

МЕТОДИКА АНАЛИЗА И РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДНОЙ СХЕМЫ ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. КИМ (ОАО НК «РОСНЕФТЬ»), М.Н. МАНСУРОВ (ООО «ВНИИГАЗ»)

Обустройство морских месторождений характеризуется числом сооружаемых на шельфе стационарных платформ (МСП) с установленным на них технологическим оборудованием, числом и протяженностью трубопроводов, транспортирующих нефть, газ и другие технологические жидкости. Потоки флюидов могут транспортироваться как между платформами и береговыми сооружениями, так и обратно.

Поскольку трубопроводы, в основном, обеспечивают выполнение транспортной задачи "промысел - потребитель", выбор конструктивной схемы системы трубопроводов является весьма ответственным решением в обеспечении эксплуатационной надежности и безопасности транспорта нефти и газа.

В соответствии с количеством технологических потоков определяется число ниток трубопроводов, осуществляющих их транспорт. Наличие нескольких платформ позволяет создать более гибкую, надежную и эффективную схему трубопроводного транспорта продукции на берег. Количество ниток трубопроводов, обеспечивающих транспорт технологических жидкостей на берег или с берега, как правило, составляет от двух до четырех. При этом в общем случае (при отсутствии резервных трубопроводов) необходимое количество трубопроводов определяется по формуле:

$$n_{mp} = n_{nt} \times n_{cn}.$$

где: n_{cn} и n_{nt} - количество МСП и транспортируемых с них на берег (или, наоборот, с берега на платформы) технологических потоков, соответственно.

Число n_{mp} включает трубопроводы, идущие с платформ на берег и соединяющие платформы между собой. Имея в виду, что обычно расстояния между платформами значительно меньше расстояний от платформ до берега, прокладка трубопроводов между платформами является эффективным способом повышения надежности транспортной трубопроводной системы при сравнительно невысоких дополнительных затратах.

В условиях арктических и дальневосточных морей на трубопроводы могут воздействовать различные неблагоприятные природные факторы (сейсмические и литодинамические, ледовые торосы и стамухи). Поэтому надежность трубопроводной системы определяется как количеством проложенных трубопроводов, так и величиной их заглубления в грунт.

При анализе их надежности в расчетах следует учитывать как параметры потока отказов отдельных трубопроводов λ_1 (вызванных, например, дефектами изготовления или

коррозией), так и параметры потоков одновременных отказов двух и более трубопроводов λ_2 (вызванных неблагоприятными воздействиями природной среды) [1].

Пусть разработка месторождения осуществляется с помощью двух МСП, связанных с береговым комплексом подготовки (БКП) тремя технологическими потоками: нефть и попутный газ на берег, а также газ высокого давления, транспортируемый с берега на МСП для целей газлифта. Общее количество трубопроводов, необходимое для транспорта всех потоков с обеих МСП составляет:

$$n_{тр.} = n_{сн.} \times n_{лт.} = 6$$

В качестве альтернативы рассмотрим две схемы транспорта продукции на берег:

1. Традиционная схема, предусматривающая транспорт всех потоков с одной МСП на другую, откуда все компоненты в полном объеме транспортируются на берег (рис. 1 «а»).
2. Кольцевая схема, предусматривающая связь обеих МСП с береговыми сооружениями и между собой. В соответствии с этой схемой транспорт основного компонента (нефти) на берег осуществляется непосредственно с каждой МСП, а два других компонента в полном объеме - через одну из МСП (рис. 1 «б»).

Общее количество трубопроводов в обоих вариантах одинаково и равно шести, но в варианте 2 их общая протяженность больше, следовательно, выше и затраты. С другой стороны, вариант 2 представляется более надежным. Так одновременный отказ в варианте 2 двух параллельных трубопроводов, связывающих одну из МСП с БКП, вследствие неблагоприятных природных воздействий позволяет осуществлять транспорт с обеих МСП на берег двух компонентов из трех, в то время, как одновременный отказ с той же вероятностью трех трубопроводов соединяющих МСП с берегом в варианте 1, приведет к полной изоляции обеих платформ, т.е. к их функциональному отказу.

Одним из критериев надежности функционирования систем добычи, подготовки и транспорта продукции является количество трубопроводов, связывающих МСП с берегом непосредственно или транзитом через соседние МСП.

В варианте 1 количество связей для обеих платформ равно трем, в варианте 2 - четырем.

При равноценности платформ (т.е. одинаковом количестве добываемой на них продукции) следует стремиться, чтобы количество связей у платформ было бы одинаковым, а сумма их была максимальной.

В соответствии с вышеприведенными соображениями при выборе схемы

транспорта продукции с МСП на БКП следует руководствоваться следующими правилами:

1. Суммарное количество трубопроводов, идущих с МСП на БКП или соседнюю МСП, должно быть не меньше числа компонентов транспортируемой продукции.
2. При необходимости создания двух технологических потоков для обеспечения технологического процесса добычи и транспорта основного компонента продукции (нефти или газа) количество трубопроводов, идущих с каждой МСП на БКП, должно быть не меньше двух.

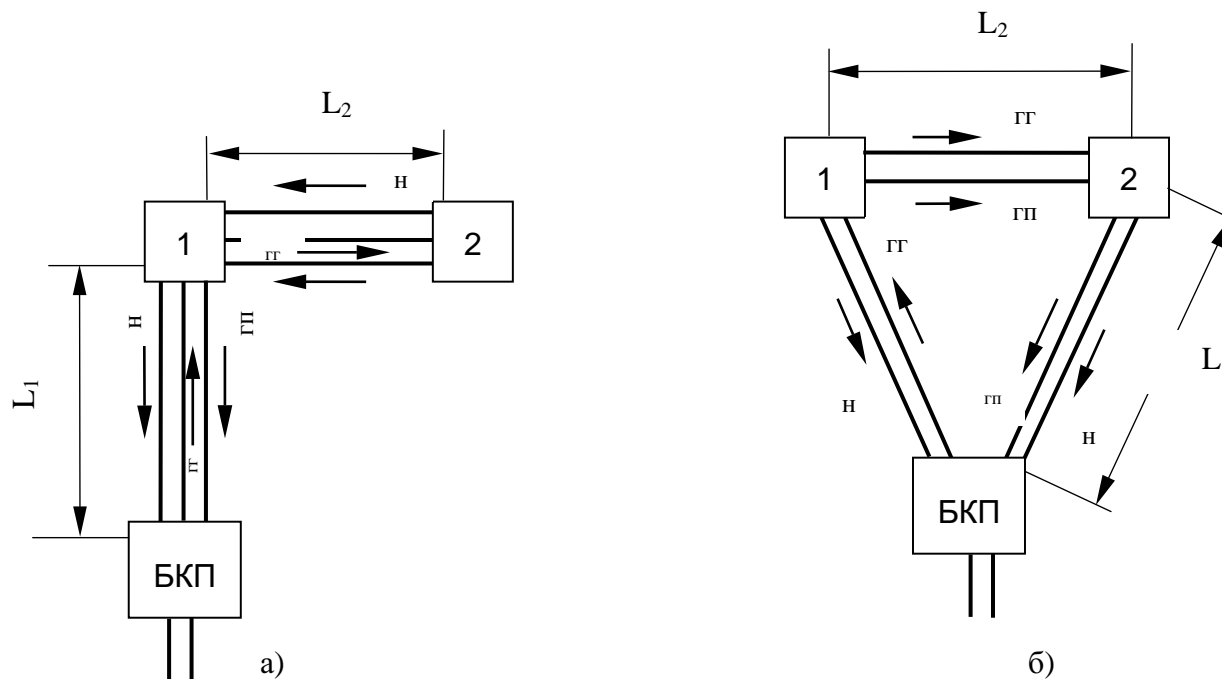
С учетом этих правил наиболее рациональной схемой для двух МСП и трех компонентов представляется вариант 2 (рис. 1 «б»). Это предположение можно проверить расчётами.

