

Лекция 12 Перекачка газонасыщенных нефтей и нестабильного газового конденсата

Сущность технологии транспорта нестабильных жидкостей

Двухфазный транспорт углеводородных жидкостей и газов осуществляется за счет пластового давления. Однако вследствие высоких потерь на трение этого давления хватает чтобы обеспечить перекачку не более, чем на 100 км.

Значительно большими возможностями по дальности транспортирования обладает трубопроводный транспорт жидкостей и газов в однофазном состоянии (перекачка газонасыщенных нефтей, нестабильного газового конденсата).

Сущность *технологии перекачки газонасыщенных нефтей* состоит в том, что поддерживая на последней ступени сепарации давление большее, чем атмосферное, в нефти сохраняют в растворенном состоянии большую часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ не выделялся из нефти.

Технология перекачки нестабильного газового конденсата аналогична. Различие заключается в способе получения газонасыщенной жидкости. Из продукции скважин первоначально получают сырой конденсат. В ходе последующей промысловой подготовки производится частичная или полная стабилизация сырого конденсата. Обычно рассматривают четыре уровня его подготовки к транспорту:

- 1) дегазация ($P = 2,4 \text{ МПа}$; $t = -10 \text{ }^{\circ}\text{C}$);
- 2) деметанизация ($P = 2,4...3,4 \text{ МПа}$; $t = 140 \text{ }^{\circ}\text{C}$);
- 3) деэтанизация ($P = 2,4 \text{ МПа}$; $t = 165 \text{ }^{\circ}\text{C}$);
- 4) полная стабилизация ($P = 1,4 \text{ МПа}$; $t = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$).

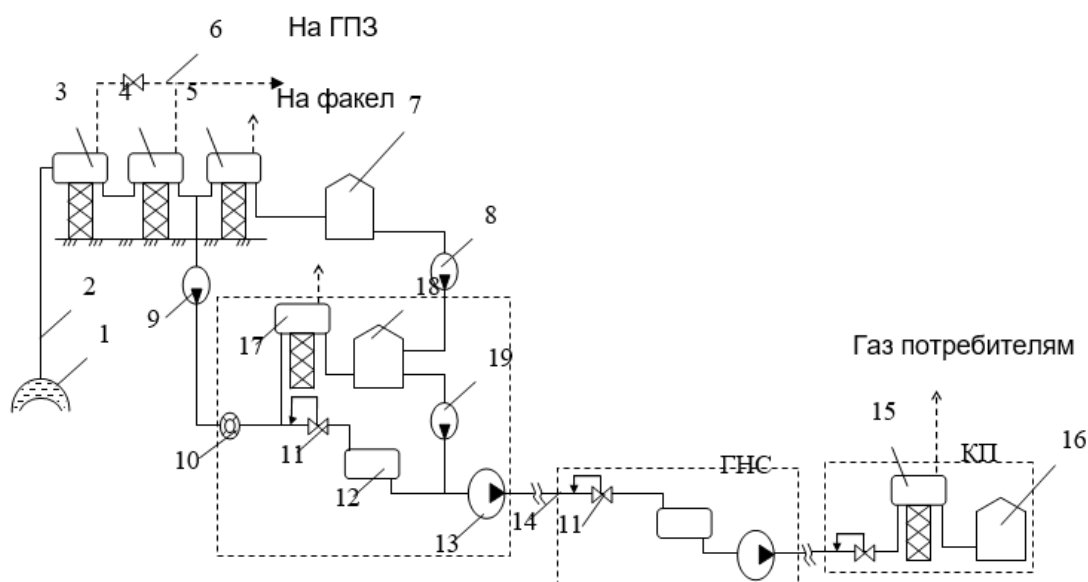
Чем глубже стабилизация конденсата, тем меньшее избыточное давление необходимо поддерживать в конденсатопроводе, а значит тем меньше капитальные вложения и эксплуатационные расходы на перекачку. Однако одновременно увеличиваются затраты на подготовку конденсата к транспорту. По расчетам специалистов ВНИИГаза если приведенные затраты на подготовку и транспортировку дегазированного конденсата северных месторождений Тюменской области принять за единицу, то для деметанизированного конденсата этот показатель равен 8,5; для деэтанизированного конденсата - 40; для полностью стабилизированного конденсата - 65.

