

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ГАЗОКОНДЕНСАТА И ФОРМИРОВАНИЕ ЖИДКИХ НАКОПЛЕНИЙ ПРИ ПОДВОДНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

В. С. МАМЕДЛИ

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан

<https://orcid.org/0009-0000-4096-3571>

Аннотация. В статье рассматривается проблема потерь газоконденсата и формирования жидких накоплений при транспортировке газоконденсатных смесей по протяженным подводным трубопроводам. Несмотря на высокую стабильность газового потока в магистральных морских системах, снижение температуры и давления вдоль трассы приводит к переходу рабочей точки смеси в область, где начинается выпадение жидкой фазы. Появление конденсата в нижней части трубопровода нарушает равномерность течения, увеличивает гидравлическое сопротивление и может вызывать неустойчивые режимы, приводящие к дополнительным потерям, ухудшению транспортабельности и росту эксплуатационных рисков. Особое внимание уделено влиянию охлаждения смеси до температуры окружающей морской воды. Понижение температуры усиливает конденсационные процессы, увеличивает объем выпадающей жидкой фазы и способствует формированию зон ее локального накопления. Это приводит к прогрессирующему изменению гидравлического режима, перераспределению давления вдоль трассы и росту вероятности возникновения пульсационных потоков. В совокупности такие эффекты способны существенно ограничивать пропускную способность трубопровода и увеличивать эксплуатационные затраты. На основе выполненного анализа сформулирован комплекс инженерных рекомендаций, направленных на снижение потерь газоконденсата и повышение надежности транспортировки. Предлагается поддерживать минимально необходимую скорость газового потока, обеспечивающую увлечение жидкой фазы, применять теплоизоляционные решения на критических участках, контролировать термобарические параметры и регулярность очистки трубопровода от накопившейся жидкости. Эти меры позволяют повысить устойчивость работы системы, минимизировать образование жидких пробок и уменьшить объемы теряемого конденсата в подводных газоконденсатных магистралах.

Ключевые слова: газоконденсатный поток, подводные трубопроводы, охлаждение потока.

Введение. Транспортировка газоконденсатных смесей по подводным трубопроводам сопровождается рядом характерных проблем, связанных с фазовыми переходами, охлаждением и перераспределением тяжелых углеводородов вдоль трубопроводной системы. В отличие от чисто газовых потоков, газоконденсатный поток обладает сложным фазовым поведением: при определенной комбинации давления и температуры тяжелые компоненты (C_4+ , C_5+ , ароматические и циклические углеводороды) переходят из газовой фазы в жидкую, формируя так называемый «пластовый конденсат». Этот процесс является одним из ключевых факторов, влияющих на энергетическую эффективность транспортировки, пропускную способность трубопровода и надежность работы всей подводной инфраструктуры.

В условиях глубоководной эксплуатации проблема становится особенно значимой. Трубопровод в морской среде неизбежно охлаждается до температуры морской воды, что приводит

к снижению температуры транспортируемой смеси. Одновременно происходит постепенное падение давления вследствие гидравлического сопротивления. В совокупности эти факторы создают благоприятные условия для выпадения жидкой фазы. Потери газоконденсата в трубопроводах приводят к снижению коммерческой ценности добываемого сырья, ухудшению термодинамических характеристик потока и росту эксплуатационных расходов, связанных с удалением скопившейся жидкости.

Дополнительная сложность заключается в том, что даже небольшие объемы образовавшегося конденсата могут существенно изменить характер течения. Жидкая фаза имеет тенденцию накапливаться в локальных понижениях трассы, образуя зоны высоких рисков: увеличение гидравлического сопротивления, вероятность формирования пробок жидкости, нестабильные режимы течения и последующие колебания давления. Подобные явления снижают эффективность транспортировки, увеличивают энергоемкость компрессорной станции и могут приводить к внеплановым остановкам для удаления жидкости или проведения очистки (pigging).

Исследование потерь газоконденсата имеет не только эксплуатационное, но и экономическое значение. Часть жидкой фазы, образовавшейся в трубопроводе, может не возвращаться в поток полностью: она задерживается в низинах, смешивается с коррозионными продуктами, образует эмульсии и требует дополнительных дренажных операций. На масштабе нескольких лет эксплуатации трубопровод теряет значимые объемы товарной продукции, что влияет на финансовые показатели проекта. Поэтому понимание механизмов выпадения конденсата, факторов, управляющих его распределением, и способов снижения потерь становится одной из ключевых задач инженерного анализа при проектировании и эксплуатации подводных выкидных линий [1].

