

КРИТЕРИИ СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ШЛЕЙФОВ С ПОЛНЫМ ВЫНОСОМ ЖИДКОСТИ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 622.691.48

Е.Н. Меньшиков, чл.-корр. Академии технологических наук РФ, к.э.н.,
ООО «Газпром добыча Надым» (Надым, РФ)

В.В. Моисеев, ООО «Газпром добыча Надым»

А.Н. Харитонов, к.ф.-м.н., ООО «Газпром добыча Надым»,

A.haritonov@nadym-dobycha.gazprom.ru

С.А. Бородин, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ)

О.В. Николаев, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

К.Н. Гужов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.В. Егорьичев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

И.В. Стоноженко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

При обводнении продукции газовых скважин приемлемая точность результатов расчетов параметров эксплуатации наземных трубопроводов достигается использованием эмпирических корреляций, разработанных для соответствующих промысловых условий. В статье представлены гидродинамическая модель шлейфов, полученная по итогам обработки экспериментальных исследований газожидкостных потоков в субгоризонтальных трубах в физических условиях, воспроизводящих промысловые условия на поздней стадии разработки месторождений, а также некоторые выводы, к которым приводит анализ результатов ее применения для трубопроводов различной конфигурации.

По мере снижения давления в отдельных элементах промысловых коммуникаций имеет место спонтанное изменение режима потока с расслоенного на вспененный, что приводит к увеличению объемного содержания жидкости и резкому возрастанию потерь давления. Для корректного прогнозирования работы газопроводов необходимо адекватно выделять проблемные участки, наиболее чувствительные к уменьшению давления и скорости газа, сопровождающему эксплуатацию промысловых систем на поздней стадии, и рассчитывать условия изменения в них гидродинамического режима, а также оценивать величину возросших после изменения режима потерь давления. В целях разработки расчетной модели, позволяющей решать такие задачи, на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проведена серия экспериментов. Разработанная по результатам экспериментов модель позволяет рассчитывать гидродинамическую характеристику рельефного трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь, в виде зависимости потерь давления от дебита газа, расхода жидкости, давления, а также диаметра, длин и углов наклона участков трубопровода.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: промысловый шлейф, поздняя стадия разработки, экспериментальные исследования, газожидкостный поток, режим течения, жидкостная пробка, гидродинамическая модель.

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи, для которой характерны существенное снижение пластового давления и дебита газа, сопровождаемые увеличением содержания жидкости в продукции скважин.

Для прогнозирования работы промысловых шлейфов в условиях их обводнения необходимо наличие адекватных гидродинамических моделей. Практика показала, что приемлемая точность расчетов при решении задач двухфазной гидродинамики достигается использованием эм-

пирических данных в диапазоне актуальных физических параметров. В то же время расчетные модели, как правило, основаны на результатах экспериментальных исследований газожидкостных потоков в условиях, отличающихся от промысловых по таким параметрам, как размер труб,

Men'shikov E.N., Corresponding Member of the International Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Candidate of Sciences (Economics), Gazprom добыча Nadym LLC (Nadym, Russian Federation)

Moiseev V.V., Gazprom добыча Nadym LLC

Kharitonov A.N., Candidate of Sciences (Physics and Mathematics), Gazprom добыча Nadym LLC,

A.haritonov@nadym-dobycha.gazprom.ru

Borodin S.A., Candidate of Sciences (Engineering), Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russian Federation)

Nikolaev O.V., Candidate of Sciences (Engineering), Gazprom VNIIGAZ LLC, O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

Guzhov K.N., Gazprom VNIIGAZ LLC

Egor'ichev A.V., Gazprom VNIIGAZ LLC

Stonozhenko I.V., Gazprom VNIIGAZ LLC

Criteria of stable work of the field gas flowlines with complete liquid carry-over from pipelines

The operation parameters of the surface pipelines in conditions of water production can be calculated with acceptable accuracy by empirical correlations developed for these conditions. The article presents the flowlines hydrodynamic model based on the results of experimental research of liquid-gas flows in the subhorizontal pipes within the physical conditions reproducing the field conditions of the late stage of reservoir development. Some conclusions received by application of this model for pipelines with different configurations are also given in the paper.