Особенности технологии совместного транспорта углеводородных жидкостей и газов в однофазном состоянии мы рассмотрим на примере перекачки газонасыщенных нефтей. Научные основы данной технологии разрабатывали ученые Тюмени (Антипьев В.Н., Миронов В.В., Перевощиков С.И.), Уфы (Брот Р.А., Коршак А.А., Тугунов П.И.) и Самары (Цветков В.И.).

Особенности перекачки газонасыщенных нефтей по трубопроводам

При обычном способе перекачки (рисунок 1) после извлечения из пласта 1, обезвоживания и обессоливания нефть проходит дегазацию в несколько ступеней (на схеме их три). На первой ступени сепарации 3 поддерживается давление около 2 МПа. Выделяющийся при этом газ состоит в основном из метана. На второй ступени сепарации 4 поддерживается давление от 0,6 до 0,8 МПа, а газ состоит не только из метана, но и его гомологов, хотя и в относительно небольшом количестве.

На последней (а данном случае - третьей) ступени сепарации 5 поддерживается давление, лишь немного превышающее атмосферное (0,105 МПа). При этом из нефти выделяется практически весь растворенный газ, на 30 ... 40 % по массе состоящий из пропана и более тяжелых углеводородов.



1 - нефтяной пласт; 2 - скважина; 3 - сепаратор 1-й ступени 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - сепаратор 3-й ступени; 6 - газопровод; 7 –промысловый резервуар; 8, 9 – насос; 10 – счетчик; 11 – регулятор давления типа “до себя”; 12 – буферная ёмкость; 13 – магистральный насос; 14 – магистральный нефтепровод; 15 – конечная сепарационная установка; 16 – резервуар конечного пункта; 17 – аварийный сепаратор; 18 – резервуар ГНС; 19 – подпорный насос

Рисунок 1. – Принципиальная технологическая схем перекачки газонасыщенных нефтей:

Транспортирование газа последней ступени сепарации представляет наибольшую трудность так как при компримировании он частично конденсируется, образуя двухфазный поток. Далее разгазированная нефть самотеком поступает в резервуар 7, откуда насосом 8 откачивается на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНС) магистрального нефтепровода.

Принципиальная схема получения и перекачки газонасыщенных нефтей по магистральным трубопроводам выглядит следующим образом (рисунок 1).

При перекачке газонасыщенных нефтей (с целью предотвращения потерь нефтяного газа последней ступени сепарации) жидкая фаза после 2-й ступени сепарации насосом 9 через счетчик 10 подается на площадку головной перекачивающей станции. Подпора, создаваемого насосом 9, достаточно для устойчивой работы магистральных насосов 13. Ими газонасыщенная нефть закачивается в магистральный трубопровод 14. Перекачка ведется по системе “из насоса в насос”, таким образом, чтобы ни в одной точке трубопровода давление не опускалось ниже давления насыщения, при котором газ начинает выделяться из нефти. Для этого служат регуляторы давления 11 типа “до себя”. На конечном пункте (КП) магистрального трубопровода нефть полностью разгазируется на концевой сепарационной установке 15, после чего газ сдается потребителям, а нефть самотеком поступает в резервуары 16. Здесь производится ее коммерческий учет.

При отклонениях от проектного режима, длительных остановках перекачки, аварийных ситуациях в трубопроводах с газонасыщенной нефтью возможно выделение растворенных газов. Чтобы предотвратить срыв работы центробежных насосов из-за этого на входе в насосные устанавливают буферные емкости, предназначенные для отделения свободного газа от нефти.

В случае когда магистральный нефтепровод остановлен поступающую с промыслов газонасыщенную нефть на головной перекачивающей станции разгазируют в аварийном сепараторе 17 и направляют в резервуары 18. Впоследствии дегазированная нефть из них откачивается подпорными насосами 19.

Третья ступень сепарации при перекачке газонасыщенных нефтей сохраняется для работы в аварийном режиме, когда перекрыт подводящий трубопровод с промысла на ГПС.

