

Сбор и подготовка нг

Новое ситуационное задание № 1

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» предполагается ввести в эксплуатацию новые нефтяные месторождения «А» и «Б», расположенные в 60 и 10 км. от ЦПС соответственно. В течении первых 10 лет закладывается фонтанный способ добычи продукции в количестве не более 150 и 30 тыс.т/год соответственно. Давление на устье скважин не будет превышать 10 атм. при плотности нефти в газонасыщенном состоянии не менее 850 кг/м^3 и вязкости не менее 20 мПа·с при температуре продукции не выше 30°C . Безводность добываемой продукции гарантируется в течении 15 лет. Газонасыщенность добываемой продукции не превышает $50 \text{ м}^3/\text{т}$ (н.у.). После 10-летней эксплуатации ожидается понижение устьевого давления до 7,2 атм.

Подготовка нефти и газа до требований нормативных документов после трёхступенчатого разгазирования осуществляется в НГДУ на УКПН и УКПГ соответственно. Сепарационные установки, УКПН и УКПГ расположены на ЦПС и недогружены по сырью более чем на 200 тыс.т/год и 9 млн. $\text{м}^3/\text{год}$ (н.у.) соответственно. Давление на первой ступени сепарации поддерживается на уровне 6 атм, на второй ступени сепарации 4 атм и на третьей ступени - 1,1 атм. Продукция месторождения «А» и «Б» совместима с продукцией других месторождений, поступающих на ЦПС и также подготавливаемых на УКПН и УКПГ.

Все внутрипромысловые коммуникации планируется выполнить из новых стальных трубопроводов с внутренним диаметром 100 мм., подвергнутых гидравлическому испытанию при 85 атм. Геодезические отметки ЦПС на 10 м превышают геодезические отметки месторождения.

Предложите систему сбора для данного месторождения, способную выполнять свои функции в течении первых 10 лет, если потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти.

Новое ситуационное задание № 2

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» предполагается ввести в эксплуатацию новые нефтяные месторождения «А», «Б» и «С», расположенные в 10, 5 и 2 км. от ЦПС соответственно. В течении первых 10 лет закладывается фонтанный способ добычи продукции в количестве не более 120, 40 и 20 тыс.т/год. Давление на устье скважин не будет превышать 10 атм. при плотности нефти в газонасыщенном состоянии не менее 850 кг/м^3 и вязкости не менее 20 мПа·с при температуре продукции не выше 30°C . Безводность добываемой продукции гарантируется в течении 15 лет. Газонасыщенность добываемой продукции не превышает $50 \text{ м}^3/\text{т}$ (н.у.). После 10-летней эксплуатации ожидается понижение устьевого давления до 7,2 атм.

Подготовка нефти и газа до требований нормативных документов после трёхступенчатого разгазирования осуществляется в НГДУ на УКПН и УКПГ соответственно. Сепарационные установки, УКПН и УКПГ расположены на ЦПС и недогружены по сырью более чем на 200 тыс.т/год и 9 млн. $\text{м}^3/\text{год}$ (н.у.) соответственно. Давление

на первой ступени сепарации поддерживается на уровне 6 атм, на второй ступени сепарации 4 атм и на третьей ступени - 1,1 атм. Продукция месторождения «А», «Б» и «С» совместима с продукцией других месторождений, поступающих на ЦПС и также подготавливаемых на УКПН и УКПГ.

Все внутрипромысловые коммуникации планируется выполнить из новых стальных трубопроводов с внутренним диаметром 100 мм., подвергнутых гидравлическому испытанию при 85 атм. Геодезические отметки ЦПС на 10 м превышают геодезические отметки месторождения.

Предложите систему сбора для данного месторождения, способную выполнять свои функции в течении первых 10 лет, если потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти.

Новое ситуационное задание № 3

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» предполагается ввести в эксплуатацию новые нефтяные месторождения «А» и «Б», расположенные в 10 км. от ЦПС. В течении первых 10 лет закладывается фонтанный способ добычи продукции в количестве не более 180 и 250 тыс.т/год. Давление на устье скважин не будет превышать 10 атм. при плотности нефти в газонасыщенном состоянии не менее 850 кг/м³ и вязкости не менее 20 мПа·с при температуре продукции не выше 30°С. Безводность добываемой продукции гарантируется в течении 15 лет. Газонасыщенность добываемой продукции не превышает 50 м³/т (н.у.). После 10-летней эксплуатации ожидается понижение устьевого давления до 7,2 атм.