The flow regime can spontaneously change from stratified flow to frothed one when pressure decreases in some elements of the field pipelines. This phenomenon leads to growth of the liquid volumetric content and to heavy increase of the pressure loss. Correct prediction of the pipelines operation is connected with adequate selection of the problem areas, that are the most sensitive to decrease of pressure and gas rate during the late stage of the field systems operation. The correct calculation of conditions of the hydrodynamic regime changes in these systems and the right estimation of the pressure loss value, increasing after the regime change, are also necessary.

A series of tests was carried out at the stand of Gazprom VNIIGAZ LLC for creation of the simulation model that allows to solve these tasks. The model developed on the basis of the test results allows calculating the hydrodynamic performance of the relief pipeline, transporting the liquid-gas mixture, in the form of dependence of the pressure loss from the gas flowrate, liquid flow, and pressure, and also from diameter, lengths and slope angles of pipeline.

KEYWORDS: FIELD GAS FLOWLINE, LATE OPERATION STAGE, EXPERIMENTAL RESEARCH, LIQUID-GAS FLOW, FLOW REGIME, LIQUID PLUG, HYDRODYNAMIC MODEL.

Типичные условия работы шлейфов газовых месторождений на поздней стадии разработки
Typical operational conditions of the flowlines of gas fields at the late stage of development

Месторождение Field	Среднее пластовое давление, $p_{пл}$, МПа Average reservoir pressure, $p_{пл}$, MPa	Водогазовый фактор, cm^3/m^3 Gas-water factor, cm^3/m^3	Доля задавленных скважин, % Share of killed wells, %	Среднее давление в шлейфах, $p_{шл}$, МПа Average pressure in flowlines, $p_{шл}$, MPa	Диаметр шлейфов, м Diameter of flowlines, m	Скорость газа в шлейфах, м/с Gas rate in the flowlines, m/s	Доля проблемных шлейфов, % Share of problem flowlines, %
Медвежье Medvezhie	1,6	1,0	72	0,5–1,3	0,1–0,7	0,4–11,0	44
Юбилейное Yubileynoe	3,2	0,5	39	2,5	0,15–0,5	3,0–15,0	8
Ямсовейское Yamsoveyskoe	3,9	0,4	1	3,4	0,2–0,4	4,0–25,0	9

давление и расходные характеристики.

Авторами предлагается модель для расчета гидродинамических параметров двухфазных потоков в шлейфах, основанная на результатах экспериментальных исследований газожидкостных потоков в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в диапазонах физических парамет-

ров, идентичных промышленным на поздней стадии разработки месторождений.

В таблице представлены условия работы промышленных систем ряда месторождений Западной Сибири, свидетельствующие о наличии существенных проблем в процессе доставки продукции скважин по шлейфам до установ-

ки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Из таблицы следует, что скорость газа в шлейфах варьирует в пределах 0,5–25,0 м/с при давлении до 3,4 МПа. Традиционно считается, что при скорости газа менее 5 м/с в шлейфах создаются условия для накопления жидкости. При этом процесс транспор-

тировки продукции по трубам приобретает неустойчивый характер, так как по мере накопления жидкости в шлейфе растет его сопротивление, что приводит к еще большему снижению дебита газа и, соответственно, скорости.

Движение двухфазного газожидкостного потока в системе сбора коренным образом отличается от движения однофазного потока и характеризуется режимами течения, которые различаются распределением фаз в объеме трубы, характером межфазного взаимодействия и величиной потерь давления в процессе совместного движения фаз по трубопроводу.

Как показали эксперименты в прозрачных трубах, для строго горизонтальных двухфазных потоков в широком диапазоне скоростей газа характерен расслоенный режим течения, при котором визуально наблюдается течение достаточно тонкого слоя жидкости по дну трубы, причем основной объем трубы заполнен движущимся однофазным газом. Жидкостные пробки в таком режиме не образуются, поскольку в диапазонах реализуемых на практике расходов газа и жидкости (таблица) особенности ориентации горизонтального потока обеспечивают непрерывное распределение по длине трубы слоя газа над слоем жидкости. Такая же ситуация наблюдается в случаях слабонаклонных нисходящих потоков. Необходимо отметить, что при достаточно больших скоростях газа может возникнуть дисперсно-кольцевой режим течения или некоторый промежуточный, при котором пленка жидкости в поперечном сечении трубы имеет серповидную форму.

