноса жидкости из трубопровода при увеличении добычи.

Моделирование проводилось для морского трубопровода с внутренним диаметром 565 мм. Протяженность подводного участка – 25 км, а длина сухопутного участка – 15 км. Глубина моря в начале трубопровода равна 75 м, высотная отметка конца трубопровода – 68 м. Угол подъемных участков на подводной части трассы трубопровода не превышает значение 1.1 °С, а сухопутный участок трассы имеет ярко выраженный рельефный профиль с большими перепадами высот.

Температура придонных слоев морской воды полагалась равной минус 1.5 °С, а температура грунта на сухопутном участке – минус 0.5 °С. Давление на выходе трубопровода поддерживалось постоянным и составляло 9.0 МПа. Шероховатость внутренней поверхности стенки труб принималась равной 30 мкм.

Содержание компонентов C_{5+} в транспортируемом

многофазном флюиде составляло 200 г/м³, а потенциальное содержание воды – 10 г/м³. Для предотвращения образования гидратов в трубопроводе в транспортируемый флюид добавлялся моноэтиленгликоль (МЭГ). Массовая концентрация МЭГ в водном растворе в транспортируемом флюиде составляла 65%. Для описания термодинамических и теплофизических свойств флюида использовалось уравнение состояния Соаве–Редлиха–Квонга с объемным сдвигом [7, 8].

Граница перехода в режим накопления жидкости (так называемая минимальная допустимая производительность трубопровода) может быть определена при помощи стационарных гидравлических расчетов [2, 9]. Минимальная допустимая производительность соответствует расходу газа, при котором перепад давления в трубопроводе минимален, и, как показали проведенные расчеты, для исследуемого трубопровода составляет 8 млн. м³/сут. Необходимо отметить, что результаты стационарных гидравлических расчетов для области режима накопления жидкости позволяют определить лишь усредненные значения перепада давления, объема накопленной жидкости в трубопроводе и скорости выноса жидкой фазы. Полученные таким образом значения указанных параметров могут существенно отличаться от фактических значений, поскольку в уравнениях стационарной гидравлики многофазных флюидов отсутствует составляющие, обуславливающие формирование, рост и движение жидкостных пробок по трубопроводу.

Для анализа частоты и амплитуды жидкостных пробок было выполнено динамическое моделирование эксплуатации трубопровода при различных расходах газа меньших минимальной допустимой производительности. В качестве примера на рисунке 1 представлены результаты моделирования изменения со временем объемной скорости выноса жидкости из трубопровода при расходе газа 3 млн. м³/сут в течение 5 ч эксплуатации. Значения объемной скорости выноса жидкости изменяются между максимальными и нулевыми значениями, что связано с неравномерным выходом жидкостных пробок, образующихся вдоль трассы трубопровода. При этом объемная скорость выноса жидкости существенно отличается от значения q_{st} , полученного при помощи стационарных гидравлических расчетов (рис. 1).

На рисунке 2 приведены зависимости от расхода газа среднего времени выхода пробки из трубопровода t_{slug} и среднего объема пробки V_{slug} , полученные в результате динамического моделирования. Следует отметить, что количество пробок, выходящих из трубопровода, немного снижается при увеличении расхода газа. При этом время выхода пробки и ее объем возрастают с увеличением расхода газа (рис. 2).

С точки зрения оценки нагрузки на береговой пробкоуловитель особый интерес представляет величина средней скорости выноса жидкости $q_{slug} = V_{slug} / t_{slug}$ при выходе пробки из трубопровода. На рисунке 3 показаны зависимости q_{slug} и q_{st} от расхода газа. Значения объемной скорости выноса жидкости из трубопровода q_{st} , полученные в результате стационарных расчетов, линейно возрастают с увеличением расхода газа, а средняя скорость выноса жидкости q_{slug} при выходе пробки снижается. При снижении расхода газа разница между значениями q_{slug} и q_{st} резко возрастает, что свидетельствует об увеличении

нагрузки на береговой пробкоуловитель. Таким образом, стационарные гидравлические расчеты предсказывают заниженные значения объемной скорости выноса жидкой фазы из трубопровода по сравнению с результатами динамического моделирования, причем эта разница особенно существенна при малых расходах газа.