В рассматриваемой схеме для обеспечения добычи и транспорта основного компонента требуется наличие двух технологических потоков (нефти, транспортируемой с моря на берег, и газа для целей газлифта - в обратном направлении). Данная система характеризуется следующими параметрами:

- протяженность трубопровода от МСП до БКП – L_1 , км;
- протяженность трубопровода между МСП – L_2 , км;
- параметр потока отказов трубопроводов, вызванных внутренними причинами (коррозия, дефекты изготовления и монтажа) - λ_1 , 1/км год;
- параметр потока одновременных отказов двух или более трубопроводов, проложенных в близости друг от друга, вызванных внешними воздействиями природной среды (например, воздействием ледовых торосов) - λ_2 , 1/км год;
- параметр потока восстановлений трубопроводов μ , 1/км год (принимается стратегия ограниченного обслуживания).

Оценка надежности системы производится путем определения вероятностей пребывания ее во всех возможных состояниях. Эти состояния характеризуются количеством отказавших трубопроводов. В качестве таких состояний могут быть рассмотрены следующие:

- 0 - система исправна (отсутствуют отказавшие трубопроводы);
- 1^I - отказ одного из трубопроводов, осуществляющих транспорт с МСП на БКП;
- 1^{II} - отказ одного из трубопроводов, связывающих две МСП между собой;



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

1, 2 – морские стационарные платформы

БКП – береговой комплекс подготовки

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ:

$н$ – нефть

$гп$ – газ попутный

$гг$ – газ на газлифт

Рис. 1 - Технологические схемы транспорта продукции с двух МСП на береговой комплекс подготовки нефти и газа

- 2^I - отказ двух трубопроводов, связывающих одну из МСП с БКП;
- 2^{II} - отказ двух трубопроводов, связывающих разные МСП с БКП;
- 2^{III} - отказ одного трубопровода, связывающего МСП с БКП и одного трубопровода, связывающего МСП между собой;
- 2^{IV} - отказ обоих трубопроводов связывающих МСП между собой;
- 3^I - отказ двух трубопроводов, связывающих одну из МСП с БКП и одного трубопровода, связывающего две МСП;
- 3^{II} - отказ двух трубопроводов, связывающих разные МСП с БКП и одного трубопровода связи между МСП;
- 3^{III} - отказ обоих трубопроводов связи между МСП и одного трубопровода, связывающего МСП с БКП;
- 3^{IV} - отказ трех трубопроводов, связывающих МСП с БКП;
- 4^I - отказ двух трубопроводов, связывающих одну из МСП с БКП и обоих трубопроводов связи между МСП;
- 4^{II} - отказ двух трубопроводов, связывающих разные МСП с БКП и обоих трубопроводов связи между МСП;
- 4^{III} - отказ трех трубопроводов, связывающих МСП с БКП и одного из трубопроводов связи между МСП;
- 5^I - отказ трех трубопроводов, связывающих МСП с БКП и обоих трубопроводов связи между МСП.

Эти состояния могут быть объединены в группы по характеру последствий для транспортной системы, к которым приводят отказы трубопроводов. Для рассматриваемой системы таких групп пять:

- 0 - отказавших трубопроводов нет; система исправна и полностью работоспособна;
- 1 - события 1^I, 1^{II} - отказ одного из трубопроводов; два потока (нефть и газ на газлифт) транспортируются с обеих МСП (и на обе МСП); третий (попутный газ) - с одной МСП; попутный газ, добываемый на другой МСП сжигается на факеле;
- 2 - события 2^I, 2^{II}, 2^{III}, 2^{IV} - отказ двух трубопроводов; нефть транспортируется на берег с обеих МСП, газ на обеих МСП сжигается на факеле;
- 3 - события 3^I, 3^{II}, 3^{III}, 4^I - отказ трех или четырех трубопроводов; нефть транспортируется на берег с одной из МСП, газ сжигается на факеле;
- 4 - события 3^{IV}, 4^{II}, 4^{III}, 5^I - отказавших трубопроводов может быть от трех

до пяти; не может осуществляться добыча или транспорт нефти и газа ни с одной из МСП; функциональный отказ системы.

Таким образом, рассматриваемые группы событий характеризуют:

- 0 - исправное состояние системы;
- 1, 2, 3 - система функционирует с параметрическими отказами;
- 4 - система находится в состоянии функционального отказа.

Определение вероятностей пребывания трубопроводной системы в том или ином состоянии производится методами теории массового обслуживания с использованием вероятной схемы "гибели и размножения" [2].

Для перечисленных 15 возможных состояний системы составляется граф вероятностей перехода из одного состояния в другое (рис. 2). Он дает наглядное представление о характере этого процесса и упрощает процедуру составления уравнений Эрланга, решение которых позволяет вычислить вероятности пребывания системы в состояниях 0 - 4.

Вероятности (интенсивности) перехода системы из состояния i в состояние j - λ_{ij} определяются следующим образом.

Предположим, в начальный момент времени система исправна и работоспособна (состояние 0). Она может перейти:

- в состоянии 1^I в случае отказа одного из четырех трубопроводов, связывающих МСП с береговыми сооружениями;
- в состояние 1^{II} - в случае отказа одного из трубопроводов связи между МСП;
- в состоянии 2^I - в случае одновременного отказа двух трубопроводов, связывающих одну из МСП с БКП;
- в состоянии 2^{IV} - в случае одновременного отказа обоих трубопроводов связи между МСП.