Подготовка нефти и газа до требований нормативных документов после трёхступенчатого разгазирования осуществляется в НГДУ на УКПН и УКПГ соответственно. Сепарационные установки, УКПН и УКПГ расположены на ЦПС и недогружены по сырью более чем на 200 тыс.т/год и 9 млн.м³/год (н.у.) соответственно. Давление на первой ступени сепарации поддерживается на уровне 6 атм, на второй ступени сепарации 4 атм и на третьей ступени - 1,1 атм. Продукция месторождения «А» и «Б» совместима с продукцией других месторождений, поступающих на ЦПС и также подготавливаемых на УКПН и УКПГ.

Все внутрипромысловые коммуникации планируется выполнить из новых стальных трубопроводов с внутренним диаметром 300 мм., подвергнутых гидравлическому испытанию при 85 атм. Геодезические отметки ЦПС на 10 м превышают геодезические отметки месторождения.

Предложите систему сбора для данного месторождения, способную выполнять свои функции в течении первых 10 лет, если потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти.

Новое ситуационное задание № 4

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» предполагается ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «А», расположенное в 10 км. от **ЦПС**. В течении первых 10 лет закладывается фонтанный способ добычи продукции в количестве не более 180 тыс.т/год. Давление на устье скважин не будет превышать 10 атм. при плотности нефти в газонасыщенном состоянии не менее 850 кг/м^3 и вязкости не менее 20 мПа·с при температуре продукции не выше 30°C . Безводность добываемой продукции гарантируется в течении 15 лет. Газонасыщенность добываемой продукции не превышает $50 \text{ м}^3/\text{т}$ (н.у.). Попутный газ на 85 % об. состоит из метана, 10 % об этана и 5 % об. пропана и бутанов. После 10-летней эксплуатации ожидается понижение устьевого давления до 7,2 атм.

Подготовка нефти и газа до требований нормативных документов после трёхступенчатого разгазирования осуществляется в **НГДУ** на **УКПН** и **УКПГ** соответственно. Сепарационные установки, **УКПН** и **УКПГ** расположены на **ЦПС** и недогружены по сырью более чем на 200 тыс.т/год и 9 млн.м³/год (н.у.) соответственно. Давление на первой ступени сепарации поддерживается на уровне 6 атм, на второй ступени сепарации 4 атм и на третьей ступени - 1,1 атм. Продукция месторождения «А» совместима с продукцией других месторождений, поступающих на **ЦПС** и также подготавливаемых на **УКПН** и **УКПГ**. Потребителем газа является **ГПЗ**, расположенный за 400 км от **ЦПС**. **УКПГ** совмещена с **ГСМГ**. Потребителем нефти является **НПЗ**, расположенный за 800 км от **ЦПС**. **УКПН** совмещена с **ГСМН**. Других потребителей не имеется.

Все внутрипромысловые коммуникации планируется выполнить из новых стальных трубопроводов с внутренним диаметром 300 мм., подвергнутых гидравлическому испытанию при 85 атм. Геодезические отметки **ЦПС** на 10 м превышают геодезические отметки месторождения.

Предложите систему сбора для данного месторождения и схему обустройства **ЦПС**, способную выполнять свои функции в течении первых 10 лет, если потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти, а на **ЦПС** имеется только один компрессор, развивающий давление до 6 атм. производительностью до $9 \text{ млн.м}^3/\text{год}$.

Новое ситуационное задание № 5

С 3 - В НГДУ «Х....Нефть» в течении 35 лет эксплуатируется нефтяное месторождение «А», разрабатываемое с **ППД** механизированным способом 150-ю эксплуатационными скважинами, оборудованными **ШГН** и дающими не более 342 тыс.т жидкости/год. Обводнённость продукции достигла 90 % об. Давление на устье скважин не превышает 10 атм. при плотности нефти в газонасыщенном состоянии не менее 850 кг/м^3 и вязкости не менее 20 мПа·с при температуре продукции не выше 30°C . Газонасыщенность добываемой продукции не превышает $50 \text{ м}^3/\text{т}$ нефти (н.у.). В течении

ближайших 10 лет гарантируется сохранение достигнутого уровня добычи нефти при незначительном увеличении уровня обводнённости.