Вынос жидкостной пробки из трубопровода сопровождается возрастанием расхода газа на выходе трубопровода Q_{out} . Значения Q_{out} могут существенно отличаться от расхода газа на входе трубопровода Q_{in} . На рисунке 4 приведены рассчитанные зависимости от времени приведенного расхода газа $Q^* = Q_{out} / Q_{in}$ при двух значениях Q_{in} . Амплитуда колебаний расхода газа на выходе трубопровода Q_{out} резко возрастает при снижении Q_{in} . Максимальные отклонения приведенного расхода Q^* отличаются от единицы на 32 и 11 % при расходе газа 3 и 7.5 млн м³/сут соответственно (рис. 4). Большая амплитуда колебаний расхода газа Q_{out} при пробковом режиме течения многофазного потока может приводить к осложнениям в процессе сепарации и в эксплуатации установок подготовки газа.

Результаты динамического моделирования пульсаций давления в трубопроводе при его эксплуатации в режиме накопления жидкости показаны на рисунке 5. При расходе газа близком к минимальной допустимой производительности трубопровода возникают близкие к периодическим колебания перепада давления. При снижении расхода амплитуда колебаний возрастает, а пульсации становятся неперiodическими. Максимальная рассчитанная амплитуда пульсаций перепада давления при расходе газа 3 млн. м³/сут составляет 4.5% (рис. 5).

Следует отметить, что при проведении модельных расчетов для упрощения расход газа на входе в трубопровод полагался постоянным. При этом для газоконденсатных месторождений характерны регулярные флюктуации дебитов скважин, что приводит к дополнительным колебаниям расхода газа в трубопроводе. Такие изменения расхода газа могут приводить к увеличению объемов жидкости, выносимой из морского трубопровода. Кроме того, необходимо учитывать, что любая расчетная методика имеет ограничения при математическом моделировании таких сложных динамических процессов, как образование жидкостной пробки, ее движение вдоль трубопровода, изменение объема пробки и т.д. Тем не менее, как уже говорилось выше, результаты динамического моделирования с помощью современных программных комплексов позволяют с приемлемой точностью оценить частоту и объем пробок, которые поступают на береговые сооружения.

Эксплуатация трубопровода в режиме накопления жидкости может приводить к технологическим осложнениям при необходимости последующего повышения добычи газа. При увеличении расхода газа в трубопроводе происходит вынос больших объемов накопленной в нем жидкости. Для предотвращения переполнения пробкоуловителя перед увеличением расхода газа необходимо провести анализ динамики выноса жидкой фазы из трубопровода и определить оптимальные режимы повышения добычи.

Моделирование динамики выноса жидкости из трубопровода проводилось для случая линейного увеличения расхода газа до 8.5 млн. м³/сут. Были исследованы

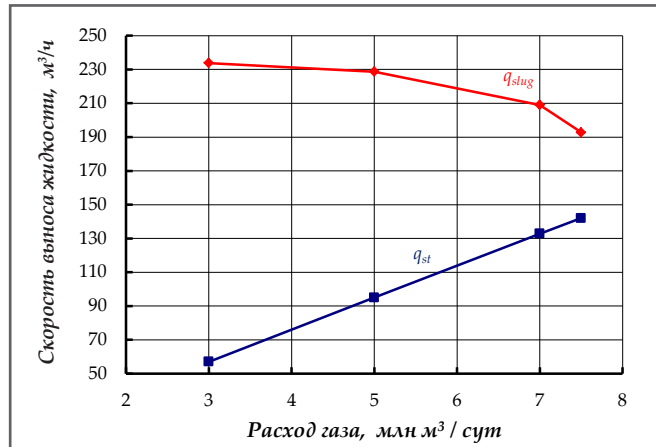


Рис.3. Средняя скорость выноса жидкости в пробке q_{slug} и скорость выноса жидкости q_{st} согласно стационарным гидравлическим расчетам в зависимости от расхода газа