Основные параметры газонасыщенной нефти

Основными параметрами газонасыщенной нефти являются давление насыщения, газовый фактор, вязкость, плотность и объемный коэффициент.

Давление, при котором начинается выделение растворенного в нефти газа, называется **давлением насыщения** P_s . Его величина линейно зависит от температуры (рисунок 1.1).

Под **газовым фактором** Γ понимается объем газа, выделяющегося из газонасыщенной нефти при стандартных условиях, отнесенный к 1 м³ или 1 т дегазированной нефти. Этот объем обычно приводят к нормальным условиям. Расчет величины газового фактора выполняется с использованием коэффициента растворимости K_p

$$\Gamma = K_p (P_s - P_{ат}).$$

Характер зависимости газового фактора от P_s показан на рисунке 1.1б. Видно, что эта зависимость не является линейной. Это свидетельствует о том,

что величина K_p переменная, то есть сама зависит от давления. Чем больше плотность растворенного газа, тем при прочих равных условиях величина Γ выше.

Зависимость кинематической вязкости ν и плотности ρ газонасыщенной нефти от величины газового фактора имеет вид экспоненты (рисунок 1.1в). Соответственно для их описания применяют формулы

$$\begin{aligned} \nu &= \nu_0 e^{-a\Gamma} \\ \rho &= \rho_0 e^{-b\Gamma} \end{aligned} \quad (1)$$

Где ν_0 , ρ_0 - кинематическая вязкость и плотность дегазированной нефти при той же температуре;

а и в - эмпирические коэффициенты; $a = 0,01 \dots 0,1$; $b = 0,0005 \dots 0,002$.

Объемным коэффициентом B_H называется отношение объема газонасыщенной нефти к объему дегазированной нефти, получаемой при разгазировании исходной смеси. Характер зависимости B_H от Γ показан на рисунке 1.1г.

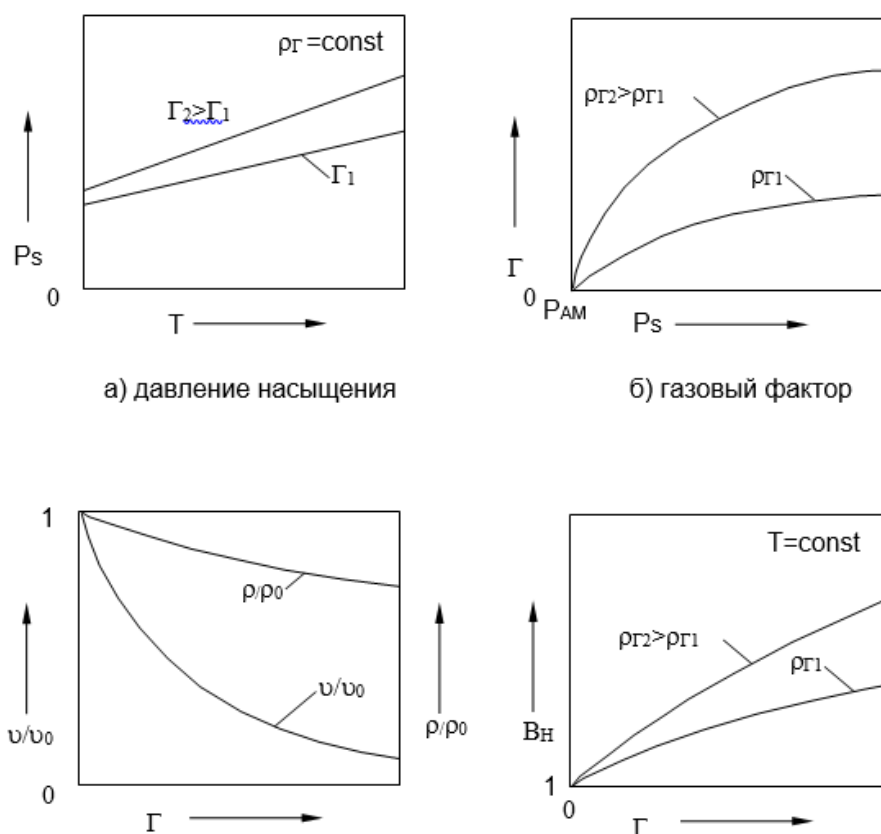


Рисунок 1.1 - Изменение параметров газонасыщенных нефтей.