Продукция месторождения «А» под собственным давлением поступает на ДНС месторождения «В», расположенного в 3 км. от месторождения «А». На промплощадке ДНС расположена первая ступень сепарации, работающая под давлением 6 атм. На ДНС происходит смешение продукции месторождения «А» с не менее обводнённой продукцией месторождения «В», также разрабатываемого с ППД. Объём добычи, плотность и вязкость нефти, а также величина газонасыщенности на этом месторождении аналогичны месторождению «А». Продукция месторождения «А» несовместима с продукцией месторождения «В». Смесь жидкостей откачивается на ЦПС, расположенный в 60 км. от ДНС, где попадает на первую технологическую линию УКПН-1. Вторая технологическая линия не меньшей пропускной способности УКПН-1 простаивает. Подготовленная смесь нефтей откачивается потребителю. Отделённая вода сбрасывается на УКПВ и после подготовки по водоводам низкого давления откачивается на КНС месторождения «А», где и используется для целей ППД, с закачкой избытка воды в поглощающие горизонты. Заводнение месторождения «В» осуществляется пресной речной водой (после соответствующей подготовки), совместимой с пластовой водой как месторождения «А», так и месторождения «В». Газ первой ступени сепарации с площадки ДНС месторождения «В» с помощью КС откачивается на УКПГ, также расположенную на ЦПС и после соответствующей подготовки направляется потребителю.

Плотность и вязкость нефти измерялись после ДНС, а газонасыщенность до ДНС. В связи с возросшей обводнённостью продукции месторождений «А» и «В» ДНС перестала справляться с нагрузкой, себестоимость товарной нефти и газа превысила разумные пределы, а качество товарной нефти не поднимается выше 3-ей группы. Предложите проект реконструкции системы сбора на месторождениях «А» и «В» и проект реконструкции сооружений на ЦПС с целью исправления сложившейся ситуации, если все внутрипромысловые коммуникации выполнены из старых стальных трубопроводов с внутренним диаметром 300 мм., подвергнутых гидравлическому испытанию при 85 атм., а новые коммуникации могут быть изготовлены только из аналогичных, но новых труб. Геодезические отметки ЦПС на 10 м превышают геодезические отметки месторождений. Потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти.

Новое ситуационное задание № 6

С 3 - В НГДУ «Х.....Нефть» планируется ввести в эксплуатацию новые нефтяные месторождения «А» и «Б» с высоковязкой и высокозастывающей нефтью, расположенные в 100 и 2 км. от ЦПС соответственно. Разрабатывать месторождения предполагается 62 -я и 23 -я механизированными скважинами соответственно с закачкой в продуктивный пласт горячей воды.

Объём добываемой нефти будет поддерживаться на уровне 300 и 50 м³/ч соответственно с устьевым давлением порядка 4 атм. при температуре не более 55⁰С и вязкости целевой продукции до 25 м²/ч при 10⁰С. Добываемая продукция представляет собой водонефтяную эмульсию типа В/Н с содержанием дисперсной фазы от 48 до 50 % мас. с первого дня эксплуатации при концентрации механических примесей с эквивалентным $\varnothing > 200$ мкм на уровне 1 % мас. Температура застывания нефти 3⁰С, а газовый фактор не превышает 20 м³/м³ нефти при н.у.; причём, попутный газ на 98 % об. состоит из углеводородов от С₁ до С₄ с теплотой сгорания порядка 10000 ккал/кг. Сероводород и другие агрессивные компоненты в попутном газе отсутствуют.

Месторождения планируется связать с ЦПС, где сооружаются УКПН и УКПГ необходимой мощности, трубопроводами с наружным \varnothing 426 мм и толщиной стенки 9 мм, способным выдержать давление в 60 атм. Все трубопроводы будут проложены подземно на глубине 2 м со среднегодовой температурой окружающей среды +5⁰С и теплопроводностью грунта 5 Вт/м^{·0}С.