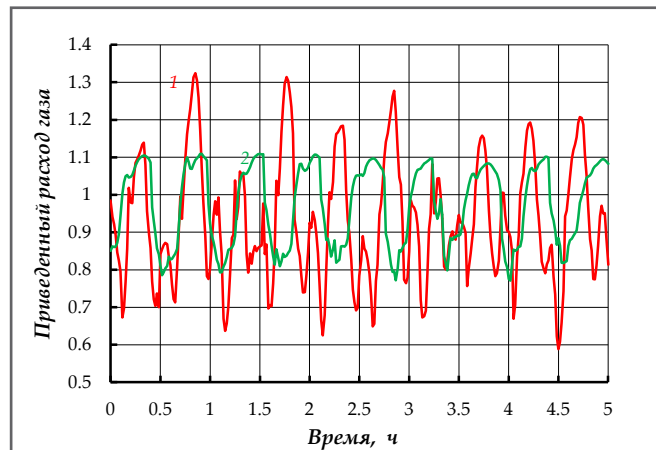


Рис.4. Приведенный расход газа Q^* в зависимости от времени для различных расходов газа на входе трубопровода
1 – 3 млн. м³/сут; 2 – 7.5 млн. м³/сут

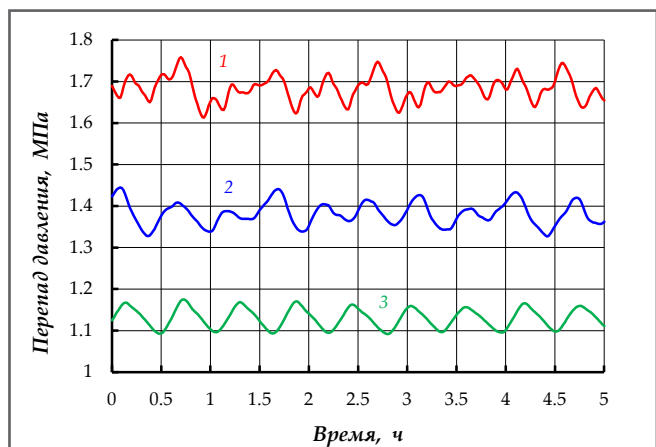
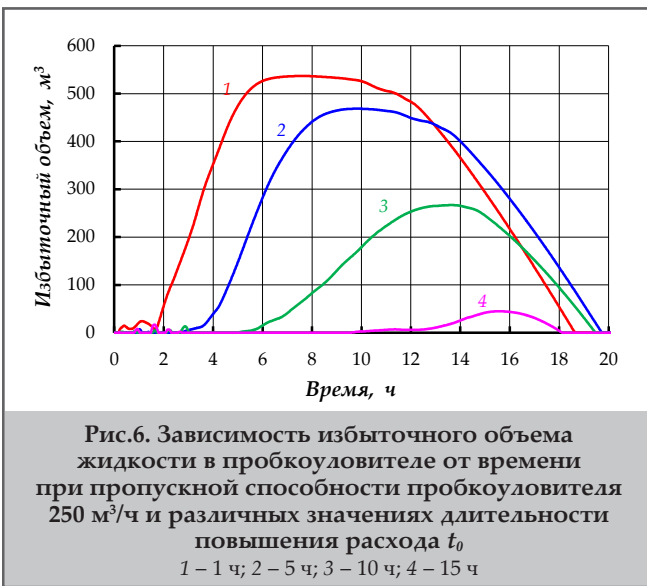
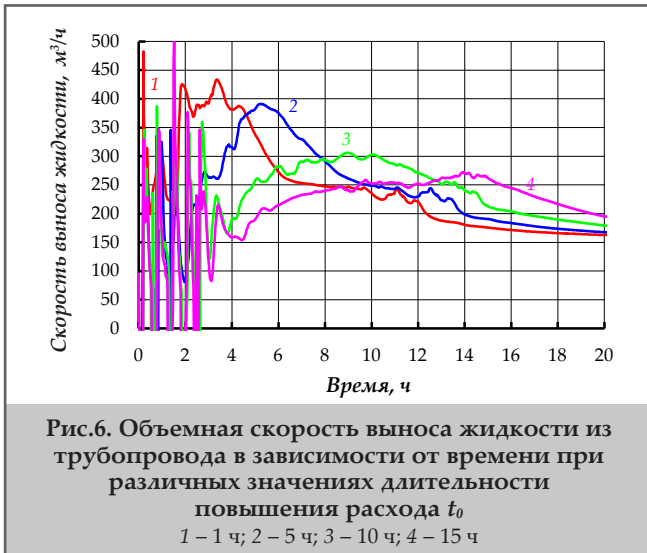