Соответственно интенсивности вышеперечисленных переходов из одного состояния в другое запишутся в виде:

$$\lambda_{01^I} = 4\lambda_1 \cdot L1;$$

$$\lambda_{01^{II}} = 2\lambda_1 \cdot L2;$$

$$\lambda_{02^I} = 2\lambda_2 \cdot L1;$$

$$\lambda_{02^{IV}} = \lambda_2 \cdot L2.$$

В случае восстановления (ремонта) поврежденного трубопровода, система может перейти из состояния 1^I или 1^{II} в состояние 0 с интенсивностью μ . Поскольку мы

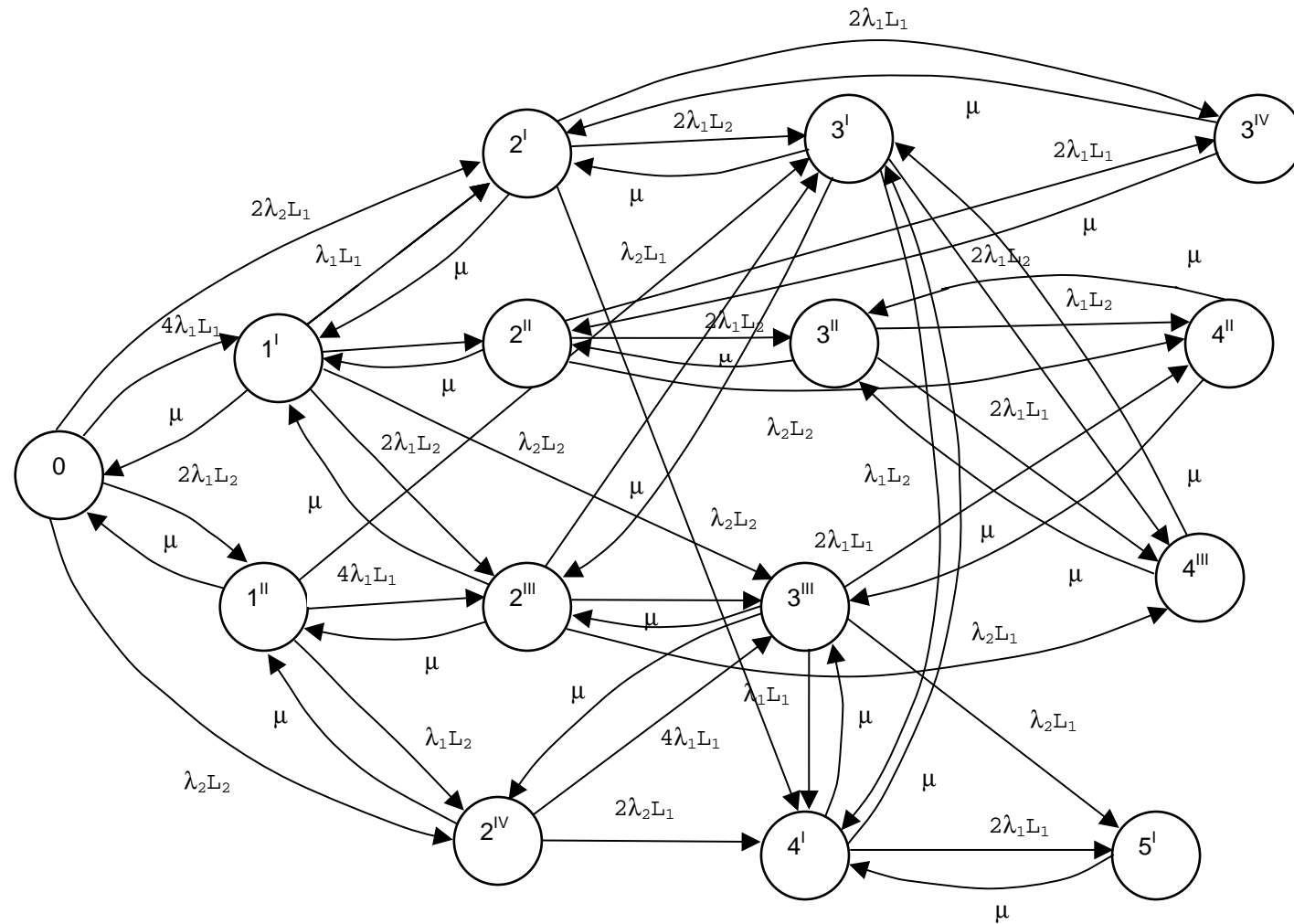


Рис. 2 – График интенсивности переходов транспортной трубопроводной системы из одного состояния в другое

рассматриваем систему с ограниченным восстановлением (работает одна ремонтная бригада) система может перейти в состояние 0 только из состояния 1^I или 1^{II} . Из состояний 2^I и 2^{IV} она может непосредственно перейти только в состояния 1^I и 1^{II} соответственно.

Это обстоятельство отражено на графе переходов. Аналогичным образом вычисляются и остальные интенсивности перехода системы во все возможные состояния. Значения интенсивностей нанесены на соответствующих векторах (рис. 2).

Затем для данной системы составляются уравнения Эрланга, отражающие связь между вероятностями состояний системы. Поскольку система может находиться в 15 состояниях, то составляется 15 линейных уравнений, с 15-ю неизвестными. Такая система уравнений может быть решена с использованием ЭВМ, поскольку при решении уравнений через определители количество слагаемых равно $n!$, где n - количество уравнений в системе. В системе из 15 уравнений таких слагаемых будет $15! = 1,3 \times 10^{12}$.

Трубопроводная система, включающая три МСП и три технологических потока, описывается системой из 50-60 уравнений, для решения которой требуется сложить $1,27 \times 10^{73}$ слагаемых. Решение такой задачи требует определенных затрат машинного времени.

Для упрощения данной задачи можно ограничиться вычислением только вероятностей групп состояний, тем более что как раз они нас и интересуют с точки зрения последствий для рассматриваемой системы. В этом случае придется иметь дело с пятью состояниями системы, которые описываются пятью уравнениями.

Граф перехода такой упрощенной системы из одной группы состояний в другую приводится на рис. 3. Интенсивность перехода из состояния 1^I в группу состояний 2 равна (рис. 2):

$$\lambda_{1^I 2} = 3\lambda_1 \cdot L1 + 2\lambda_1 \cdot L2, \quad (1)$$

а интенсивность перехода из состояния 1^{II} в группу состояний 2 составляет:

$$\lambda_{1^{II} 2} = 4\lambda_1 \cdot L1 + \lambda_1 \cdot L2. \quad (2)$$

Поэтому требуется еще оценить в первом приближении вероятность попадания системы в состояния 1^I и 1^{II} $P(1^I)$ и $P(1^{II})$.

