SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ РЕСУРСОВ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Г. Г. Исмайылов[1]*, Э. Х. Искендеров[1], В. М. Фаталиев[1], А. Г. Гурбанов[2], Ф. Б. Исмайылова[1]

[1]*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан;*
[2]*UBOC, Баку, Азербайджан*

Some aspects for improving the efficiency of the development of gas condensate resources in marine conditions

G. G. Ismayilov[1], E. Kh. Iskanderov[1], V. M. Fataliyev[1], A. G. Gurbanov[2], F. B. Ismayilova[1]

[1]*Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan;* [2]*UBOC, Baku, Azerbaijan*

ABSTRACT

The article discusses the hydraulic features of the «well, collection and transport» system and the issue of selecting the diameter of subsea pipelines at given technological limitations, flow rate and pressure at the beginning of export pipeline. Taking into account the interactions of the phases, various options for the hydraulic calculation of multiphase gas-condensate pipelines are analyzed. Provided, that economic considerations for the development of gas condensate resources require a significant revision of some traditional onshore positions in the design of offshore subsea pipelines. Analysis of the functioning of systems for collecting and transporting gas condensate mixtures is considered on the example of the development of the offshore field "Umid" in Azerbaijan, located at a distance of about 40 km from the coast. At the same time, the dynamics of the removal of accumulated fluid from the system of «well, collection and transport» showed a stable picture of preventing the hydrate formation. However, careful study shows that the cycle of accumulation and removal of the liquid phase has cyclic regime where the frequency is measured in days. Such a large frequency is mainly determined due to low condensate ratio as the natural gas. The calculation results showed that, in contrast to a single-phase flow, the distance of the gas-condensate fluid storage can't be increased indefinitely with an increase in the diameter of the pipeline. Also, it is confirmed that the distance of the gas-condensate fluid storage depending on the diameter of the pipeline, taking into account the flow rate and pressure at the beginning, has a certain optimal value, which assures maximum stable operation.

Keywords: gas-condensate resource; subsea pipelines; hydraulic features; multicomponent stream; gas-condensate storage; hydraulic resistance; flow regime.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что впервые нормативные требования к качеству газа, подаваемому в магистральные газопроводы, были сформированы в газовой промышленности бывшего Советского Союза еще в шестидесятые годы прошлого века, когда она начала бурно развиваться [1-3]. С развитием отрасли совершенствовались и нормативные требования [2]. Предложенные нормативы были обоснованы с учетом максимально допустимых давлений в начале и в конце участка магистрального газопровода между компрессорными станциями (КС). Эти параметры определили нормативные требования по предотвращению, в основном, выпадения гидратов по трассам газопроводов, что в целом обеспечило эффективный транспорт углеводородных газов [2, 4].

Однако дальнейшие анализы показывают, что одной из серьезных проблем освоения ресурсов морских нефтяных и газовых месторождений, является большие энергозатраты в системах внутри промыслового сбора и транспорта продукций скважин, обусловленные мультифазностью и многокомпонентностью потоков [5, 6]. Значит, экономические соображения при освоении ресурсов морских месторождений нефти и газа требуют значительного пересмотра некоторых положений при проектировании морских трубопроводов. Прежде всего, это относится к расчету глубины осушки природного газа на морских стационарных платформах (МСП) перед транспортом по трубопроводам, хотя это не легко доступно в действующих МСП [6].

Накопленный опыт эксплуатации показывает, что глубину осушки газа определяет не только температурный режим морского дна по трассе газопровода, но и давление в начале, протяженность и диаметр трубопровода, скорость потока и гидравлические потери по длине трассы [7-9]. В зависимости от удаленности МСП от берега определяется величина давления в начале газопровода, чтобы по возможности избежать необходимости

E-mail: asi_zum@mail.ru
http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400922

строительства промежуточной КС, стоимость которой может существенно повысить общие затраты на освоении газовых и газоконденсатных месторождений.

Стоит отметить, что в настоящее время технические возможности позволяют создать трубопроводы, рассчитанные на давление до 20 МПа (для сравнения укажем, что для магистральных газопроводов на суше стандартное давление на выходе КС обычно не превышает 7.5 МПа), для чего необходимое первоначальное давление обычно создается на МСП с помощью установки мощных компрессоров. Если позволяют начальные давления на устьях скважин месторождения, то срок ввода КС переносится на позднюю стадию разработки месторождения [4]. Ярким примером этому могут служить газовые и газоконденсатные залежи, ныне разрабатываемые в Азербайджанском секторе Каспийского моря. В частности, устьевое давление на газоконденсатном месторождении «Умид» доходит до 50.0 МПа.