Рис.5. Перепад давления в трубопроводе в зависимости от времени для различных расходов газа
1 – 3 млн м³/сут; 2 – 7.5 млн. м³/сут

различные варианты длительности t_0 повышения расхода газа. В качестве начальных условий принималось, что трубопровод продолжительное время работает в режиме накопления жидкости с постоянным расходом 5 млн. м³/сут. Как показывают результаты стационарных гидравлических расчетов, в этом случае при увеличении



добычи газа объем накопленной в трубопроводе жидкости будет снижаться с 3358 до 1678 м³.

Рассчитанная зависимость объемной скорости выноса жидкости из трубопровода от времени после начала увеличения добычи газа приведена на рисунке 6 для различных значений t_0 . На начальной стадии повышения расхода происходит вынос жидкостных пробок из трубопровода, так как он в это время находится в режиме накопления жидкости. Очевидно, что эта стадия будет более длительной при увеличении времени повышения расхода газа t_0 . На второй стадии увеличения добычи

жидкостные пробки исчезают, и скорость выноса жидкости имеет положительные значения (рис. 6). В это время происходит вынос избыточного объема накопленной жидкости из трубопровода вследствие возрастания скорости газа. При этом максимальная скорость выноса жидкости на этой стадии процесса снижается при увеличении времени t_0 . Выход на установившееся значение объемной скорости выноса жидкости происходит, когда достигаются постоянные значения перепада давления и расхода газа на выходе трубопровода.

При увеличении добычи возникает необходимость отвода больших объемов жидкой фазы из пробкоуловителя. Избыточный объем жидкости в пробкоуловителе зависит от его пропускной способности, определяемой исходя из технологических характеристик оборудования. Значение пропускной способности пробкоуловителя должно превышать с некоторым запасом объемную скорость выноса жидкости при максимальной проектной производительности трубопровода.

Избыточный объем жидкой фазы V_{surge} в пробкоуловителе рассчитывается как интеграл по времени от разности между текущей объемной скоростью выноса жидкости из трубопровода q_{out} и пропускной способностью пробкоуловителя q_{dran} :

$$V_{surge} = \int (q_{out} - q_{dran}) dt \quad (1)$$

Объем жидкости в пробкоуловителе возрастает, когда скорость выноса жидкости из трубопровода превышает скорость отвода жидкости из пробкоуловителя: $q_{out} > q_{dran}$. Если $q_{out} < q_{dran}$, избыточный объем жидкости уменьшается или остается равным нулю.