Предложите систему сбора для месторождения «А» и «Б» если коэффициент крутизны вискограммы для отсепарированной нефти 0,008 1/⁰С, при её плотности 935 кг/м³; коэффициент объёмного расширения нефти 0,000657 1/⁰С, теплоёмкость нефти 2000 Дж/кг^{·0}С, а теплопроводность нефти и стали 12,5 и 50 Вт/м^{·0}С соответственно. Объём закачиваемой воды не превышает объём добываемой нефти. Потери напора (давления) при транспорте попутного газа составляют 5 % от соответствующих потерь при транспорте разгазированной нефти. Испарение лёгких фракций нефти при максимальном давлении в трубопроводе, идущем на ЦПС, начинается со 105⁰С.

Новое ситуационное задание № 7

С 3 - В НГДУ «Х.....Нефть» в разработке находятся три рядом расположенных месторождения «А», «В» и «С», эксплуатируемые механизированным способом. Продукция, добываемая из пластов девона и содержащая до 8 % воды, в количестве до 1 млн.т./год под собственным давлением поступает на ЦПС где проходит три ступени сепарации и подготовку на УКПН. Отделённая вода после подготовки на УКПВ, также расположенной на ЦПС, откачивается на КНС, находящуюся вблизи месторождений; а затем, после смешения с необходимым количеством пресной воды, используется для целей ППД на всех трёх месторождениях. Попутный газ, согласно заключённого договора, без всякой подготовки направляется на находящийся в непосредственной близости от ЦПС ГПЗ. Подготовленная не ниже второй группы нефть поступает на ГСМН. Всё оборудование на ЦПС, ГПЗ и ГСМН недогружено по производительности до 40 %.

Согласно принятого решения планируется на месторождениях «А», «В» и «С» ввести в эксплуатацию отдельной сеткой скважин продуктивные пласты карбона с целью увеличения объёма добычи на 25 %. На месторождении «А» в течение ближай-

ших 10 лет добычу практически безводной продукции, содержащей до 10 % об.(н.у.) сероводорода планируется осуществлять фонтанным способом без ППД с давлением на устье скважин не менее 40 атм. На месторождении «В» и «С» при аналогичном способе добычи, но с ППД, обводнённость продукции составит не менее 30 % мас. при содержании сероводорода до 15 % об. (н.у.) и давлении на устье скважин до 35 атм.

Предложите реконструкцию системы сбора и подготовки в НГДУ, если расстояние от этих месторождений до ЦПС не превышает 10 км. Транспортировать добываемую продукцию карбона планируется по новому стальному трубопроводу с внутренним диаметром 300 мм, способным выдержать давление в 60 атм. Вязкость нефти в газонасыщенном состоянии ожидается порядка 20 мПа·с, плотность около 875 кг/м³, а объём добычи на этих месторождениях примерно одинаков. Газовый фактор достигает 25 м³/м³ (ст.усл.), а пресная вода совместима как с водами девона, так и карбона.

Новое ситуационное задание № 8

С 3 - В НГДУ «Х.....Нефть» в эксплуатации находятся близкорасположенные месторождения «А» и «В», совместно обустроенные по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора, включающему УПСВ. Целевая продукция с остаточным содержанием воды не более 1 % об. откачивается на ЦПС для дальнейшей подготовки, отделённая вода закачивается в поглощающие горизонты, а попутный газ после низкотемпературной сепарации с использованием детандера с помощью КС также направляется на ЦПС для дальнейшей подготовки. Отделённый газовый бензин сжигается на факеле.

В ближайшее время в НГДУ планируется ввести в эксплуатацию ещё 2 близко расположенных месторождения «С» и «Д», на которых будет добываться высоковязкая высокопарафинистая нефть с температурой застывания порядка 38⁰С. Каждое месторождение решено обустроить по основному варианту унифицированной технологической схемы, связав их с ЦПС отдельными трубопроводами с внутренним диаметром 300 мм, способными выдержать давление до 85 атм.

Продукция месторождения «С» практически безводна и имеет плотность в газонасыщенном состоянии порядка 870 кг/м³ при вязкости около 50 мПа·с. Продукция месторождения «Д» представляет собой водонефтяную эмульсию типа В/Н с содержанием воды порядка 60 % об. и имеет вязкость в газонасыщенном состоянии 100 мПа·с при плотности около 920 кг/м³.