Развитие освоения углеводородных ресурсов в Азербайджанском секторе Каспийского моря привёл к необходимости строительства значительных подводных трубопроводов, которые позволяют транспортировать, добываемые углеводороды на берег более экономичным способом. Однако анализ показывает, что в морских трубопроводах, осуществляющих транспортировку смесей, часто нарушается режим транспортировки и происходит не рациональное распределение газожидкостных потоков в сети трубопроводов, которые существенно осложняют процесс [5, 9-11].

Представленная работа посвящена изучению оптимальных значений параметров диаметра трубопроводов и дальности транспортировки многокомпонентных углеводородных продуктов, с учетом термодинамических свойств смесей и особенностей морских условий.

2. Основные характеристики трудностей, возникающих в морских условиях

Как правило, сбор продукции морских скважин производится в сложных рельефных и термогидродинамических условиях. Основной причиной осложнения, связанной с рельефными условиями, является то, что добывающие скважины, пункты сбора и подготовки продукции находятся на разных платформах, а также сборные коллекторы разных платформ имеют спуски в море и подъемы на платформы (рис. 1).

В связи с изменением термогазогидродинамических и рельефных условий, а также в силу мультифазности и многокомпонентности потоков меняется режим течения транспортируемых смесей в трубопроводах. Эти обстоятельства сильно осложняют расчеты режима течения, а также потерю напора по длине трубопроводов сбора и транспорта продукции скважин между МСП и берегом.

В тех случаях, когда глубина обработки газа не обеспечивает его транспортирование в однофазном состоянии, тогда имеем дело с конденсирующим газом. При этом основным фактором, определяющим эффективность работы функционирования газопроводов, является профиль трассы магистрального трубопровода. То есть наличие вертикальных спускных и подъемных участков в составе морских подводных трубопроводов осложняет их гидравлическую характеристику. В итоге, горизонтальные и подъемные участки газопроводов часто заливаются конденсатом, нефтью и водой.

Данное соображение подтверждается практикой эксплуатации подводных трубопроводов сбора и транспортировки продукций скважин на Каспийском море. В случаях совместного транспорта нефтегазовых или газоконденсатных систем между МСП по однотрубной схеме на небольшие расстояния (до 10 км) и на удаленный берег, на расстояния до нескольких десятков километров, часто нарушается нормальный режим работы газотранспортных систем, сопровождающийся определенными специфическими осложнениями и пульсационными явлениями [5, 6, 10]. При этом, в основном, наблюдаются следующие формы мультифазных и многокомпонентных потоков: эмульсионная или диспергированная форма движения и расслоенная форма (обе фазы существуют раздельно). Последняя структурная форма движения реализуется в горизонтальных и слабонаклонных трубопроводах. В восходящих потоках образуется стержневая форма движения (проскальзывание газа). Со временем объем жидкости, накопленный в нижней части трубопровода, увеличивается и присоединяется к потоку под большим перепадом давления. Таким образом, в рабочем режиме трубопровода периодически наблюдаются резкие пульсации и гидроудары.

При расслоенном течении двухфазной смеси в трубопроводе накапливается жидкость и повышается давление транспорта смеси. Чем меньше скорость движения смеси, тем больше жидкости остается в трубопроводе и требуется большее давление в начале трубы для транспорта газа. Поэтому нефтегазосбор требует правильности и обоснованности выбора диаметра трубопровода. В противном случае, чрезмерное завышение диаметра может привести к возникновению дополнительных затрат и возникновению коррозионно-эрозионного разрушения трубопровода, а чрезмерное занижение диаметра – к ограничению отбора углеводорода из добывающих скважин и повышению потери давления.