На рисунке 7 представлены зависимости избыточного объема жидкости в пробкоуловителе от времени при различных значениях длительности повышения расхода газа в трубопроводе. При моделировании принималось, что пропускная способность пробкоуловителя q_{dran} постоянна и равна 250 м³/ч. Жидкость в пробкоуловителе начинает накапливаться через несколько часов после начала повышения добычи. Максимальный накопленный объем жидкости существенно зависит от времени увеличения расхода газа t_0 . Результаты проведенных расчетов показывают, что избыточный объем жидкости в пробкоуловителе резко возрастает при быстром увеличении расхода газа в трубопроводе (рис. 7). Таким образом, динамическое моделирование переходных процессов позволяет определить критическую скорость наращивания добычи газа, превышение которой может привести к переполнению берегового пробкоуловителя.

Выводы

В работе проведено динамическое моделирование режимов эксплуатации морского трубопровода многофазного флюида при малых расходах газа, когда возникают условия для накопления жидкой фазы в трубопроводе, которое сопровождается формированием жидкостных пробок. Пробковый режим течения многофазного потока характеризуется чередованием жидкой и газовой фаз, выносимых из трубопровода. В этом случае результаты стационарных гидравлических расчетов позволяют оценить лишь усредненные значения расходных и термобарических параметров транспорта многофазного флюида.

В то же время динамическое моделирование транспорта многофазного флюида позволяет исследовать частоту и объем жидкостных пробок, выносимых из трубопровода. Показано, что стационарные гидравлические расчеты предсказывают существенно меньшие значения объемной скорости выноса жидкой фазы из трубопровода по сравнению с результатами динамического моделирования. При снижении расхода газа возрастают пульсации перепада давления и амплитуда колебаний расхода газа на выходе трубопровода, что может приводить к повышению нагрузки на прокоуловитель и к осложнениям работы установок подготовки газа.

Также в работе проанализирована динамика выноса жидкости, накопленной в трубопроводе, при повышении добычи газа. Результаты моделирования переходных процессов работы трубопровода показывают, что избыточный объем жидкости в пробкоуловителе резко возрастает при быстром увеличении расхода газа в трубопроводе. Для обеспечения безопасного повышения добычи необходимо следить за тем, чтобы скорость увеличения расхода газа была меньше некоторого порогового значения, определяемого технологическими характеристиками берегового пробкоуловителя.

Литература

1. Bai, Y., Bai, Q. (2005). *Subsea pipelines and risers*. Amsterdam: Elsevier.
2. Харченко, Ю. А., Грищенко, А. И. (2016). Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
3. Bendiksen, K. H., Malnes, D., Moe, R., Nuland, S. (1991). The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Production Engineering*, 6(2), 171–180.
4. Ellul, I. R. (2010, May). Dynamic multiphase simulation – the state of play. PSIG-1005. In: *41th PSIG Annual Meeting*.
5. Belt, R., Djoric, B., Kalali, S., et al. (2011, June). Comparison of commercial multiphase flow simulators with experimental and field databases. BHR-2011-I2. In: *15th International Conference on Multiphase Production Technology*.
6. Aziz, I. A. B. A., Brandt, I., Gunasekera, D., et al. (2015). Multiphase flow simulation – optimizing field productivity. *Oilfield Review*, 27(1), 26–37.
7. Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27(6), 1197–1203.
8. Pénélox, A., Rauzy, E., Fréze, R. (1982). A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8(1), 7–23.
9. Сулейманов, В. А., Бузников, Н. А. (2021). Обеспечение бесперебойности многофазного потока в протяженном морском трубопроводе: влияние состава транспортируемого флюида и профиля трассы трубопровода. *SOCAR Proceedings*, 3, 92-99.