Эти вероятности определяются в соответствии с выражениями:

$$P(1^I) = 1 - \exp(-\lambda_{01^I}) \quad (3)$$

$$P(1^{II}) = 1 - \exp(-\lambda_{01^{II}}) \quad (4)$$

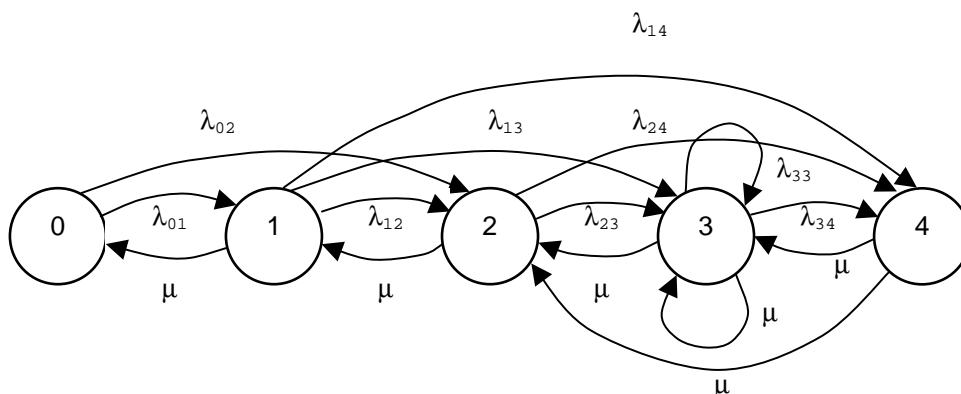


Рис.3 – Граф интенсивности перехода транспортной системы
из одной группы состояний в другую

Тогда интенсивность перехода системы из группы состояний 1 в группу состояний 2 может быть вычислена по формуле:

$$\lambda_{1_2} = \lambda_{1'_2} \cdot P(1') + \lambda_{1''_2} \cdot P(1'') \quad (5)$$

Затем определяются и все остальные интенсивности переходов системы из одной группы состояний в другую: $\lambda_{1_3}, \lambda_{1_4}, \lambda_{2_3}, \lambda_{2_4}, \lambda_{3_3}, \lambda_{3_4}$.

Теперь можно переходить к составлению уравнений Эрланга, групп состояний системы. Для этого можно воспользоваться графом интенсивностей переходов (рис. 3). Система будет находиться в состоянии $P(0)$, если при нахождении ее в этом состоянии не произойдет за элементарный отрезок времени Δt отказов одного или двух трубопроводов с интенсивностями λ_{01} и λ_{02} , соответственно, или при нахождении ее в состоянии $P(1)$ за тот же промежуток времени Δt произойдет восстановление (ремонт) отказавшего трубопровода с интенсивностью μ т.е.

$$-(\lambda_{01} + \lambda_{02}) \cdot P(0) + \mu \cdot P(1) = 0 \quad (6)$$

Остальные уравнения Эрланга составляются с использованием графа переходов на рис. 3. Векторы, изображающие интенсивность переходов для каждого состояния, записываются со знаком "-", если они выходят и со знаком "+", если входят.

Таким образом:

$$\lambda_{01} \cdot P(0) - (\lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14} + \mu) \cdot P(1) + \mu \cdot P(2) = 0$$

$$\lambda_{02} \cdot P(0) + \lambda_{12} \cdot P(1) - (\lambda_{23} + \lambda_{24} + \mu) \cdot P(2) + \mu \cdot [P(3) + P(4)] = 0 \quad (7)$$

$$\lambda_{13} \cdot P(1) + \lambda_{23} \cdot P(2) + \lambda_{33} \cdot P(3) - (\lambda_{34} + \mu) \cdot P(3) + \mu \cdot P(4) = 0$$

Последнее уравнение системы записывается, исходя из условия, что сумма вероятностей пребывания системы во всех возможных состояниях равна 1, т.е.

$$P(0) + P(1) + P(2) + P(3) + P(4) = 1 \quad (8)$$

Решая данную систему из 5 линейных уравнений с пятью неизвестными, получаем:

$$P(0) = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^4 K_i} \quad P(i) = K_i \cdot P(0)$$

где: $K_1 = \frac{\lambda_{01} + \lambda_{02}}{\mu}$

$$K_2 = \frac{(\lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14} + \mu) \cdot K_1 - \lambda_{01}}{\mu}$$

$$K_3 = \frac{(2 \cdot \lambda_{23} + \lambda_{24} + \mu) \cdot K_2 - (\lambda_{12} - \lambda_{13}) \cdot K_1 - \lambda_{02}}{\lambda_{34} - \lambda_{33} + 2\mu}$$

$$K_4 = \frac{(\lambda_{23} + \lambda_{24} + \mu) \cdot K_2 - \lambda_{12} \cdot K_1 - \mu \cdot K_3 - \lambda_{02}}{\mu}$$

По полученным формулам вычисляются вероятности отсутствия или наличия в системе тех или иных параметрических отказов. Затем производится уточнение вычисленных приближенно вероятностей пребывания системы в отдельных состояниях: 0, 1^I, 1^{II} ... и интенсивностей перехода системы из одной группы состояний в другую: λ_{12} , λ_{13} , λ_{14} , λ_{23} , ...

Практика расчетов показала, что можно ограничиться однократным пересчетом этих значений в связи с тем, что допускаемая ошибка в определении λ_{12} , λ_{13} , и т.д. не превышает 5%.

В соответствии с вышеописанной методикой были произведены расчеты по определению вероятности пребывания обеих сравниваемых транспортных систем в каждом из возможных состояний. Следует отметить, что транспортная система, соответствующая первому варианту схемы (рис. 1 «а») характеризуется несколько иными

группами возможных состояний:

- 0 - система исправна и работает в номинальном режиме;
- 1 - нефть транспортируется с обеих МСП, газ - с одной;
- 2 - нефть транспортируется с обеих МСП, газ на обеих МСП сжигается на факеле;
- 3 - нефть и газ транспортируются с одной МСП;
- 4 - нефть транспортируется с одной МСП;
- 5 - функциональный отказ системы.

Принимаем в качестве исходных данных следующие значения основных параметров системы:

$$L_1 = 16 \text{ км}, L_2 = 4.5 \text{ км}, \lambda_1 = 0.0024 \text{ 1/км} \cdot \text{год} [4], \lambda_2 = 0.0004 \text{ 1/км} \cdot \text{год}$$

(что соответствует заглублению трубопроводов в грунт на глубину 3 м) [1]. Приведенные исходные параметры соответствуют условиям Пильтун-Астохского нефтегазового месторождения на шельфе северного Сахалина.

Вероятности пребывания трубопроводной транспортной системы в каждом из возможных состояний характеризовались следующими значениями:

Вариант 1	Вариант 2
$P(0) = 0.9466$	$P(0) = 0.933$
$P(1) = 0.011$	$P(1) = 0.0059$
$P(2) = 0.038$	$P(2) = 0.00749$
$P(3) = 0.00277$	$P(3) = 0.000332$
$P(4) = 0.000495$	$P(4) = 0.000147$
$P(5) = 0.000923$	

Как видно вариант 2 схемы проигрывает варианту 1 только по вероятности пребывания системы в номинальном состоянии, что объясняется большей протяженностью трубопроводов в схеме варианта 2 и, следовательно, более высокой их повреждаемостью. По остальным показателям схема варианта 2 предпочтительнее. Сравнение этих показателей приведено в таблице 1.