Настоящая работа направлена на рассмотрение проблемы потерь газоконденсата в протяженных подводных трубопроводах при реальных условиях эксплуатации. Основное внимание уделяется качественной оценке факторов, влияющих на образование жидкой фазы, особенностям ее накопления и возможным мерам по снижению негативных последствий. В статье приведены выводы, основанные на типичных термобарических профилях и характерных режимах течения подводных газоконденсатных потоков. Особенностью данной работы является то, что акцент сделан не на детальных расчетах и моделировании, а на инженерных выводах и интерпретациях, которые позволяют сформировать целостное представление о природе потерь и возможных направлениях их минимизации.

Теория. Транспортировка газоконденсатных смесей по подводным трубопроводам представляет собой сложный многопараметрический процесс, в котором сочетаются явления теплообмена, фазовых переходов, многокомпонентного равновесия и гидродинамики двухфазных потоков. Для понимания природы потерь жидкой фазы необходимо рассмотреть совокупность факторов, определяющих поведение газоконденсатной смеси при изменяющихся температуре, давлении и условиях движения. Газоконденсатные смеси характеризуются тем, что содержат значительную долю легких компонентов (метан, этан) и заметную примесь более тяжелых углеводородов (пропан, бутаны, пентан, гексан и выше). При пластовых условиях эти смеси существуют в однофазном газообразном состоянии, но обладают способностью переходить в двухфазный режим при понижении давления или температуры [1].

Основой фазового поведения является критическая точка смеси и определенная область условий, при которых газ становится «богатым» тяжелыми компонентами, а жидкая фаза становится термодинамически стабильной. На типичных диаграммах давление–температура выделяют так называемую кривую насыщения, отделяющую область однофазного газа от двухфазной области. Пересечение рабочими параметрами этой кривой приводит к началу конденсации. Для подводных систем характерно движение рабочей точки трубопровода вдоль

траектории, идущей из начальной области высоких давлений и относительно высоких температур к области холодных температур морской воды и сниженного давления. Это означает, что сам процесс транспортировки неизбежно приближает параметры потока к зоне фазового перехода. Даже небольшое изменение температуры или давления может привести к появлению заметного количества жидкой фазы. Подводные трубопроводы постоянно взаимодействуют с морской водой, температура которой в большинстве регионов значительно ниже температуры газа на входе. Поскольку теплоотдача в условиях длительного контакта с окружающей средой является интенсивным процессом, температура газа в трубопроводе постепенно снижается по мере продвижения от точки закачки к приемной стороне. Охлаждение является одним из ключевых факторов, приводящих к выпадению конденсата. Даже если давление остается достаточно высоким, для смесей с богатым содержанием тяжелых углеводородов существенное снижение температуры само по себе способно инициировать фазовый переход. Для глубоководных участков ситуация усложняется тем, что температура придонной воды может быть стабильно низкой, что делает охлаждение газа практически неизбежным. Дополнительную роль играет тепловая инерция трубопровода, которая определяется толщиной стенки, материалом, скоростью потока и протяженностью участка. На длинных трассах выравнивание температуры газа с температурой морской воды происходит полностью, что значительно повышает риск конденсации [2].

Помимо охлаждения, важным фактором является снижение давления вдоль трубопровода. Гидравлические потери давления на трение, локальные сопротивления, изменения диаметра и неровности трассы приводят к тому, что давление падает постепенно, а иногда и нерегулярно. Снижение давления уменьшает способность газа удерживать тяжелые компоненты, поэтому даже при постоянной температуре появление жидкой фазы становится вероятным. Особенности профиля трассы также влияют на распределение давления. Подводные трубопроводы, как правило, проходят по неровному рельефу дна, включающему впадины и возвышенности. Вполне возможно образование локальных зон с пониженным давлением, что еще больше способствует выпадению конденсата. Таким образом, комбинация охлаждения и падения давления приводит к тому, что практически вся протяженность подводного трубопровода, за исключением ближайших к платформе или устью скважины участков, является потенциальной зоной конденсации [1].

При попадании рабочей точки в область двухфазного состояния процесс начинается с появления небольших капель жидкой фазы. Этому способствуют неоднородности потока, наличие микронеровностей, турбулентные пульсации и контакт с поверхностью трубы. На начальных этапах количество образующейся жидкости невелико, и капли легко увлекаются потоком. Однако по мере продвижения вдоль трассы и дальнейшего изменения термобарических условий количество жидкой фазы растет. В определенный момент жидкость начинает образовывать более крупные капли и струйные образования, которые тяжело переносить газовым потоком. Далее капли объединяются в пленки, а в локальных понижениях формируются жидкостные «карманы». Накопление конденсата имеет три ярко выраженных этапа:

- Зарождение – появление дисперсной жидкой фазы в виде мелких капель.
- Рост – формирование стабильной жидкой фазы с возрастающим объемом.
- Накопление – удержание жидкости в понижениях по профилю трассы или в местах снижения скорости.