3. Выбор и обоснование объекта исследования

Из практики известно, что транспорт конденсирующегося газа под давлением 0.8-0.1 МПа обеспечивается на расстояние не более 50-60 км. При увеличении дальности транспортировки природного газа, трубопровод

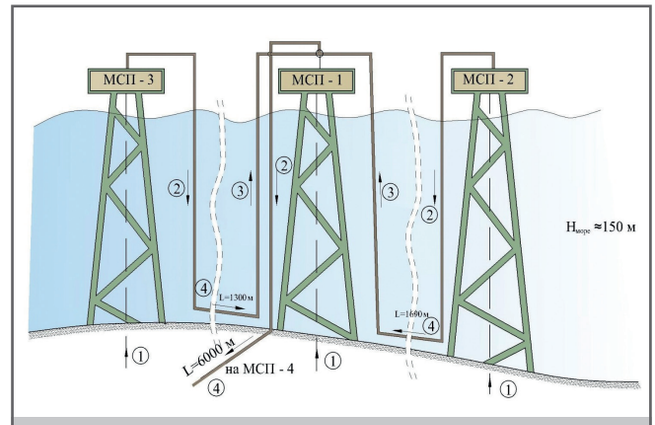

Рис. 1. Принципиальная схема трубопроводов сбора и транспортировки скважинной продукции с морских стационарных платформ
1 - продукция скважин; 2 - спуск в море; 3 - подъемы на платформы; 4 - горизонтальные участки)

Таблица

Физико-химические свойства добываемого конденсата

Обводненность	Плотность, 20 °C, $\rho_{кон}$	Количество,%				Вязкость, (20 °C), сСт	Количество хлористых солей, мг/дм^3	Температура застывания, °C
		Мех.примеси	Парафина	Смолы	Асфальтенов			
следы	810	0.222	28.0	2.0	1.0	7.6	7.314	-3

заливается конденсатом, в результате чего эффективность транспортировки ухудшается и может становиться невозможным [5]. Это усложняется в морских условиях, так как возможности улучшения осушки газа в МСП ограничены. По этой причине при транспортировке газа и газоконденсатных смесей, в основном, соблюдается условие предотвращения образования гидратов. При контролировании процесса в этом режиме, действительно, наблюдается стабильная картина. Однако более глубокий анализ показывает, что цикл накопления и выноса жидкой фазы является продолжительным и занимает более длительное время, как правило, измеряемое сутками. Столь большая разница амплитуды определяется, в основном, малым расходом конденсата.

Учитывая эти нюансы, анализ функционирования системы «скважина, сбор и транспорт» конденсирующего газа был рассмотрен на примере морского газоконденсатного месторождения «Умид», удаленного от берега на расстоянии около 40 км. В начале эксплуатации месторождения газоконденсатная смесь под устьевым давлением (после штуцера) подавалась в подводный газопровод диаметром D = 0.2 м и расходами газа, и конденсата соответственно в среднем 600 тыс. м^3/сут. и 100 м^3/сут.

3.1. Физико-химические и реологические свойства добываемого газа и конденсата

Природный газ месторождения «Умид» имел следующий компонентный состав: C_1 – 93.18; C_2 – 3.82; C_3 – 1.74; C_4 – 0.44; C_{5+} – 0.33; CO_2 – 0.39; N_2 – 0.06 и O_2 = 0.04%. Плотность газа в стандартных условиях составила $\rho_г$ = 0.733 кг/м^3, а физико-химические свойства конденсата, добываемого с месторождения вместе с газом, представлены в таблице. Как видно из таблицы, конденсат не обводненный, но парафинистый (около 28%) и имеет низкую температуру застывания (около – 3 °C).

Помимо физико-химических свойств также проанализированы некоторые особенности реологических характеристик конденсата, которые определялись на ротационном вискозиметре «Reotest-2». Реологические кривые течения безводного конденсата – зависимость напряжения сдвига (τ) от градиента скорости ($\dot{\gamma}$) при температурах 5 и 20 °C представлены на рисунке 2. Как видно из рисунка 2, одним из факторов, влияющих на реологические характеристики неньютоновского конденсата, является температура, которая может существенно изменить его внутреннюю структуру и вязкостные свойства. По этой причине область исследований ограничивается интервалом относительно низких температур (20 и 5 °C), где парафинисто-смолистые составляющие могут существенно влиять на структурно – механические свойства конденсата. Анализ кривых течений конденсата при исследуемых температурах показал их нелинейный характер. Сами кривые, как правило, не проходят через начало координат, то есть имеют тенденцию пересечения оси напряжения сдвига (τ). Причем реологические кривые течения при малых градиентах скорости (приблизительно $\dot{\gamma}$ = 25-30 с$^{-1}$) сильно проявляют нелинейность, которая с дальнейшим увеличением скоростей сдвига выравнивается, трансформируясь приблизительно в прямую линию.