Следует обратить особое внимание на показатель, существенно характеризующий надежность и живучесть рассматриваемых систем - вероятность наступления предельного состояния - $q_{пр}$. Под предельным состоянием транспортной трубопроводной системы

подразумевается функциональный отказ, т. е. отказ такого количества трубопроводов, когда оставшиеся в работе не могут обеспечить транспорт на берег ни одного из компонентов, а в некоторых случаях делают невозможной и их добычу (например, при подаче газа высокого давления для целей газлифта с берега на МСП).

Таблица 1

**Сравнение показателей надежности альтернативных вариантов
трубопроводной системы**

Вариант	Вероятности обеспечения транспорта технологических потоков		Вероятность наступления в течение 1 года функционального отказа системы
	Нефть с двух МСП Газ с одной МСП $P(0) + P(1)$	Нефть с двух МСП $P(0) + P(1) + P(2)$	
1	0.9576	0.9957	0.0093
2	0.992	0.9945	0.0005

Вероятность наступления предельного состояния, таким образом, характеризует и экологическую безопасность системы, поскольку прекращение транспорта жидких и газообразных углеводородов с МСП может привести к переполнению имеющихся на МСП емкостей и ставит проблему утилизации углеводородов на платформе. В таблице 2 приводятся величины математического ожидания недопоставки нефти и газа, вызванной отказами подводных трубопроводов. В таблице 3 приводятся значения вероятностей наступления предельного состояния системы в течение 1 года и всего периода разработки месторождения ($t_p = 20$ лет) для обоих вариантов. По этому показателю вариант 2 превосходит вариант 1 на порядок при $\lambda_1 = 0.0024 \text{ 1/км} \cdot \text{год}$ и на два порядка при меньших значениях λ_1 .

Таблица 2

Математическое ожидание недопоставки нефти и газа, вызванной отказами подводных трубопроводов (транспорт 3-х потоков с двух МСП)

		$M(\Delta Q_H), M(\Delta Q_T)$, в долях от объема добычи					
		$\lambda_1, \text{1/км} \times \text{год}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, \text{1/км}$	0.0 ⁴ 42	0.001/0.043	0.0008/0.019	0.0006/0.008	0.00011/0.031	0.0 ⁴ 4/0.014	0.0 ⁴ 2/0.0058
	0.0004	0.0028/0.0465	0.00195/0.0257	0.00175/0.0115	0.00033/0.0375	0.00012/0.022	0.0 ⁴ 6/0.0122
	0.002	0.0096/0.062	0.009/0.042	0.0086/0.0282	0.0015/0.066	0.0009/0.0516	0.0006/0.0406

Таблица 3.

Вероятность наступления предельного состояния трубопроводной транспортной системы (транспорт 3-х потоков с двух МСП)

		$q_{пр1}/q_{пр20}$					
		$\lambda_1, 1/\text{км} \times \text{год}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, 1/\text{км} \times \text{год}$	0.0 ⁴ 42	0.0036/0.071	0.0014/0.0278	0.00075/0.0157	0.00045/0.009	0.0 ⁴ 57/0.014	0.0 ⁵ 24/0.0 ⁴ 48
	0.0004	0.0093/0.1706	0.0071/0.133	0.0065/0.1216	0.0005/0.0098	0.0 ⁴ 84/0.0017	0.0 ⁴ 29/0.0006
	0.002	0.0344/0.5034	0.0322/0.4806	0.0316/0.4738	0.0011/0.0225	0.00074/0.0147	0.00069/0.0136

Для полноты анализа сравниваемых вариантов транспортных схем следует провести оценку и эффективности их функционирования, т. е. качество выполнения ими своих основных функций по транспортировке компонентов углеводородного сырья на берег. Эффективность работы обеих систем может быть охарактеризована математическим ожиданием количества нефти $M(S_H)$ и газа $M(S_r)$, транспортируемых каждой системой на берег. Нефть транспортируется с обеих МСП в состояниях 0, 1 и 2. Транспорт нефти с одной из МСП осуществляется в состояниях 3 и 4 в схеме варианта 1 и в состоянии 3 – в схеме варианта 2.

Газ транспортируется с обеих МСП в состоянии 0. Транспорт газа с одной из МСП осуществляется в состояниях 1 и 3 в схеме варианта 1 и в состоянии 1 – в схеме варианта 2.

Для двух МСП равной производительности эффективность рассматриваемых схем будет характеризоваться выражениями:

По нефти

Вариант 1

$$M(S_H) = \{P(0) + P(1) + P(2) + 0.5[P(3) + P(4)]\} \cdot S_H^* \quad (9)$$

Вариант 2

$$M(S_H) = [P(0) + P(1) + P(2) + 0.5 \cdot P(3)] \cdot S_H^* \quad (10)$$

По газу:

Вариант 1

$$M(S_r) = \{P(0) + 0.5 \cdot [P(1) + P(3)]\} \cdot S_r^* \quad (11)$$

Вариант 2

$$M(S_r) = [P(0) + 0.5 \cdot P(1)] \cdot S_r^* \quad (12)$$

где: S_H^* и S_r^* - количества транспортируемых с МСП нефти и газа, при работе систем добычи, подготовки и транспорта продукции в номинальном режиме.

По показателям $M(S_H)$ и $M(S_r)$ и затрачиваемым на сооружение каждой трубопроводной системы средствам можно производить сравнение альтернативных вариантов и выбирать из них наиболее эффективную.

Расчеты по приведенной методике показали, что более надежным и эффективным является вариант 2 схемы с добавлением к нему еще одного трубопровода связи между МСП. Эффективность систем по альтернативным вариантам характеризуется следующими значениями:

Вариант 1

$$M(S_H) = 0.9972 \cdot S_H^*$$

$$M(S_r) = 0.9535 \cdot S_r^*$$

Вариант 2

$$M(S_H) = 0.9997 \cdot S_H^*$$

$$M(S_r) = 0.9625 \cdot S_r^*$$

Чтобы выяснить, оправдываются ли дополнительные затраты на прокладку резервных трубопроводов в варианте 2, следует их составить с возможными потерями от снижения количества добываемых на платформе и транспортируемых на берег нефти и газа. В расчетах приняты следующие показатели месторождения: ежегодная добыча нефти - 4.5 млн. тонн; предполагаемое количество добываемой нефти за весь период эксплуатации - 33 млн. т; ежегодная добыча попутного газа - 2.1 млрд. нм^3 , за весь период эксплуатации - 28 млрд. нм^3 .

Вследствие простоя трубопроводов в аварийном ремонте потери нефти составят (в тыс. тонн):

Вариант 1**Вариант 2**

в течение 1 года	4500 x 0.0028=12.6	4500 x 0.0003=1.6
в течение всего периода эксплуатации	33000 x 0.0028=92.4	33000 x 0.0003=9.9

Выбор схемы трубопроводного транспорта по варианту 2 сохранит 82.5 тыс. тонн нефти, что составит почти 13 млн. долларов США экономии при ее цене 25US\$/барель.