Ориентация же исследуемой трубы со сколь угодно малым восходящим наклоном к горизонту приводит к возникновению тенденции противоточного стекания жидкости по дну трубы под действием силы тяжести, вследствие чего при достаточно

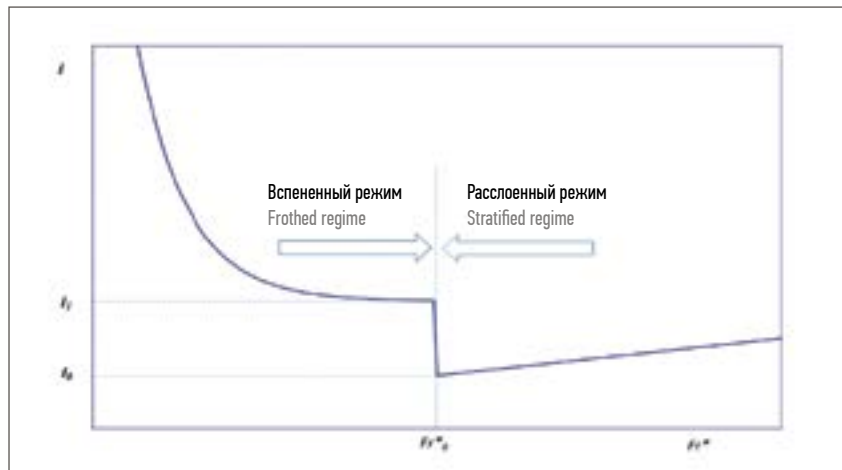


Рис. 1. Типичный вид зависимости потерь давления от расходной характеристики газа в субгоризонтальной трубе

Fig. 1. Typical form of the dependence of pressure loss from the gas flow characteristics in the subhorizontal pipe

низких скоростях газа реализуется режим, который на основе визуальных наблюдений можно охарактеризовать как вспененный. Он имеет пульсирующий характер. Как показали измерения, пульсационная составляющая потерь давления – не более 5 % общего перепада давления. Визуальные наблюдения в процессе эксперимента дают хорошее представление о режиме, однако оказалось достаточно сложно подобрать точное его определение. Можно констатировать, что движущаяся газожидкостная смесь образует сложную систему вихрей, содержащих обе фазы с достаточно широким диапазоном степени дисперсности и обладающих высокой скоростью пульсаций и вращения в разных пространственных направлениях. Высокая скорость пульсаций газожидкостных вихрей создает визуальное впечатление значительного объемного содержания жидкости в потоке, хотя измерения показывают, что оно может не превышать 3 %. В ряде публикаций этот режим носит название пробкового, однако авторы статьи по результатам наблюдений предпочитают называть его вспененным. Различия в названиях помимо субъективного фактора, возможно, связаны с тем, что ранее исследовались потоки,

во-первых, со значительно более высоким расходным содержанием жидкости и, во-вторых, в трубах меньшего диаметра. Геометрическая сложность и высокая динамичность структуры газожидкостного потока при вспененном режиме затрудняют его адекватную графическую иллюстрацию. Известные из литературы изображения его структуры условны и существенно отличаются от реальной картины, фиксируемой при наблюдении. Фотографии, полученные в процессе высокоскоростной съемки, также не передают восприятия структуры потока, поскольку воспроизводят лишь статику вида внешнего слоя потока, контактирующего с прозрачной стенкой трубы, не затрагивая структуры внутри трубы.

Основной проблемой поздней стадии при эксплуатации промысловых систем является спонтанное изменение режима потока в наземных трубопроводах с расслоенного на вспененный, связанное с уменьшением напора газа и сопровождающееся непропорционально большим возрастанием потерь давления и накапливанием жидкости на проблемных участках.