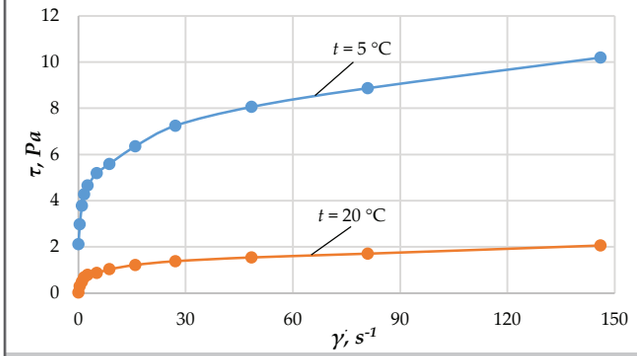

Рис. 2. Кривые течения конденсата при разных температурах

3.2. Динамика изменения давления в трубопроводе

Динамика изменения давления на устье, в начале и в конце газопровода в исследуемый период представлены на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, в силу двухфазности (газ и конденсат) потока, система «скважина, сбор и транспорт» функционирует в пульсирующем режиме. По мере накопления конденсата в стволе и в призабойной зоне скважины, давление на устье (P_y) и в начале ($P_{нач}$) газопровода со временем уменьшается и после достижения критической скорости газа происходит вынос жидкой фазы, что и приводит к резкому повышению P_y и $P_{нач}$. Такой скачкообразный характер изменения в системе наблюдалось в период 200-600 часов и повторялось в этом же интервале времени спустя 3 дня. При этом в рассматриваемый период давление в конце газопровода ($P_{кон}$), то есть у приема сепаратора так же колебалось согласно изменениям давления, как в начале трубопровода.

Таким образом, конденсатный фактор газа, реологические свойства конденсата, межфазные отношения и периодические пульсации в рабочем режиме трубопровода позволяют выбрать газоконденсатное месторождение «Умид» как подходящий объект для дальнейших исследований.

4. Подход к рациональному расчету газоконденсатного трубопровода на примере месторождения «Умид»

На базе вышеприведенных данных и с учетом того, что в рассматриваемом случае газовая фаза является доминирующей, то есть активной дисперсионной средой, трубопровод был рассчитан по известным газовым формулам (как газопровод) с учетом реофизических параметров газа и конденсата [9, 12].

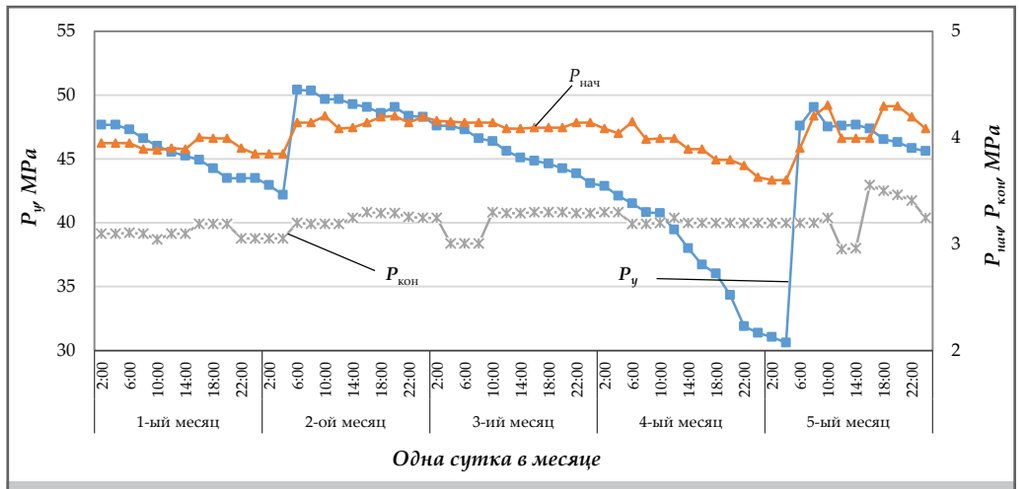

Рис. 3. Кривые течения конденсата при разных температурах

$$P_{нач}^2 - P_{кон}^2 = 561.2 \cdot \frac{Q_r^2 \cdot \lambda \cdot L \cdot \rho_z \cdot T_{ср} \cdot Z}{D^5}$$

где: L и D – соответственно длина и диаметр газопровода, м;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ – соответственно давление в начале и в конце газопровода, Па;

Q^2_r – расход газа в стандартных условиях, м^3/с;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ρ_z – плотность газа в стандартных условиях, кг/м^3;

$T_{ср}$ – средняя температура газа, К;

Z – коэффициент сжимаемости газа;

Коэффициент – 561.2 имеет размерность Па/К.