Аналогично потери газа из-за простоя газопроводов в аварийных ремонтах составляют (в млн нм^3):

	<u>Вариант 1</u>	<u>Вариант 2</u>
в течение 1 года	2100 x 0.0465=97.65	2100 x 0.0375=78.75
в течение всего периода эксплуатации	28000 x 0.0465=1302	28000 x 0.0375=1050

Выигрыш варианта 2 по сравнению с вариантом 1 составляет 252 млн. нм³ газа стоимостью 12 млн. долларов. Общая экономия за весь период разработки за счет большей добычи нефти и газа от использования схемы трубопроводов по варианту 2 составит 25 млн. долларов.

Но вариант 2 обладает большей по сравнению с вариантом 1 протяженностью трубопроводов (61.5 км по варианту 1 и 77.5 км по варианту 2).

Приняв по программе QUESTOR удельную стоимость 1 км строительства подводного трубопровода диаметром 700 м, заглубленного в грунт на 3 м при средней глубине моря 20 м равной 656 тыс. долларов/км, дополнительные затраты на прокладку трубопроводов по варианту 2 составят 10.5 млн. долларов. Годовая экономия от использования схемы по варианту 2 равна:

$$\Delta T = (12.6 - 1.6) \times C_n + (97.65 - 78.75) \times C_g = 11 \times 156,25 + 18.9 \times 47,6 = 2,620 \text{ млн. долларов.}$$

где: C_n и C_g - стоимость 1 тыс. тонн нефти и 1 млн. нм³ газа, соответственно.

Срок окупаемости дополнительных затрат составляет:

$$T_{ок.} = \frac{K_2 - K_1}{\Delta} = \frac{10.5}{2.62} = 4 \text{ года}$$

Полученное значение $T_{ок.}$ не превышает нормативного срока окупаемости, т.е. схема по варианту 2 предпочтительнее схемы по варианту 1.

Эффективность кольцевой схемы трубопроводного транспорта по сравнению с радиальной определяется прежде всего величиной заглубления трубопровода в грунт $h_{згл.}$. Эта зависимость очень жесткая: при уменьшении заглубления с 5 м до 1.1 м срок окупаемости уменьшается с 16.9 до 1.7 лет (при параметре потока отказов $\lambda_1 = 0.0024$ 1/км x год). В то же время параметр λ_1 очень слабо влияет на выбор схемы трубопроводов. При уменьшении λ_1 в 2 ($\lambda_1 = 0.0012$ 1/км x год) и в 6 раз ($\lambda_1 = 0.0004$ 1/км x год) по сравнению с исходным срок окупаемости изменяется в пределах 1.0 - 21 и 1.9 - 25 лет соответственно. Другим фактором - экономическим, оказывающим влияние на выбор варианта схемы трубопровода, является отношение C^* стоимости 1 тыс. тонн нефти/газа, сохраненной благодаря выбору кольцевой схемы, к разнице стоимостей прокладки 1 км трубопроводов по альтернативным вариантам.

В качестве обобщенного показателя надёжности рассматриваемых систем

трубопроводного транспорта может быть предложено математическое ожидание объема недопоставки нефти и (или) газа на берег $M(\Delta Q_n)$; и $M(\Delta Q_g)$ [6].

$$M(\Delta Q_n) = 1 - M(\Delta S_n) \quad (13)$$

$$M(\Delta Q_g) = 1 - M(\Delta S_g) \quad (14)$$

В табл. 2 приводятся результаты вычислений этих показателей для рассматриваемого месторождения для кольцевой схемы при различных заглублениях трубопроводов ($h_{згл.}=1-5\text{м}$) и различных параметрах потоков отказов, вызываемых внутренними причинами ($\lambda_1 = 0.0024-0.0004$ 1/км x год). Как видно, при одинаковых значениях $h_{згл.}$ и λ_1 потери нефти при кольцевой схеме на порядок ниже. Что же касается потерь газа, то они соизмеримы в обеих схемах или даже в некоторых случаях при кольцевой схеме незначительно выше.

При переходе к вариантам разработки месторождения с использованием трех МСП проблема выбора оптимальной схемы еще более усложняется. В данной работе рассматривались схемы транспорта на берег с трех МСП двух и трех компонентов углеводородного сырья.

Сравниваемые схемы трубопроводов приведены на рис. 4 и 5. Рассматриваются традиционные варианты схем (рис. 4 «а» и 5 «а») и альтернативные кольцевые схемы трубопроводного транспорта, (рис. 4 «б» и 5 «б»). По схеме рис. 4 «б» нефть, добываемая на всех трех МСП, в полном объеме транспортируется на берег по одному трубопроводу с одной из крайних МСП, а по другому трубопроводу, в полном объеме с другой крайней ЛСП, транспортируется природный или попутный газ. Трубопроводы связи, между платформами используются для сбора на одной из них (первой или третьей) нефти или газа. Математические ожидания объемов недопоставки нефти и газа, вызванные аварийными отказами трубопроводов, при различных значениях $h_{згл.}$ и λ_1 для сравниваемых вариантов приведены в таблице 4.

Результаты расчетов показали, что значения показателя $M(\Delta Q_n)$ для схемы по варианту 1 практически не зависят от параметра λ_1 , а только определяются величиной заглубления трубопроводов. Значения $M(\Delta Q_n)$ для кольцевой схемы на 1-2 порядка ниже, чем таковые для традиционной схемы. Значения $M(\Delta Q_g)$ по обоим вариантам приблизительно одинаковы или немного ниже у варианта 2.

Таблица 4

Математическое ожидание недопоставки нефти и газа, вызванной отказами подводных трубопроводов (транспорт 2-х потоков с трех МСП)

		M(ΔQ_H)/M(ΔQ_T), в долях от объема добычи					
		$\lambda_1, 1/\text{км} \times \text{ГОД}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, 1/\text{км} \times \text{ГОД}$	0.0 ⁴ 42	0.0 ³ 16/0.0344	0.0 ³ 16/0.0167	0.0 ³ 16/0.0063	0.0 ⁴ 6/0.0377	0.0 ⁴ 1/0.0172	0.0 ⁴ 1/0.0059
	0.0004	0.0016/0.0359	0.0016/0.022	0.0016/0.01	0.0 ³ 1/0.035	0.0 ⁴ 15/0.0184	0.0 ⁴ 1/0.071
	0.002	0.0079/0.0526	0.0079/0.046	0.0079/0.028	0.0 ³ 1/0.041	0.0 ⁴ 36/0.02376	0.0 ⁴ 12/0.0125

Характер изменения срока окупаемости $T_{ок}$ затрат, возрастающих при выборе кольцевой схемы, в зависимости от величины заглубления трубопроводов, аналогичен рассмотренному выше для варианта разработки месторождения с помощью двух МСП. Экономически целесообразен выбор кольцевой схемы при заглублении трубопроводов $h_{згл.} \leq 3$ м. Причем срок окупаемости почти не зависит от параметра λ_1 , а определяется только величиной $h_{згл.}$.