References

1. Bai, Y., Bai, Q. (2005). *Subsea pipelines and risers*. Amsterdam: Elsevier.
2. Kharchenko, Y. A., Gritchenko, A. I. (2016). Hydrodynamic of gas-liquid flow and its application in the development of oil and gas offshore fields. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU).
3. Bendiksen, K. H., Malnes, D., Moe, R., Nuland, S. (1991). The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Production Engineering*, 6(2), 171–180.
4. Ellul, I. R. (2010, May). Dynamic multiphase simulation – the state of play. PSIG-1005. In: *41th PSIG Annual Meeting*.
5. Belt, R., Djoric, B., Kalali, S., et al. (2011, June). Comparison of commercial multiphase flow simulators with experimental and field databases. BHR-2011-I2. In: *15th International Conference on Multiphase Production Technology*.
6. Aziz, I. A. B. A., Brandt, I., Gunasekera, D., et al. (2015). Multiphase flow simulation – optimizing field productivity. *Oilfield Review*, 27(1), 26–37.
7. Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27(6), 1197–1203.
8. Pénélox, A., Rauzy, E., Fréze, R. (1982). A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8(1), 7–23.
9. Suleymanov, V. A., Buznikov, N. A. (2021). Multiphase flow assurance in an extensional subsea pipeline: Effects of the transported fluid composition and the pipeline route profile. *SOCAR Proceedings*, 3, 92-99.

Особенности эксплуатации морского трубопровода многофазного флюида в условиях накопления жидкости

Н. А. Бузников¹, В. А. Сулейманов²

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия;

²Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Реферат

Исследованы режимы эксплуатации протяженного трубопровода многофазного флюида на начальной стадии освоения морского газоконденсатного месторождения, когда добыча газа не обеспечивает равномерный вынос жидкости из трубопровода. Используя динамическое моделирование пробкового режима течения многофазного потока, проведен анализ частоты и объема жидкостных пробок, выносимых из трубопровода, в зависимости от расхода газа. Продемонстрировано, что при уменьшении расхода газа стационарные гидравлические расчеты предсказывают существенно меньшие значения объемной скорости выноса жидкой фазы из трубопровода по сравнению с результатами динамического моделирования. Исследована динамика выноса жидкости, накопленной в трубопроводе, при повышении добычи газа. Показано, что избыточный объем выносимой жидкости резко возрастает при быстром увеличении расхода газа в трубопроводе, что накладывает ограничения на увеличение скорости отбора скважинной продукции.

Ключевые слова: морской трубопровод; природный газ; многофазный флюид; накопление жидкости; пробковый режим течения потока.

Çoxfazlı flüidlər üçün dəniz boru kəmərinin maye yığılması şəraitində istismarının xüsusiyyətləri

N.A. Buznikov¹, V.A. Süleymanov²

¹«Gazprom VNIIGAZ» MMC, Razvilka, Moskva vilayəti, Rusiya;

²İ.M.Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU), Moskva, Rusiya

Xülasə

Dəniz qaz-kondensat yatağının mənimsənilməsinin ilkin mərhələsində (qaz hasilatının mayenin boru kəmərinə muntəzəm çıxarılmasını təmin etməyi bir vaxtda) çoxfazlı flüid boru kəmərinin istismar rejimləri tədqiq edilmişdir. Çoxfazlı axının tıxac rejiminin dinamik modeləşdirilməsindən istifadə edilərək, qazın sərfindən asılı olaraq maye tıxaclarının tezliyinin və həcmının təhlili aparılmışdır. Göstərilmişdir ki, qaz sərfi azaldığı zaman stasionar hidravlik hesablamalar dinamik modeləşdirmə nəticələri ilə müqayisədə maye fazasının boru kəmərinə həcmi çıxarılması sürətinin qiymətlərinin əhəmiyyətli dərəcədə aşağı olacağından xəbər verir. Qaz hasilatının artması zamanı boru kəmərinə yığılmış mayenin çıxarılma dinamikası tədqiq edilmişdir. Göstərilmişdir ki, çıxarılan mayenin izafi həcmi boru kəmərinə qaz sərfi sürətlə artdığı zaman kəskin şəkildə artır ki, bu da quyu məhsulunun hasilat sürətinin artmasına məhdudiyətlər qoyur.

Açar sözlər: dəniz boru kəməri; təbii qaz; çoxfazlı flüid; mayenin yığılması; axının tıxac rejimi.