Расчетную формулу для вычисления объемного коэффициента можно получить следующим образом. В соответствии с законом сохранения массы массовый расход газонасыщенной нефти $\rho \cdot Q$ равен сумме массовых расходов дегазированной нефти $\rho_o \cdot Q_o$ и растворенного в ней газа $\rho_r \cdot Q_r$, т.е.

$$\rho \cdot Q = \rho_o \cdot Q_o + \rho_r \cdot Q_r \quad (1.1)$$

Так как расход перекачиваемого газа равен $Q_r = \Gamma \cdot Q_o$, то объемный расход газонасыщенной нефти равен

$$Q = \frac{Q_o}{\rho} \cdot (\rho_o + \rho_r \Gamma). \quad (1.2)$$

Сомножитель при Q_o в правой части данного выражения по определению есть объемный коэффициент газонасыщенной нефти V_n . Принимая во внимание формулу (3.22), легко получить, что

$$V_n = (1 + \bar{\rho}_r \cdot \Gamma) \cdot e^{B\Gamma}, \quad (1.3)$$

где $\bar{\rho}_r$ - отношение плотности растворенного газа к плотности дегазированной нефти, $\bar{\rho}_r = \rho_r / \rho_o$.

Величина объемного коэффициента возрастает пропорционально увеличению газового фактора.

Гидравлический расчет перекачки газонасыщенной нефти

Экспериментально установлено, что газонасыщенная нефть ведет себя в трубопроводе как капельная жидкость. По этой причине потери давления на преодоление газонасыщенной нефтью сил трения в трубах рассчитывают с использованием формулы Лейбензона

$$P_\tau = \rho \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (1.4)$$

где ρ , Q , ν - плотность, расход и кинематическая вязкость газонасыщенной нефти.

Потери давления на преодоление разности нивелирных высот конца и начала трубопровода P_z , давление подпора на входе в центробежные насосы P_k и число Рейнольдса Re определяются по зависимостям

$$\begin{aligned} P_z &= \rho g \Delta z; \\ P_k &= P_s + P_{k3}; \\ Re &= \frac{4Q}{\pi D \nu}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

где в расчете также используются параметры газонасыщенной нефти.

Режим течения и зона трения в данном случае определяются обычным путем.

Проанализируем как влияет количество растворенного газа на перечисленные параметры. Подставляя вместо ρ , Q , и ν соответствующие расчетные формулы, получим

$$P_{\tau} = \rho_0 e^{-b\Gamma} \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q_0^{2-m} \cdot (1 + \bar{\rho}_r \Gamma)^{2-m} \cdot e^{b\Gamma(2-m)} \cdot \nu_0^m \cdot e^{-a\Gamma} \cdot L}{D^{5-m}} = \quad (1.6)$$

$$= P_{\tau 0} (1 + \bar{\rho}_r \Gamma)^{2-m} \cdot e^{[b(1-m)-a\Gamma]\Gamma};$$

$$P_z = \rho_0 e^{-b\Gamma} \cdot g \cdot \Delta z = P_{z0} \cdot e^{-b\Gamma};$$

$$Re = \frac{4Q_0 \cdot (1 + \bar{\rho}_r \Gamma) \cdot e^{b\Gamma}}{\pi D \cdot \nu_0 \cdot e^{-a\Gamma}} = Re_0 \cdot (1 + \bar{\rho}_r) \cdot e^{(a+b)\Gamma},$$

где $P_{\tau 0}$, Re - потери давления на трение и число Рейнольдса при перекачке того же количества дегазированной нефти, что и при транспортировке газонасыщенной нефти;

P_{z0} - потери давления на преодоление разности нивелирных высот дегазированной нефтью.

Нетрудно видеть, что с увеличением количества растворенного газа Γ величина P_z монотонно уменьшается, а Re - монотонно возрастает. Характер изменения величины P_{τ} зависит от того как соотносится увеличение объемного расхода и уменьшение кинематической вязкости газонасыщенной нефти (рисунок 1.3).