Вероятности наступления предельного состояния рассматриваемых систем $q_{пр1}$ и $q_{пр20}$ приведены в табл. 5. Следует отметить, что значения $q_{пр1}$ и $q_{пр20}$ по обоим сравниваемым вариантам близки к соответствующим значениям для систем с двумя МСП. Здесь также вероятность наступления предельного состояния системы в течение 1 года или 20 лет для кольцевой схемы на порядок выше, чем для традиционной. Это обстоятельство объясняется тем, что предельное состояние наступает в схеме варианта 1 при появлении в районе прокладки трубопроводов ледовой стамухи с глубиной борозды, превышающей глубину залегания трубопроводов. Для наступления предельного состояния трубопроводной системы по варианту 2 требуется появление как минимум двух таких событий, что менее вероятно.

Таблица 5

Вероятность наступления предельного состояния трубопроводной транспортной системы (транспорт 2-х потоков с трех МСП)

		$q_{пр1}/q_{пр20}$					
		$\lambda_1, 1/\text{км} \times \text{ГОД}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, 1/\text{км} \times \text{ГОД}$	0.0 ⁴ 42	0.00165/0.0325	0.0009/0.082	0.0007/0.014	0.00098/0.0195	0.00025/0.0049	0.0 ⁴ 27/0.0 ³ 546
	0.0004	0.00735/0.1376	0.0066/0.125	0.0064/0.121	0.00098/0.0195	0.0 ³ 25/0.0049	0.0 ⁴ 27/0.0 ³ 546
	0.002	0.0324/0.483	0.0317/0.475	0.0315/0.473	0.00098/0.0195	0.0 ³ 25/0.049	0.0 ⁴ 27/0.0 ³ 546

Альтернативные варианты трубопроводной системы, осуществляющей транспорт трех потоков с трех МСП на берег, приведены на рис. 5 «а», «б». Транспортная схема варианта 2 построена по тому же принципу, что и для двух МСП. По трем трубопроводам с крайних МСП на берег (или в обратном направлении) осуществляется транспорт трех компонентов продукции, а по четвертому - транспорт нефти или он находится в резерве. При почти одинаковых затратах (суммарная протяженность трубопроводов по обоим вариантам одинакова) при кольцевой схеме один трубопровод является резервным. Резерв этот является скользящим, т.е. он может заменить любой отказавший трубопровод. Отказ одного трубопровода никоим образом не ухудшает качества функционирования данной трубопроводной системы.

Математические ожидания объемов недопоставки нефти и газа приведены в табл.6, а вероятности наступления предельного состояния трубопроводной системы - в табл. 7. Наблюдаемая тенденция изменения значений $M(\Delta Q_H)$ и $M(\Delta Q_T)$ повторяют ту, которая имела место при транспорте двух потоков. Объем недопоставки нефти $M(\Delta Q_H)$ при кольцевой схеме на порядок ниже, а значения $M(\Delta Q_T)$ сопоставимы для обоих вариантов схем.

Таблица 6

Математическое ожидание недопоставки нефти и газа, вызванной отказами подводных трубопроводов (транспорт 3-х потоков с трех МСП)

		$M(\Delta Q_H)/M(\Delta Q_T)$, в долях от объема добычи					
		$\lambda_1, 1/\text{км} \times \text{год}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, 1/\text{км} \times \text{год}$	0.0 ⁴ 42	0.0 ³ 15/0.0087	0.0 ³ 15/0.002	0.0 ³ 15/0.0014	0.0 ⁴ 8/0.036	0.0 ⁴ 5/0.0012	0.0 ⁴ 48/0.0 ³ 56
	0.0004	0.0018/0.0098	0.0018/0.0047	0.0018/0.0047	0.0 ³ 14/0.074	0.0 ³ 14/0.0054	0.0 ⁴ 7/0.041
	0.002	0.0091/0.0215	0.009/0.0178	0.009/0.0156	0.0 ³ 92/0.0246	0.0 ³ 64/0.0216	0.0 ³ 52/0.0905

Таблица 7

Вероятность наступления предельного состояния трубопроводной транспортной системы (транспорт 3-х потоков с трех МСП)

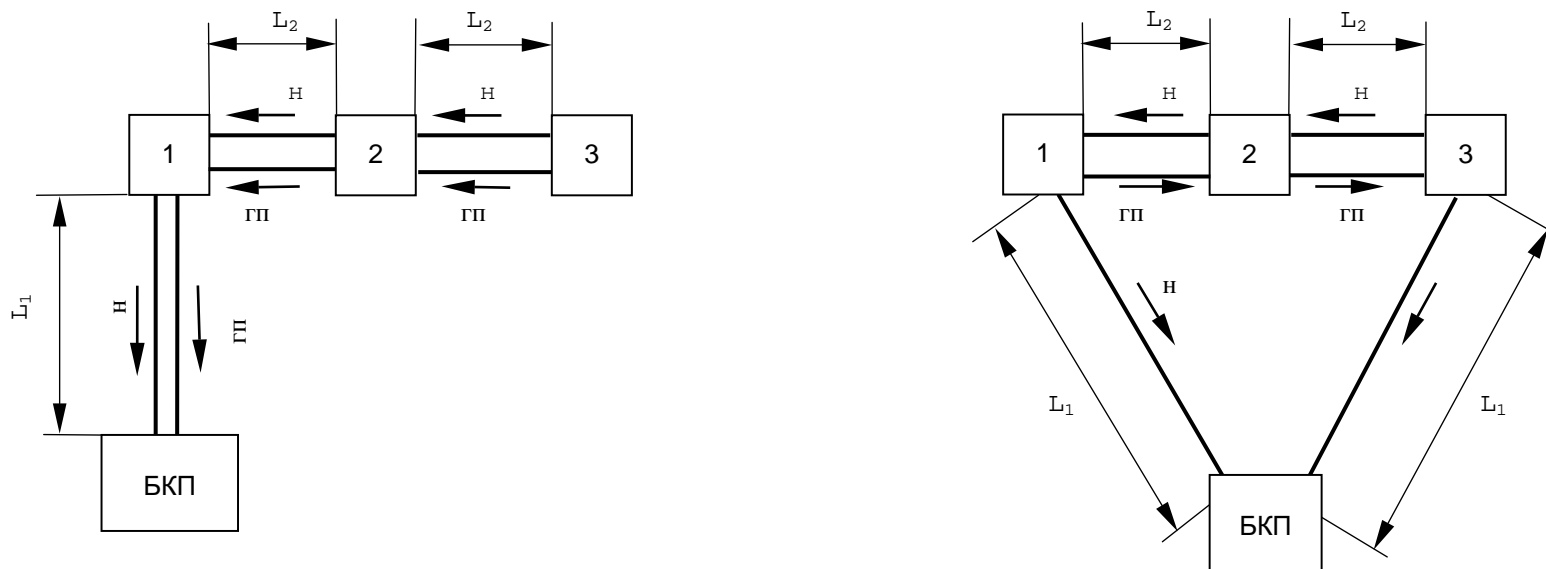
		$M(\Delta Q_H)/M(\Delta Q_T)$, в долях от объема добычи					
		$\lambda_1, 1/\text{км} \times \text{год}$					
		Вариант 1			Вариант 2		
		0.0024	0.0012	0.0004	0.0024	0.0012	0.0004
$\lambda_2, 1/\text{км} \times \text{год}$	0.0 ⁴ 42	0.0011/0.022	0.0 ³ 73/0.0145	0.0 ³ 67/0.0134	0.0 ³ 45/0.009	0.0 ⁴ 57/0.0031	0.0 ⁵ 24/0.0 ⁴ 48
	0.0004	0.0068/0.129	0.0065/0.121	0.0064/0.12	0.0 ³ 5/0.0098	0.0 ⁴ 84/0.0017	0.0 ⁴ 29/0.0 ³ 58
	0.002	0.0319/0.477	0.0316/0.473	0.0315/0.472	0.0011/0.0225	0.0 ³ 74/0.0147	0.0 ³ 69/0.0136