Важным является тот факт, что система обладает «памятью»: отложенная жидкость может сохраняться в трубопроводе длительное время, постепенно изменяя характер течения и условия последующей конденсации. Появление и рост жидкой фазы меняет гидродинамику потока. Даже небольшая концентрация жидкости увеличивает плотность смеси, снижает скорость газа и повышает вероятность перехода к неустойчивым режимам течения. В подводных

трубопроводах, где скорость газа нередко находится в диапазоне умеренных значений, накопление конденсата может приводить к локальному повышению гидравлического сопротивления и росту потерь давления. Если жидкость накапливается в понижениях трассы, формируются крупные скопления, известные как «пулы». Эти пулы могут резко изменять структуру потока. Периодическое вытеснение таких скоплений под давлением газа приводит к возникновению крупного сегментированного течения, включающего чередование газовых и жидкостных пробок. Подобные процессы создают скачки давления, колебания расхода и повышают риск гидроударов.

Таким образом, гидродинамика становится тесно связанной с фазовым поведением. Чем больше конденсата образуется, тем выше вероятность перехода системы в режимы, которые не только уменьшают эффективность транспортировки, но и могут угрожать целостности трубопровода или стабильности работы приемных объектов. Помимо влияния на гидродинамику, выпадение жидкой фазы приводит к фактическим потерям товарной продукции. Часть конденсата остается в трубопроводе и не достигает приемной стороны. Эта жидкость либо требуется удалять в ходе инспекционных операций, либо она включается в состав технологических отходов. Кроме прямых потерь по массе или объему, возникают косвенные потери – увеличение энергозатрат на транспортировку, необходимость проведения дополнительных дренажных операций, повышение частоты очистки трубопровода и ускорение процессов коррозии. Поскольку газоконденсат содержит ценные компоненты (пентан, гексан, тяжелые фракции), его фактическое количество влияет на экономическую эффективность добычи. Потери могут составлять значимый процент от общего выхода жидких углеводородов, особенно на длительных подводных трассах [5].

Методы исследования. Исследование потерь газоконденсата в подводном трубопроводе основывается на комплексном подходе, который сочетает анализ термобарических условий, оценку фазового поведения смеси, изучение гидродинамики двухфазного потока и моделирование поведения конденсата вдоль трассы. При разработке методики учитывалось, что целью работы не является получение точных количественных результатов, а требуется формирование качественного понимания механизмов образования и удержания жидкой фазы. Поэтому методы исследования ориентированы на инженерный анализ, использование типичных параметров и сопоставление полученных данных с известными характеристиками газоконденсатных потоков в протяженных подводных системах.

Основой исследования является анализ исходных эксплуатационных параметров потока: объемных расходов газа и конденсата, рабочего давления, геометрии трубопровода и уровня охлаждения среды. Учитывая, что в рассматриваемой системе газовый расход составляет около 12.7 млн м³/сут, а расход конденсата – порядка 6 тыс. м³/сут, поток можно классифицировать как газовый с умеренной долей жидкой фазы, способной образовывать устойчивые пулы при снижении температуры. Параметры трассы – диаметр 36" и длина 140 км – дополнительно указывают на высокую вероятность охлаждения газа до температуры морской воды почти по всей протяженности трубопровода. Это позволяет оценивать падение температуры как один из доминирующих факторов, определяющих начало конденсации.

Для исследования фазового поведения применяется качественный анализ положения рабочей точки на диаграмме давление–температура. Исследование предполагает, что смесь на входе находится в газовой области диаграммы, но по мере продвижения вдоль трубы давление неизбежно снижается, а температура падает до порядка 4–10 °С. Сопоставление этих условий с типичной кривой насыщения газоконденсатных смесей позволяет выделить протяженные участки трассы, где газ устойчиво пересекает границу однофазного состояния и переходит в двухфазный режим. Этот подход, основанный на общих закономерностях фазового

равновесия, дает возможность определить зоны вероятного образования и роста жидкой фазы без необходимости точной термодинамической калибровки.

Гидродинамический анализ основывается на оценке средней скорости газа и способности потока уносить мокрую фазу. Поскольку в рассматриваемом трубопроводе скорость газа находится в умеренном диапазоне, характерном для подводных систем, исследование обращает внимание на зависимости между скоростью, структурой течения и удержанием жидкости. Для оценки используется набор известных критериев, связывающих скорость газа с возможностью возникновения стратифицированного, пробкового или переходного дисперсного режима. Поскольку каждый режим обладает различной степенью склонности к удержанию конденсата, их сопоставление позволяет оценить, на каких участках трассы возможно накопление жидкости, а где поток способен стабильно переносить капли и пленки [3].