Предложите систему сбора для всей вышеперечисленной совокупности месторождений, если их продукция совместима, добываемые объёмы нефти сопоставимы и в сумме достигают 1 млн.т/год, а подогрев нефти с новых месторождений признан экономически нецелесообразным, хотя в необходимости теплоизоляции всех коммуникаций никто не сомневается. Устьевого давления на новых месторождениях без

принятия специальных мер для обустройства по выбранной схеме хватит не более, чем на год.

Новое ситуационное задание № 9

С 3 - В НГДУ «Х.....Нефть» в эксплуатации находятся два месторождения «**А**» и «**В**». Месторождение «**А**», на котором 46-ю фонтанными скважинами разрабатываются пласты девона, обустроено по дополнительному варианту унифицированной технологической схемы без применения **УПСВ**, но с использованием **КС** и **ДНС**. Месторождение «**В**», на котором 54-я механизированными скважинами разрабатываются пласты карбона, обустроено по дополнительному варианту унифицированной технологической схемы, без применения **УПСВ**, но с использованием **ДНС** и **КС**.

Обводнённость продукции на обоих месторождениях не превышает 25 % об., а содержание агрессивных примесей не более 40 мг/л целевой продукции.

Подготовка нефти и газа сосредоточена на **ЦПС**, отстоящем от месторождений на 100 км, и осуществляется в одну технологическую линию с закачкой сточной воды (без всякой подготовки) в поглощающие скважины. Оба месторождения разрабатываются с **ППД**, для чего используется пресная артезианская вода. Оборудование на **ЦПС** не догружено по сырью порядка на 180 т.т./год. Пропускная способность имеющихся сборных коллекторов используется лишь наполовину.

В ближайшие годы в **НГДУ** планируется ввести в эксплуатацию ещё два месторождения «**С**» и «**Д**», которые в ближайшие 10 лет планируется разрабатывать фонтанным способом без **ППД** с объёмом годовой добычи до 150 т.т./год. Обводнённость продукции ожидается на уровне 30 % об., а содержание сероводорода составит величину порядка 2000 мг/л целевой продукции.

Эксплуатационные скважины на месторождениях планируется пробурить кустовым способом по 5 и 6 кустов соответственно (и по 10 скважин в кусте). Плотность нефти ожидается порядка 880 кг/м³, а её вязкость 25 мПа•с. Все коммуникации планируется выполнить из стальных трубопроводов с внутренним \varnothing 200 мм, способных выдержать давление до 85 атм. Расстояние от новых месторождений до **ЦПС** - 12 км, а устьевые давления составят на месторождении «**С**» - 0,2 атм; «**Д**» - 25 атм.

Предложите схему обустройства вводимых в строй месторождений и план реконструкции существующей системы сбора и подготовки, если она необходима.

Газовый фактор принять равным 50 м³/м³ (н.у.), все внутри промысловые коммуникации считать горизонтальными, потерями напора на местных сопротивлениях пренебречь, а потери напора (давления) при транспорте попутного газа принять равными 10 % от соответствующих потерь при транспорте газонасыщенной нефти.

Новое ситуационное задание № 10

С 3 - В НГДУ «Х...Нефть» в многолетней эксплуатации находится крупное (объём добычи по газу до 120 млрд м³/год) газо-конденсатное месторождение «**А**», разраба-

тываемое многочисленными индивидуальными и кустовыми скважинами на истощение. Давление на устье скважин превышает 120 атм., а содержание жидкости в потоке продукции достигает 10 г/м^3 (н.у.), причём, концентрация воды сопоставима с содержанием углеводородного конденсата. Месторождение обустроено по централизованной схеме, причём, ЦГСП находится на территории месторождения, а его оборудование загружено менее чем на половину. Газовая составляющая сдаётся службам магистрального транспорта, углеводородный конденсат сжигается в факелах, вода закачивается в поглощающие скважины.