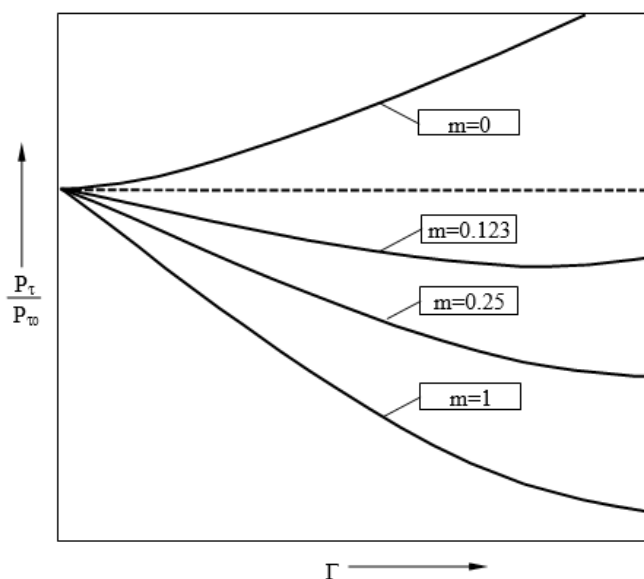


Рисунок 1.3 – Изменение относительных потерь на трение с увеличением газового фактора при различных режимах перекачки

Наиболее значительно величина P_τ уменьшается при ламинарном режиме перекачки ($m=1$). Чем более развит турбулентный режим перекачки, тем положительное влияние растворенного газа меньше. Это связано с уменьшением сомножителя ν^m и соответственно роли вязких сил. В квадратичной зоне трения турбулентного режима ($m = 0$) потери на трение с увеличением Γ не только не уменьшаются, а, наоборот, возрастают. Это связано с тем, что объемный расход перекачиваемой жидкости увеличился, а вязкость, хотя и уменьшилась, не влияет на величину P_τ .

Давление подпора на входе в центробежные насосы равно

$$P_k = P_{k0} + \frac{\Gamma}{K_{pt}},$$

где P_{k0} - давление подпора при перекачке дегазированной нефти.

Как видно, величина P_k с увеличением газового фактора монотонно возрастает.

На рисунке 1.4 приведена совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода при транспортировании газонасыщенной и дегазированной нефти.

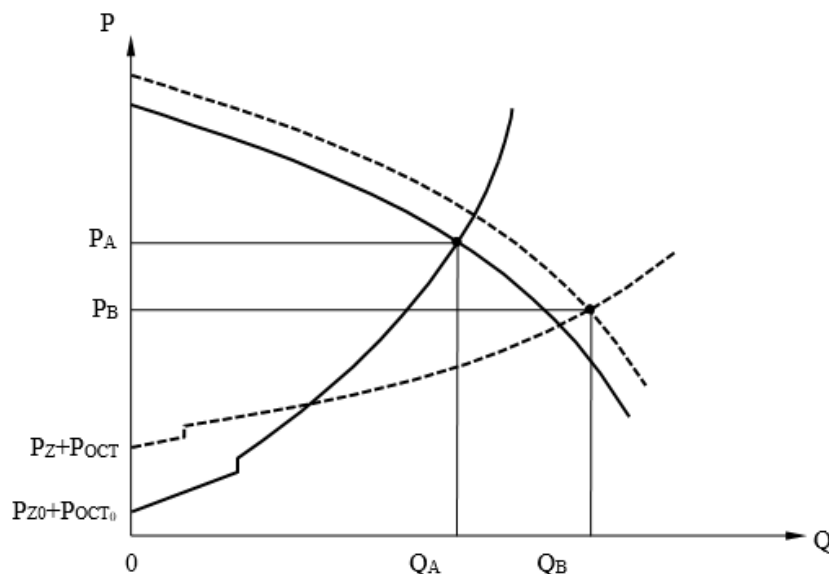


Рисунок 1.4 - Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода при перекачке дегазированной (1,2) и газонасыщенной (3,4) нефтей

При перекачке газонасыщенной нефти характеристика трубопровода отсекает на оси ординат больший отрезок, чем такая же характеристика при транспорте дегазированной нефти, т.к. $P_z \approx P_{z0}$, а $P_{ост} = P_{ост0} + P_s$. Проходит же она более полого, т.к. газонасыщенная нефть имеет меньшую вязкость.