По результатам проведенных экспериментов разработана гидродинамическая модель, поз-

КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА, ежегодно объединяющая профессионалов отрасли



НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2018



16–19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



12+

РЕКЛАМА

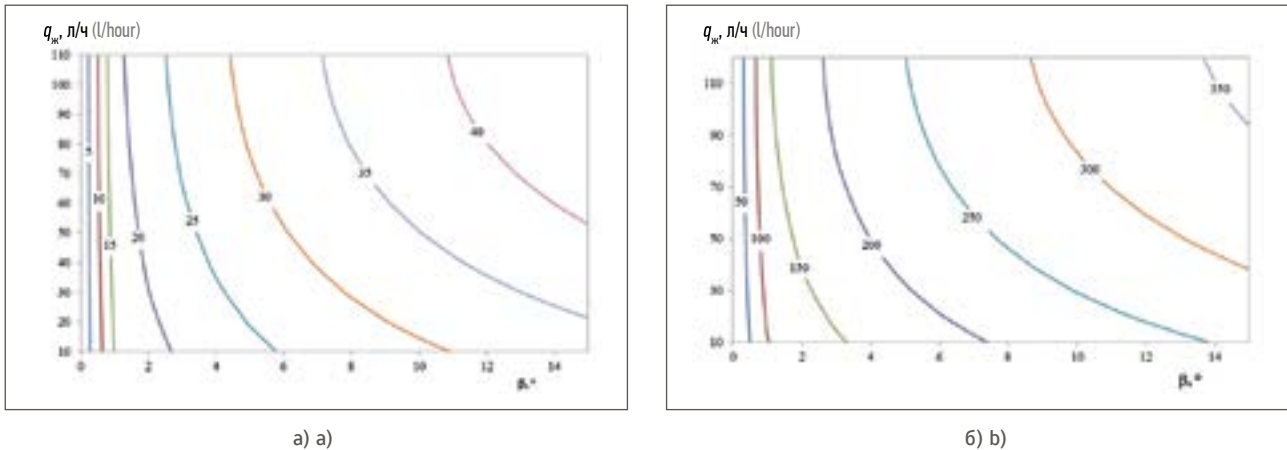


Рис. 2. Изолинии дебита смены режима течения, тыс. м³/сут: а) $D = 0,1$ м; б) $D = 0,25$ м
Fig. 2. The flow isolines of the flow regime change, thousand m³/day: а) $D = 0.1$ m; б) $D = 0.25$ m

воляющая рассчитывать характеристику транспортирующей газожидкостную смесь рельефного трубопровода в виде зависимости потерь давления от дебита газа и расхода жидкости $Dp = Dp(Q, q_{ж})$. Модель оперирует параметрами подобия газожидкостных потоков [1], такими как приведенный параметр Фруда, отражающий кинематическую характеристику газовой фазы в трубе:

$$Fr^* = \frac{\rho_r u^2}{\rho_{ж} g D}, \quad (1)$$

и безразмерная величина потерь давления на трение, представляющая собой динамическую характеристику потока:

$$i = \frac{dp}{dl} \cdot \frac{1}{\rho_{ж} g}, \quad (2)$$

где $\rho_{ж}$, ρ_r – плотности газовой и жидкой фаз; u – средняя по сечению трубы скорость газа; D – диаметр трубы; g – ускорение свободного падения; p – давление; l – длина трубы.

Типичный вид зависимости $i = i(Fr^*)$ в трубах с углом наклона до 15° к горизонту представлен на рис. 1. На графике выделяются координаты границы между режимами Fr^*_0 , i_0 и i_1 , используемые в расчетах. Абсцисса Fr^*_0 соответствует границе между вспененным и расслоенным режимами, причем вспененный режим реализуется при $Fr^* < Fr^*_0$, а расслоенный –

при $Fr^* > Fr^*_0$. Потери давления при расслоенном режиме существенно меньше потерь давления при вспененном режиме. Экспериментальное значение девиации абсциссы границы между режимами составляет $\pm 2-4\%$.

В соответствии с полученными экспериментальными данными величина Fr^*_0 может быть рассчитана по соотношению:

$$Fr^*_0 = a \cdot e^{-bD}, \quad (3)$$

где коэффициент a зависит от угла наклона трубы к горизонту b и расхода жидкости $q_{ж}$, а коэффициент b – от расхода жидкости:

$$a = 5,573 \cdot \beta^{2/3} \cdot q_{ж}^{0,0913},$$

$$b = \frac{0,2139}{q_{ж}^{0,245}}. \quad (4)$$

Величина скачка потерь давления при $Fr^* = Fr^*_0$ равна:

$$\Delta i = i_1 - i_0. \quad (5)$$

Скорость газа как функция модифицированного параметра Фруда вычисляется по соотношению:

$$u = 57,5 \cdot \sqrt{Fr^* \cdot D \cdot \frac{\rho_{ж} z T}{\rho_0 p}}, \quad (6)$$

где ρ_0 – плотность газа при стандартных условиях; z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура; p – давление газа.