Гидравлический расчет, исследуемого подводного газопровода, транспортирующего газоконденсатную смесь, был проведен с учетом взаимодействия фаз [13] и согласно исследованиям [8-11, 14]. Расчетный диаметр трубопровода корректировался в зависимости от распределения конденсата и газа на участках трассы газопровода.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления применялись известные формулы однофазной гидравлики с использованием скорости и плотности смеси ($\upsilon_{см}$, $\rho_{см}$), а также вязкости газа с учетом расходного газосодержания.

Каждый раз после предварительного выбора диаметра трубопровода были определены режимы и структурные формы движения газоконденсатных потоков на основе сравнения разности удельных весов ($\gamma_{кон}$–$\gamma_{см}$) фаз с максимальным поперечным градиентом давления (dP/dr). При этом эмульсионная (диспергированная) форма движения наблюдается при $(dP/dr)_{max} > \gamma_{кон}$–$\gamma_{см}$, а расслоенная форма реализуется, как правило, в горизонтальных и слабо наклонных трубопроводах, при условии $(dP/dr)_{max} < \gamma_{кон}$–$\gamma_{см}$.

С учетом изложенного, представленная схема расчёта использована для определения зависимости длины трубопровода (дальности сбора) от диаметра, давления в начале трубы и расхода многокомпонентных смесей на примере газоконденсатного месторождения «Умид».

5. Результаты и анализ расчетов

При различных значениях давления в начале (3.5 и 4 МПа), расхода газа и конденсата, была определена дальность сбора (L) газоконденсатных смесей в зависимости от диаметра (D) трубопровода (рис. 4).

Результаты расчетов показали, что в отличие от однофазного потока, дальность сбора газоконденсатных смесей не может увеличиваться беспредельно с увеличением диаметра трубопровода (рис. 4). При этом дальность сбора газоконденсатной смеси в зависимости от диаметра трубопровода, при заданном расходе и давлении в начале, имеет максимум. Увеличение диаметра выше предела не увеличивает дальность транспортировки.

Изменение дальности сбора газоконденсатных смесей в зависимости от расхода и диаметра газопровода представлена на рисунке 5. Как показано на рисунке, при заданном диаметре и давлении в начале трубопровода (3.5 МПа), дальность транспортировки имеет определенный предел в зависимости от расхода. Например, в частности, дальность сбора газоконденсатной смеси (рис. 5), транспортируемый под давлением 3.5 МПа для диаметров трубопровода D = 0.2; 0.3; 0.4 и 0.5 м, не превышает 30-35 км в зависимости от расхода газа. При этом для дальности выше 35 км необходимо применение трубы с большим диаметром (> 0.05м).

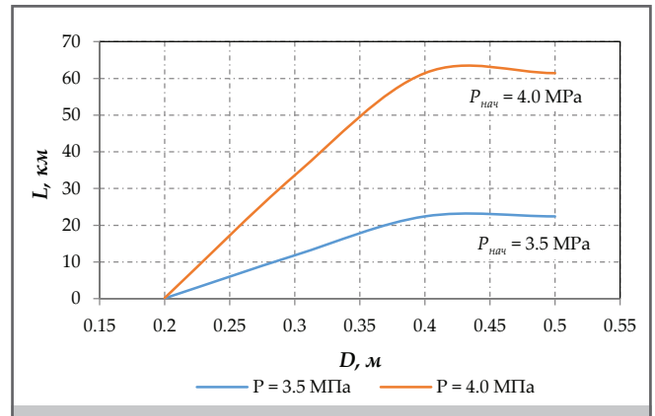

Рис. 4. Изменение дальности сбора газоконденсатных смесей в зависимости от диаметра трубопровода при различных давлениях в начале