Характеристика насосных станций при перекачке газонасыщенной нефти проходит выше, чем при транспортировке нефти дегазированной поскольку с давлением, развиваемым станциями, суммируется давление P_k ,

предотвращающее выделение растворенного газа.

Рабочая точка В при перекачке газонасыщенной нефти, как правило находится правее аналогичной точки А в случае транспортирования дегазированной нефти. Следовательно, производительность трубопровода по газонасыщенной нефти Q_B больше, чем при перекачке дегазированной нефти Q_A . Однако увеличение производительности трубопровода по дегазированной нефти будет достигнуто только при выполнении неравенства $Q_B / B_H > Q_A$.

Определим во сколько раз χ увеличивается производительность трубопровода по нефти при сохранении ее остаточного газонасыщения. До газонасыщения нефти уравнение баланса напоров имело вид

$$h_{\Pi} + A_1 - B_1 Q_0^{2-m} = f_0 Q_0^{2-m} L + \Delta z + h_{\text{ост}},$$

откуда исходная производительность нефтепровода составляла

$$Q_0 = \sqrt[2-m]{\frac{h_{\Pi} - h_{\text{ост}} + A_1 - \Delta z}{B_1 + f_0 L}}. \quad (1.7)$$

После сохранения остаточного газонасыщения нефти уравнение баланса напоров приняло вид

$$\frac{P_s}{\rho g} + h_{\Pi} + A_1 - B_1 Q^{2-m} = f Q^{2-m} \cdot L + \Delta z + h_{\text{ост}} + \frac{P_s}{\rho g}.$$

Соответственно производительность трубопровода по газонасыщенной нефти стала равной

$$Q = \sqrt[2-m]{\frac{h_{\Pi} - h_{\text{ост}} + A_1 - \Delta z}{B_1 + f L}}. \quad (1.8)$$

Поделив друг на друга левые и правые части уравнений (1.7) и (1.8), получаем

$$\chi B_H = \sqrt[2-m]{\frac{B_1 + f_0 L}{B_1 + f L}}.$$

Отсюда искомая величина увеличения производительности трубопровода по дегазированной нефти составила

$$\chi = \frac{1}{B_H} \sqrt[2-m]{\frac{B_1 + f_0 L}{B_1 + f L}}. \quad (1.9)$$

Поскольку величина гидравлического уклона при единичном расходе в случае транспортировки дегазированной нефти f_0 больше, чем при перекачке

газонасыщенной нефти f , то величина выражения под знаком радикала превышает единицу. Но больше единицы и величина объемного коэффициента V_H . Поэтому величина χ в общем случае может быть больше, меньше или равна единице. Однако, если учесть, что

$$f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}} = \beta \frac{v_o^m e^{-am\Gamma}}{D^{5-m}} = f_o e^{-am\Gamma},$$

то видно, что при $m=0$ (зона квадратичного трения турбулентного режима) $f = f_o$ и, следовательно, величина выражения под радикалом равна единице, а $\chi < 1$. Чем меньше развита турбулентность потока (рост m), тем больше величина выражения под корнем и, следовательно, тем больше χ .

Соотношение между давлениями P_A и P_B зависит от величины давления P_K и режима перекачки дегазированной нефти.

Характер зависимости коэффициента увеличения производительности по нефти $\chi = \frac{Q_B}{V_H Q_A}$ и относительного рабочего давления $\bar{P} = P_B / P_A$ при увеличении газового фактора Γ показан на рисунке 1.3.

Из него видно, что если дегазированная нефть перекачивалась при ламинарном режиме, то увеличение производительности по нефти будет максимальным. Чем более развит турбулентный режим перекачки дегазированной нефти, тем меньше достигаемое увеличение производительности и тем меньше величина газового фактора, соответствующего экстремуму.