Как следует из формул (3)–(5), возникновение вспененного режима по мере снижения напора газа, сопровождающееся увеличением объемного содержания жидкости и увеличением потерь давления, начинается в первую очередь на участках шлейфа с наибольшими углами наклона к горизонту. Точке с координатой (Fr^*_0, i_0) соответствует режим с минимальным дебитом газа, обеспечивающим устойчивую работу шлейфа при минимально возможных потерях давления. Влияние угла наклона и расхода жидкости на дебит, при котором происходит смена режима течения, представлено на рис. 2.

Насколько конфигурация шлейфа влияет на его гидродинамическую характеристику, рассмотрим на примере трубопровода, состоящего из двух последовательных участков длиной 1000 м – горизонтального и с углом наклона 10°, и модели, состоящей из одного участка длиной 1990 м с наклоном 5° к горизонту (рис. 3).



Рис. 3. Конфигурация трубопровода (T) и его упрощенной модели (M)
Fig. 3. Configuration of the pipeline (T) and its simplified model (M)

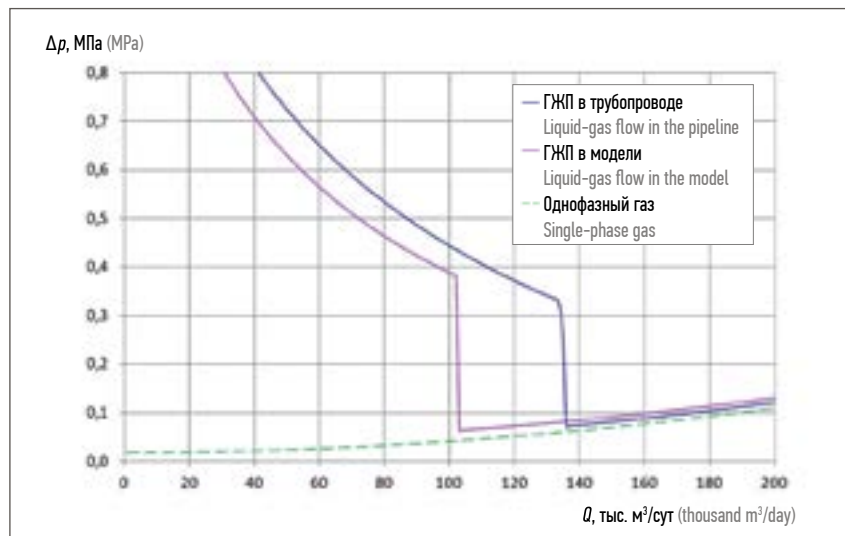


Рис. 4. Влияние конфигурации шлейфа на его гидродинамическую характеристику при однофазном газовом и газожидкостном (ГЖП) потоках
Fig. 4. Influence of configuration of the flowline on its hydrodynamic characteristics in the single-phase gas and liquid-gas flows

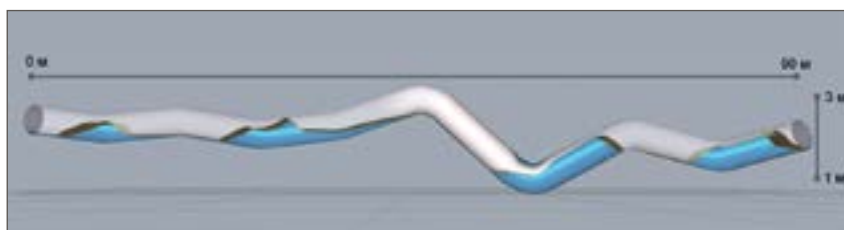


Рис. 5. Конфигурация фрагмента трубопровода и места скопления в нем жидкости
Fig. 5. The pipeline segment configuration and the places of liquid accumulation