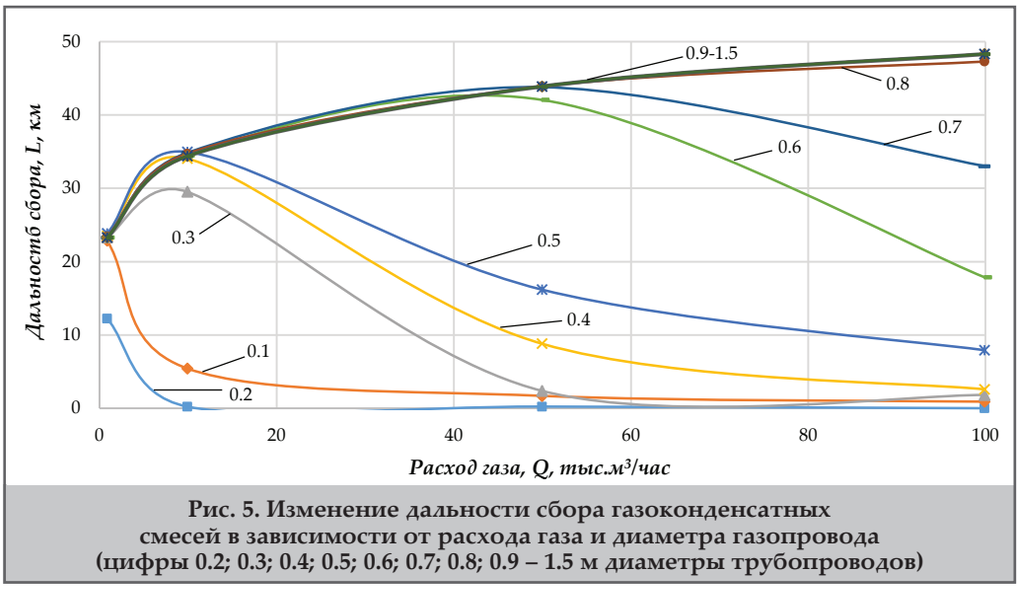

Рис. 5. Изменение дальности сбора газоконденсатных смесей в зависимости от расхода газа и диаметра газопровода (цифры 0.2; 0.3; 0.4; 0.5; 0.6; 0.7; 0.8; 0.9 – 1.5 м диаметры трубопроводов)

Выводы

Анализ практического состояния трубопроводов различных месторождений Каспийского моря показывает, что в силу ряда причин режим работы существующих морских трубопроводов часто нарушается и происходит не рациональное распределение газожидкостных потоков в сети трубопроводов. Определено, что это требует более детального научного подхода к расчёту трубопроводов.

При исследовании для изучения сути проблемы был рассмотрен пример морского газоконденсатного месторождения «Умид», и разработана новая расчетная схема с учетом явлений, происходящих в трубопроводе, транспортирующем газоконденсатную смесь с этого месторождения.

Гидравлический расчет исследуемого подводного трубопровода был проведен с учетом фазовых превращений, реологических свойств, а также межфазных взаимодействий движущегося газоконденсатного потока. Расчетный диаметр трубопровода скорректирован в зависимости от распределения конденсата и газа на участках трассы трубопровода.

Расчеты подтвердили практические наблюдения и показали, что дальность сбора газоконденсатной смеси с учетом расхода и давления в начале имеет определенное оптимальное значение в зависимости от диаметра трубопровода, что обеспечивает максимальный стабильный режим работы.

Литература

1. Мирзаджанзаде, А. Х., Сулейманов, А. Б. (1980). Морской нефти – большое будущее. *Известия ВУЗ-ов «Нефть и Газ»*, 6, 37-40.

2. Вяхирев, Р. И., Никитин, Б. А., Мирзоев, Д. А. (1999). Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. *Москва: Академия горных наук.*

3. Бородавкин, П. П. (2006). Морские нефтегазовые сооружения. *Москва: Недра.*

4. Гусейнов, Ч. С., Иванец, Д. В. (2003). Обустройство морских нефтегазовых месторождений. *Москва: Нефть и газ.*

5. Исмайылов, Г. Г. (2018). Некоторые пути повышения надежности и эффективности функционирования мультифазных трубопроводов. *Материалы IX Международной научно–технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта», Новополоцк.*

6. Ismayilov, G. G., Fataliyev, V. M., Iskenderov, E. Kh. (2019). Investigation the impact of dissolved natural gas on the flow characteristics of multicomponent fluid in pipelines. *Open Physics*, 17, 206-213.