Важной частью методики является анализ влияния профиля дна и протяженности трубопровода на распределение жидкой фазы. Подводные трубопроводы часто имеют неровный рельеф трассы, включающий впадины, возвышенности и участки с изменяющимся наклоном. Эти элементы являются естественными коллекторами для жидкости, а их влияние усиливается при наличии низких скоростей газа. В исследовании рассматриваются вероятные зоны удержания, основанные на типичных конфигурациях морского дна и характерном поведении жидкости в подводных системах. Такой подход позволяет определить участки повышенного риска образования “пулов”, даже без точной геодезической модели [4].

Дополнительно проводится качественная оценка теплового режима трубопровода. Учитывается, что при эксплуатации на больших расстояниях процесс теплопередачи продолжается значительную часть времени, и температура газа выравнивается с температурой внешней среды. Это упрощение позволяет моделировать температурный профиль как плавно снижающийся, без сложных расчетов теплопроводности. На основе данного профиля оценивается вероятность начала конденсации, ее интенсивность и степень приближения потока к термодинамическому равновесию.

Комплексный анализ дополняется сопоставлением полученных качественных выводов с данными таблиц и типичных зависимостей, публикуемых для подводных газоконденсатных систем. Особое внимание уделяется накоплению жидкости в зависимости от скорости газа, так как именно этот параметр определяет способность потока переносить образующиеся капли и предотвращать образование крупных жидкостных скоплений. Использование обобщенных инженерных зависимостей позволяет оценить возможный диапазон накоплений и сделать вывод о вероятных размерах пулов на различных участках трассы.

Таким образом, примененные методы не стремятся к высокой математической точности, но позволяют сформировать комплексную картину поведения газоконденсатного потока в подводном трубопроводе. В совокупности анализ исходных параметров, термобарических условий, гидродинамики и теплового режима дает возможность выявить ключевые зоны риска, оценить вероятные объемы удерживаемой жидкости и сформулировать рекомендации по минимизации потерь и повышению эффективности транспортировки.

Результаты. Проведенный анализ поведения газоконденсатной смеси в подводном трубопроводе диаметром 36” и длиной 140 км показал, что ключевыми факторами, определяющими величину потерь жидкой фазы, являются скорость потока, температурный режим и положение условий смеси относительно линии насыщения. Исследование подтвердило, что при охлаждении газоконденсатного потока до температуры окружающей морской воды значительно повышается вероятность частичной конденсации тяжелых углеводородов. Это, в свою очередь, приводит к формированию жидкой пленки и локальных зон накоплений на нижней части трубопровода.

Дополнительно установлено, что даже при высоком расходе газа его фактическая скорость в трубопроводе может оказаться недостаточной для устойчивого увлечения сконденсировавшейся жидкой фазы. В результате со временем появляются зоны увеличенной толщины жидкого слоя, что повышает гидравлическое сопротивление, создает условия для перехода в неустойчивые режимы течения и увеличивает эксплуатационные риски. Таким образом, потери газоконденсата и связанные с ними осложнения являются следствием комплексного влияния режимов течения, теплопередачи и состава смеси.

Учитывая выявленные особенности и характер выявленных рисков, целесообразно выработать ряд практических мер, направленных на снижение вероятности образования накоплений и связанных с ними потерь:

1. Поддерживать минимально необходимую скорость газового потока, обеспечивающую надежное увлечение жидкой фазы. Для трубопровода диаметром 36" безопасным считается диапазон 1,5–2 м/с.

2. Применять тепловую изоляцию или подогрев отдельных участков, где наиболее вероятно охлаждение ниже температуры начала конденсации.

3. Осуществлять постоянный контроль температуры, давления и состава смеси, включая расчет положения точки росы и ожидаемого количества выпадающего конденсата.

4. Проводить периодическую очистку трубопровода внутренними скребками (так называемая операция по удалению накопившейся жидкости и отложений), если невозможно обеспечить требуемую скорость потока.

5. Учитывать изменения газоконденсатного состава во времени, поскольку увеличение доли тяжелых углеводородов или уменьшение соотношения "газ/конденсат" непосредственно повышает склонность к выпадению жидкой фазы.

6. При проектировании учитывать сезонные вариации температуры морской воды, анализируя наиболее холодные условия, которые усиливают риск конденсации и накоплений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марон, В. И. «Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах». М.: Лань, 2012.
2. Нигматулин, Р. И. – «Динамика многофазных сред. Часть II». Изд-во Наука, 1987.
3. Taitel, Y., & Dukler, A. E. (1976). A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near-Horizontal Gas-Liquid Flow. AIChE Journal.
4. Bai, Y., & Bai, Q. (2014). Subsea Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing.
5. Исмаилов Г.Г., Исмаилов Р.А., Ахмедзаде Ф.Н. Диагностирование наличия жидких включений в газопроводах // Special Issue. No. 1 (2021), стр. 156–161.