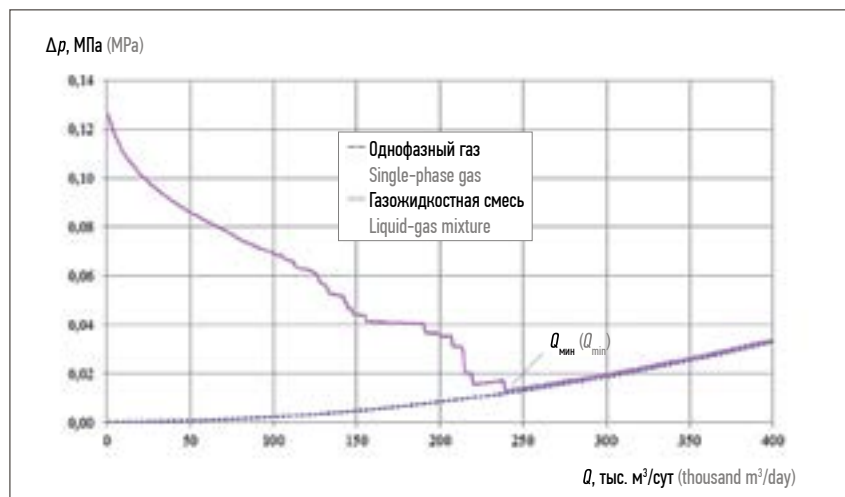


Рис. 6. Зависимость $\Delta p = \Delta p(Q)$ шлейфа 1
Fig. 6. Dependence of $\Delta p = \Delta p(Q)$ of the flowline 1

Это довольно существенная для практики задача, поскольку целью ее решения помимо непосредственно отраженной в формулировке является также выяснение

допустимости замены реальной конфигурации промышленного шлейфа на его упрощенный аналог, в котором опущены некоторые геометрические детали

вследствие их многочисленности, а во многих случаях – отсутствия полной о них информации. Отметим, что существующие методики расчетов шлейфа [2] не учитывают углы наклона участков шлейфа.

На рис. 4 представлены характеристики трубопровода и его модельного варианта. Из рисунка следует, что искусственное упрощение конфигурации шлейфа может приводить к существенным ошибкам в оценках оптимального дебита газа, обеспечивающего стабильную работу шлейфа, и не всегда оправданно. В условиях рассмотренного примера эта ошибка составляет 30 %.

В качестве практического примера приведем сравнительный анализ режимов работы двух шлейфов одного из западносибирских месторождений. Конфигурация фрагмента шлейфа 1 изображена на рис. 5, на котором видно, что рассматриваемый трубопровод в соответствии с рельефом местности представляет собой совокупность участков, ориентированных под разными углами по отношению к горизонту.

На рис. 6 изображена зависимость $\Delta p = \Delta p(Q)$ шлейфа 1, отражающая достаточно интенсивное по мере снижения дебита газа увеличение потерь давления, сопровождающее рост числа участков со вспененным режимом течения, начиная с максимально наклоненного к горизонту восходящего участка, которому соответствует точка $Q_{\text{мин}}$. Из рис. 6 можно сделать следующие выводы:

1) оптимальный дебит Q_0 для шлейфа 1 составляет 240 тыс. м³/сут. При этом дебите на транспортировку газа от устья скважин до УКПГ расходуется минимальное количество упругой энергии, что весьма значимо для поздней стадии разработки с точки зрения рационального использования пластовой энергии. Поддержание дебита на этом уровне обеспечивает расслоенный режим во всех участках шлейфа;

2) при дебите газа $Q > Q_0$ во всех участках шлейфа сохраняется расслоенный режим течения, при этом с возрастанием дебита затраты упругой энергии на транспортировку газа увеличиваются;

3) при снижении дебита ниже значения Q_0 в восходящих участках шлейфа с максимальными углами наклона возникает вспененный режим, имеет место постепенное накопление жидкости до гидродинамически равновесного количества. При этом потери давления в шлейфе возрастают, приводя к увеличению устьевого давления подключенных к шлейфу скважин, что в подавляющем большинстве случаев существенно ухудшает условия их эксплуатации.