7. Bissor, H. E., Ullmann, A., Brauner, N. (2020). Liquid displacement from lower section of hilly-terrain natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 73, 103046.

8. Сахаров, В. А., Мохов, М. А. (2004). Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках. *Москва: РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина.*

9. Саттаров, Р. М., Киясбейли, Т. Н., Исмайылов, Г. Г. и др. (1990). Методика гидравлического расчета параметров оптимального режима работы морских подводных трубопроводов при совместном движении нефти и газа. *Баку: АзНЕФТЕХИМ.*

10. Гужов, А. И. (1973). Совместный сбор и транспорт нефти и газа. *Москва: Недра.*

11. Мамаев, В. А., Одишария, Г. Э., Клапчук, О. В. и др. (1978). Движение газожидкостных смесей в трубах. *Москва: Недра.*

12. Алиев, Р. А., Белоусов, В. Д., Немудров, А. Г. и др. (1988). Трубопроводный транспорт нефти и газа. *Москва: Недра.*

13. Ситенков, В. Т. (2003). Теория и расчет двухфазных систем. *Нефтегазовые технологии*, 3, 54-59.

14. Лебедева, Е. В., Ситенков, В. Т. (1999). Обоснование механизма взаимодействия фаз в градиентно-скоростном поле. *Химия и технология топлив и масел*, 1, 31-35.

References

1. Mirzajanzadeh, A. H., Suleymanov, A. B. (1980). Marine oil – a great future. *Oil and Gas*, 6, 37-40

2. Vyakhirev, R. I., Nikitin, B. A., Mirzoev, D. A. (1999). Development of offshore oil and gas fields and their development. *Moscow: Academy of Mining Sciences.*

3. Borodavkin, P. P. (2006). Offshore oil and gas structures. *Moscow: Nedra.*

4. Guseynov, Ch. S, Ivanets, D. V. (2003). Offshore oil and gas field development. *Moscow: Oil and Gas.*

5. Ismayilov, G. G. (2018). Some ways to improve the reliability and efficiency of multiphase pipelines. In: *IX International Scientific and Technical Conference «Reliability and safety of main pipeline transport», Novopolotsk.*

6. Ismayilov, G. G., Fataliyev, V. M., Iskenderov, E. Kh. (2019). Investigation the impact of dissolved natural gas on the flow characteristics of multicomponent fluid in pipelines. *Open Physics*, 17, 206-213.

7. Bissor, H. E., Ullmann, A., Brauner, N. (2020). Liquid displacement from lower section of hilly-terrain natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 73, 103046.

8. Sakharov, V. A., Mokhov, M. A. (2004). Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in vertical pipes and field lifts. *Moscow: Gubkin University.*

9. Sattarov, R. M., Kiyasbeyli, T. N., Ismayilov, G. G. et al. (1990). Methodology for hydraulic calculation of optimal operating parameters of offshore subsea pipelines when moving oil and gas combined. *Baku: AzNEFTEKHIM.*

10. Guzhov, A. I. (1973). Joint collection and transport of oil and gas. *Moscow: Nedra.*

11. Mamaev, V. A., Odisharia, G. E., Klapchuk, O. V., et al. (1978). Movement of gas-liquid mixtures in pipes. *Moscow: Nedra.*

12. Aliev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., et al. (1988). Pipeline transport of oil and gas. *Moscow: Nedra.*

13. Sitenkov, V. T. (2003). Theory and calculation of two-phase systems. *Oil and Gas Technologies*, 3, 54-59.

14. Lebedeva, E. V., Sitenkov, V. T. (1999). Justification of the gradient-velocity field phase interaction mechanism. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 1, 31-35.