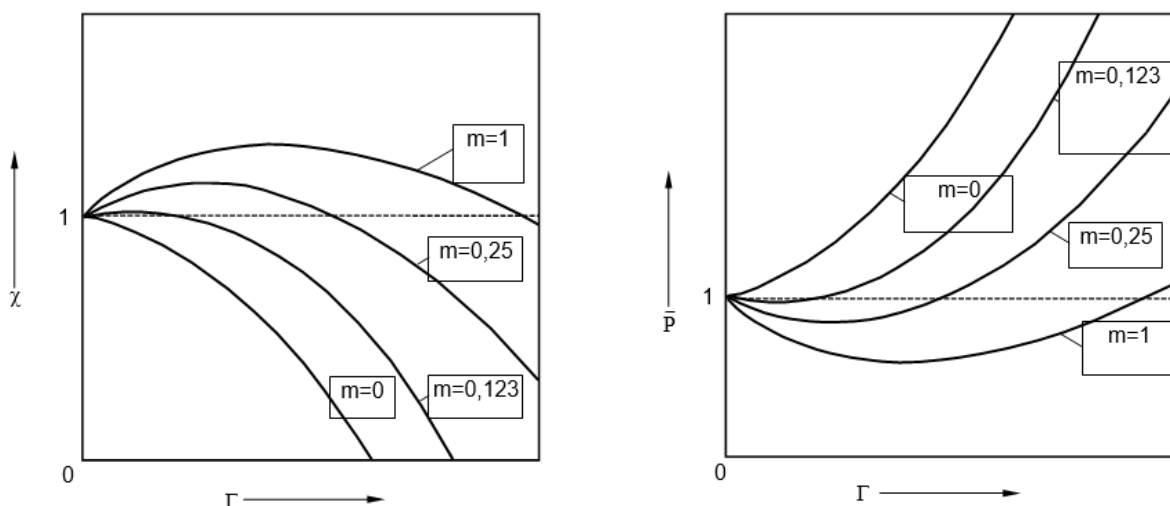


Рисунок 1.3 - Характер изменения коэффициента увеличения производительности трубопровода и относительного рабочего давления от газового фактора и режима перекачки

В зоне квадратичного трения турбулентного режима сохранение в нефти растворенного газа положительного эффекта не дает.

Подобным же образом, но только в отношении уменьшения целевой функции, влияет количество растворенного газа и режим перекачки на величину $\bar{P}$.

Перекачка нефти в газонасыщенном состоянии позволяет уменьшить суммарные затраты на перекачку нефти и нефтяного газа, повысить производительность нефтепроводов, уменьшить энергозатраты на перекачку. С первого дня разработки месторождений будет сохранена от сжигания в факелах наиболее ценная часть нефтяного газа.

Для внедрения данной технологии необходимо создать нормативные документы по проектированию и эксплуатации таких трубопроводов, решить вопросы связанные с учетом перекачиваемой нефти, позаботиться о предотвращении потерь нефтяного газа при сбросе газонасыщенной нефти в резервуары и т.д.

У технологии перекачки газонасыщенных нефтей есть свои недостатки. Это дополнительные капиталовложения в буферные емкости и сепараторы (но они окупаются в течение года - двух), возможность образования газовых скоплений, увеличивающих сопротивление трубопровода, повышенные потери нефти при авариях, большая продолжительность снижения давления в трубопроводе при его опорожнении, что мешает выполнению ремонтных работ. Но эти осложнения с лихвой компенсируются достоинствами данной технологии.

Рекомендуемая литература

1. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа.- М: Недра, 1983.- 160 с.
2. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа.- М: Недра, 1973.- 280 с.
3. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки.- Уфа: Изд-во Уфимс. нефт. ин-та, 1988.- 114 с.
4. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. Серия: Новые нефти Казахстана и их использование / Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А. и др.- Алма-Ата: Наука, 1985.- 264 с.
5. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата / Коршак А.А., Забазнов А.И., Новоселов В.В. и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 224 с.
6. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А. Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др.- М: Недра, 1988.- 368 с.