На рис. 7 представлена зависимость $Dp = Dp(Q)$ шлейфа 2. Конфигурация этого шлейфа такова, что вместо одного значения дебита с минимальными потерями давления имеет место диапазон дебитов $Q_{\min} < Q < Q_1$, в пределах которого потери давления остаются приблизительно на одном (самом низком) уровне, несмотря на различное число участков шлейфа, перешедших на вспененный режим, и, соответственно, различное количество жидкости, содержащееся в шлейфе.

Такая ситуация возникает, когда по мере снижения дебита рост потерь давления на участках шлейфа, в которых происходит смена режима течения с расслоенного на вспененный, уравнивается снижением потерь в участках шлейфа, в которых сохраняется расслоенный режим. В частности, как следует из рис. 7, в диапазоне оптимальных деби-

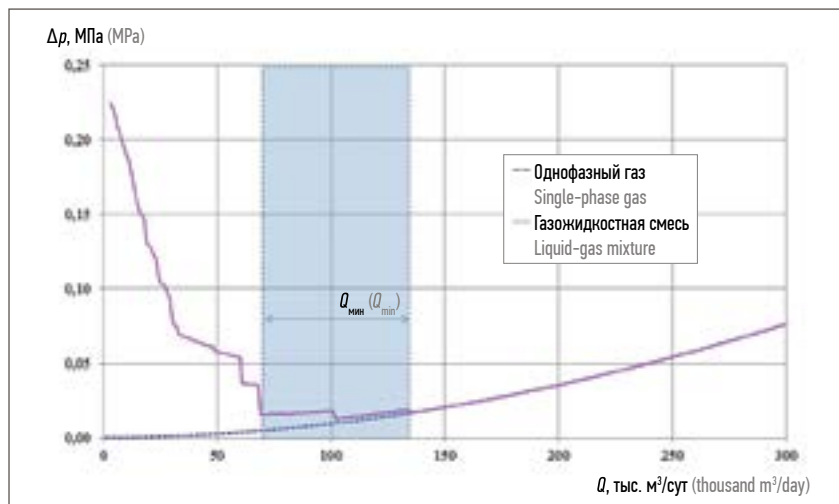


Рис. 7. Зависимость $Dp = Dp(Q)$ шлейфа 2
Fig. 7. Dependence of $Dp = Dp(Q)$ of the flowline 2

тов вспененный режим реализуется либо в одном, либо в двух участках шлейфа. Падение дебита ниже Q_{\min} приводит к накоплению жидкости на все большем количестве участков трубопровода, при этом растут гидравлические потери и объемы жидкостных пробок, что существенно осложняет работу шлейфа и подключенных к нему скважин.

Обратим внимание, что в случае шлейфа 1 возникновение вспененного режима даже на одном участке с максимальным углом наклона к горизонту приводит к заметному ухудшению условий работы всего трубопровода, в то время как в случае шлейфа 2 допустимо возникновение вспененного режима в двух участках без негативных последствий.

ВЫВОДЫ

1. При расчете характеристики шлейфа в условиях поздней стадии эксплуатации промысла

важен учет детальной геометрической конфигурации трубопровода, так как локальные углы наклона отдельных участков существенно влияют на величину дебита, при котором происходит смена гидродинамического режима газожидкостного потока. Это означает, что замена реальной, порой достаточно сложной конфигурации шлейфа на ее упрощенный аналог может приводить к существенным погрешностям в определении оптимальных режимов эксплуатации промысловых систем.

2. Трубопроводы в зависимости от конфигурации могут иметь существенно различающиеся по форме гидродинамические характеристики, что приводит к различию в требованиях к условиям их эффективной эксплуатации и планированию технико-технологических мероприятий по восстановлению их пропускной способности. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В. и др. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины // Газовая промышленность. 2013. Спецвыпуск. № 696. С. 87–89.
- Инструкция по гидравлическому расчету промысловых трубопроводов для газожидкостных смесей. М.: ВНИИГАЗ, 1980. 22 с.

REFERENCES

- Buzinov S.N., Geresh G.M., Nikolaev O.V., et al. Influence of Flowline on Operation of the Drowned Gas Well. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2013, Special Issue, No. 696, P. 87–89. (In Russian)
- Instructions for the Hydraulic Calculation of Field Pipelines for Liquid-Gas Mixtures. Moscow: All-Union Scientific Research Institute of Natural Gases, 1980, 22 p. (In Russian)