Качественно одинаковая картина наблюдается и при определении срока окупаемости дополнительных затрат, вызванных выбором кольцевой схемы.

Следует заметить, что приведенные расчеты и выводы носят иллюстративный характер, поскольку выбор оптимальной схемы транспорта продукции с МСП на берег должен производиться в каждом конкретном случае в зависимости от параметров месторождения, количества МСП, их удаленности от берега, расстояния между ними, а также глубины моря по трассе трубопровода и экономических показателей, характеризующих стоимость нефти и газа и прокладки трубопроводов с той или иной величиной заглубления их в грунт.

Литература.

1. Алексеев Ю.Н., Афанасьев В.П., Литонов О.Е. Мансуров М.Н., Панов В.В., Трусков П.А. Ледотехнические аспекты освоения морских месторождений нефти и газа. – С.-Пб.: Гидрометеиздат, 2001, 360 с.
2. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Наука, 1964.
3. Эпштейн Э.М., Мансуров М.Н., Астафьев В.Н. Выбор конфигурации сетей морских нефтегазопроводов. ИС «Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности». – М.: ВНИИОЭНГ, № 10, 1991.
4. Астафьев С.В. Оптимизация профиля заглубления трубопроводов в замерзающих морях (на примере северо-восточного шельфа Охотского моря). Автореф. дисс. на соиск. уч. ст. канд.тех.наук. Москва, ВНИИГАЗ, 2003.



а)

б)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

1, 2, 3 – морские стационарные платформы
 БКП – береговой комплекс подготовки нефти и газа
 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ:
 н – нефть
 гп – газ природный (попутный)

Рис.4 – Технологические схемы транспорта продукции с МСП на береговой комплекс подготовки нефти и газа (транспорт двух потоков с трех платформ)

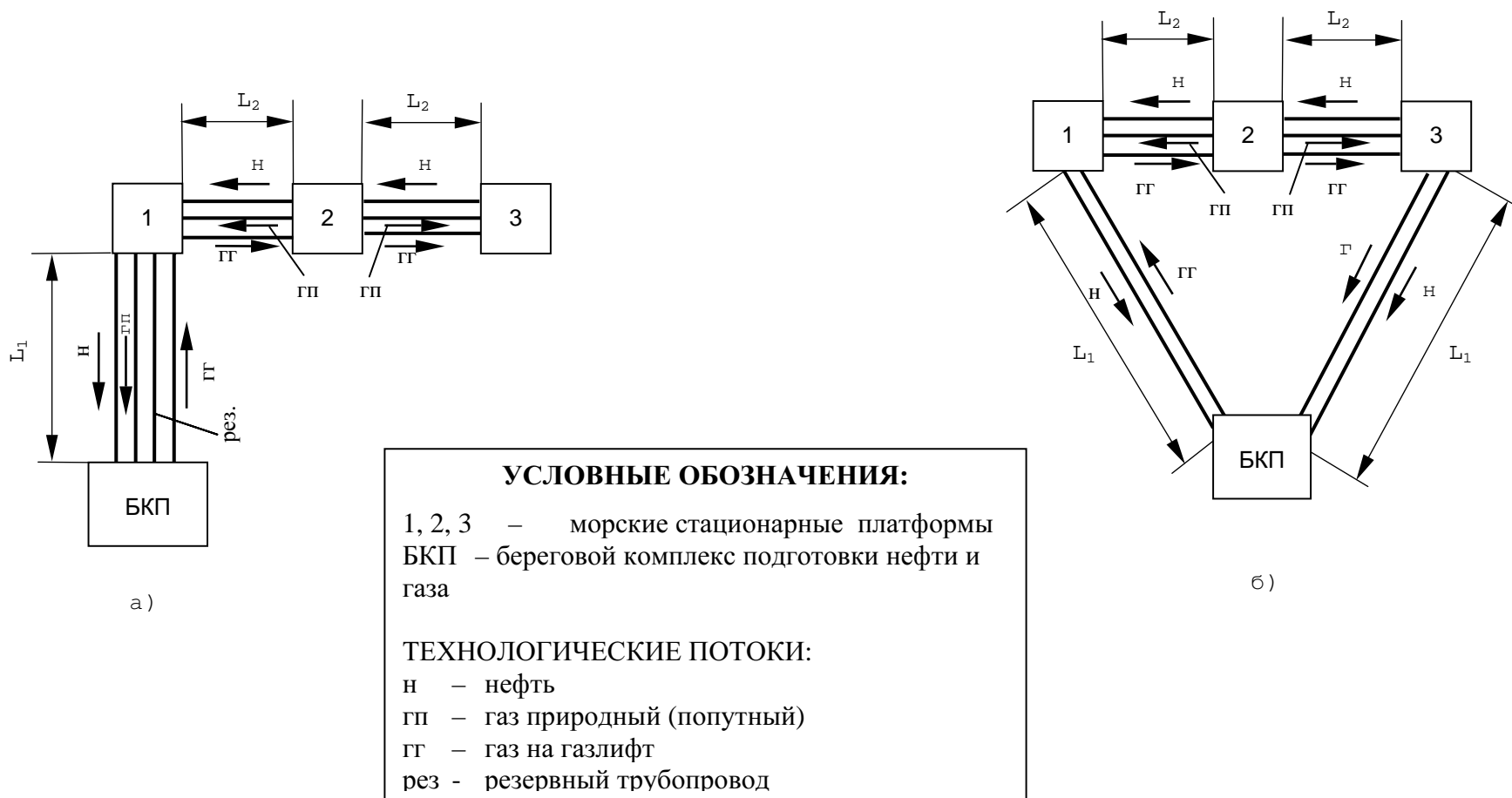


Рис.5 – Технологические схемы транспорта продукции с МСП на береговой комплекс подготовки нефти и газа
 (транспорт трех потоков с трех МСП)