Некоторые аспекты повышения эффективности освоения газоконденсатных ресурсов в морских условиях

Г. Г. Исмайылов[1], Э. Х. Искендеров[1], В. М. Фаталиев[1], А. Г. Гурбанов[2], Ф. Б. Исмайылова[1]
[1]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан;
[2]UBOC, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассматриваются гидравлические особенности системы «скважина, сбор и транспорт» и вопрос о подборе диаметра подводных трубопроводов, при данных технологических ограничениях, соответствующего текущему объему и давлению в начале экспорта. С учетом взаимодействий фаз анализированы различные варианты гидравлического расчета мультифазных трубопроводов. Указано, что экономические соображения освоения газоконденсатных ресурсов на суше требуют значительного пересмотра при проектировании морских подводных трубопроводов. Анализ функционирования систем сбора и транспортировки газоконденсатных смесей рассматривается на примере освоения морского месторождения «Умид» Азербайджана, удаленного от берега на расстоянии около 40 км. При этом динамика выноса накопленной жидкости из системы «скважина, сбор и транспорт» демонстрировала стабильную картину по предотвращению образования гидратов. Тем не менее, тщательное исследование показывает, что цикл накопления и выноса жидкой фазы является продолжительным и, как правило, измеряется сутками. Столь большая разница определяется, в основном, малым расходом конденсата по сравнению с природным газом. Результаты расчетов показали, что в отличие от однофазного потока, дальность сбора газоконденсатных смесей не может увеличиваться беспредельно с увеличением диаметра трубопровода. При этом дальность сбора газоконденсатной смеси с учетом расхода и давления в начале имеет определенное оптимальное значение в зависимости от диаметра трубопровода, что обеспечивает максимальный стабильный режим работы.

Ключевые слова: газоконденсатный ресурс; подводные трубопроводы; гидравлические особенности; многокомпонентный поток; газоконденсатный сбор; гидравлическое сопротивление; режим течения.

Dəniz şəraitində qaz-kondensat ehtiyatlarının mənimsənilməsinin səmərəliliyinin artırılmasının bəzi aspektləri

Q. Q. İsmayılov[1], E. X. İskəndərov[1], V. M. Fətəliyev[1], Ə. Q. Qurbanov[2], F. B. İsmayılova[1]
[1]Azərbaycan Dövlət Neft cvə Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan; [2]UBOC, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə «quyu, yığım və nəql» sisteminin hidravlik xüsusiyyətləri və texnoloji məhdudiyyətlər nəzərə alınmaqla, nəqlin başlanğıcındakı həcm və təzyiqə uyğun olaraq sualtı boru kəmərlərinin diametrinin seçilməsi məsələsi müzakirə olunur. Fazaların qarşılıqlı əlaqəsini nəzərə alaraq, çoxfazalı boru kəmərlərinin hidravlik hesablanmasının müxtəlif variantları təhlil edilir. Göstərilir ki, dəniz sualtı boru kəmərlərinin layihələndirilməsi, qaz kondensat ehtiyatlarının işlənməsi üçün quruda mövcud olan iqtisadi mülahizələrin əhəmiyyətli dərəcədə yenidən nəzərdən keçirilməsini tələb edir. Qaz-kondensat qarışıqlarının yığılması və nəqli sistemlərinin fəaliyyətinin təhlili Azərbaycanda, sahildən təxminən 40 km məsafədə yerləşən «Ümid» dəniz yatağının işlənməsi nümunəsində nəzərdən keçirilir. Eyni zamanda, yığılmış mayenin «quyu, toplama və daşıma» sistemindən çıxarılmasının dinamikası hidratların əmələ gəlməsinin qarşısının alınmasının sabit mənzərəsini nümayiş etdirmişdir. Bununla belə, dəqiq araşdırmalar göstərir ki, maye fazanın yığılması və çıxarılması dövrü uzundur və bir qayda olaraq, günlərlə ölçülür. Belə böyük fərq, əsasən təbii qazla müqayisədə kondensatın sərfinin kiçik olması ilə müəyyən edilir. Hesablamaların nəticələri göstərir ki, birfazalı axından fərqli olaraq, qaz-kondensat qarışıqlarının yığılma məsafəsi boru kəmərinin diametrinin artması ilə sonsuz arta bilməz. Bu halda, başlanğıcda axın sürətini və təzyiqi nəzərə almaqla, qaz-kondensat qarışığının yığım məsafəsi boru kəmərinin diametrindən asılı olaraq, maksimum sabit iş rejimini təmin edə bilən müəyyən optimal qiymətə malikdir.

Açar sözlər: qaz-kondensat ehtiyatı; sualtı boru kəmərləri; hidravlik xüsusiyyətlər; çoxkomponentli axın; qaz-kondensatın yığılması; hidravlik müqavimət; axın rejimi.