Решено ввести в строй ещё два газо-конденсатных месторождения «В» и «С». Месторождение «В» хотя и имеет запас пластовой энергии менее 70 атм., но способно в течении 10 ближайших лет при разрабатывании на истощение увеличить суммарный объём добываемой продукции НГДУ примерно на 40 %. Содержание жидкости в потоке практически безводной продукции с данного месторождения ожидается на уровне 120 г/м^3 (н.у.), а его расстояние от месторождения «А» достигает 28 км.

Давление на устье скважин удалённого небольшого месторождения «С», разрабатываемого на истощение, в течении ближайших 10 лет ожидается на уровне 10 – 15 атм., при содержании азота в газовой составляющей до 30 % об., а жидкости (практически безводной) до 200 г/м^3 (н.у.). Объём добычи планируется на уровне 10 % от показателей месторождения «А».

Предложите схему реконструкции системы сбора и подготовки продукции скважин в НГДУ, если новым потенциальным потребителем будет являться ГХК и НПЗ, находящиеся на значительном расстоянии.

Новое ситуационное задание № 11

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» потребителем попутного газа являются службы магистрального транспорта и коммунально-бытовые потребители. На пром. площадку УКПГ, расположенную на ЦПС, попутный газ поступает тремя потоками: газ первой ступени сепарации под давлением 8 атм.; газ второй ступени сепарации под давлением 4 атм. и газ третьей ступени сепарации под давлением 1,5 атм. Объёмный расход попутного газа 50 млн. $\text{м}^3/\text{год}$; 10 млн. $\text{м}^3/\text{год}$ и 2 млн. $\text{м}^3/\text{год}$ (н.у.) соответственно.

Газ первой ступени сепарации имеет точку росы по воде -25°C , а по углеводородам -15°C и практически не содержит сероводорода и меркаптановой серы, в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 4 до 5 МДж/ м^3 (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ второй ступени сепарации имеет точку росы по воде -22°C , а по углеводородам -12°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,002 и 0,005 г/м^3 соответственно (ст.усл.), в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 35 до 45 МДж/ м^3 (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ третьей ступени сепарации имеет точку росы по воде -20°C , а по углеводородам -10°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,01 и 0,02 г/м^3

соответственно (ст.усл.), в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 25 до 35 МДж/м³ (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,4 %.

Предложите технологическую схему УКПГ, обеспечивающую максимальный выход газа для коммунально-бытовых потребителей при минимальных затратах, если магистральный газопровод проложен в холодном климатическом районе, масса механических примесей оговорена в соглашениях с промыслами, а температура закачки газа в трубопровод устанавливается его проектом.

Новое ситуационное задание № 12

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» потребителем попутного газа являются службы магистрального транспорта. На пром.площадку УКПГ, расположенную на ЦПС, попутный газ поступает четырьмя потоками: газ первой ступени сепарации под давлением 8 атм.; газ второй ступени сепарации под давлением 4 атм., газ третьей ступени сепарации под давлением 1,5 атм. и газ с соседнего НГДУ. Объёмный расход попутного газа 50 млн. м³/год; 10 млн.м³/год, 2 млн.м³/год (н.у.) и 32 млн.м³/год (н.у.) соответственно.

Газ первой ступени сепарации имеет точку росы по воде -25°C , а по углеводородам -15°C и практически не содержит сероводорода и меркаптановой серы, в то время как его низшая теплота сгорания (ст.усл.) существенно превышает 35 МДж/м³ при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ второй ступени сепарации имеет точку росы по воде -22°C , а по углеводородам -12°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,002 и 0,005 г/м³ соответственно (ст.усл.), в то время как его низшая теплота сгорания (ст.усл.) не опускается ниже 33 МДж/м³ при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ третьей ступени сепарации имеет точку росы по воде -20°C , а по углеводородам -10°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,01 и 0,02 г/м³ соответственно (ст.усл.), в то время как его низшая теплота сгорания (ст.усл.) не опускается ниже 32,5 МДж/м³ при объёмной доле кислорода в нём 0,4 %.

Газ с соседнего НГДУ имеет точку росы по воде -20°C , а по углеводородам -10°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 2,5 и 0,5 г/м³ соответственно (ст.усл.), в то время как его низшая теплота сгорания (ст.усл.) не опускается ниже 32,5 МДж/м³ при объёмной доле кислорода в нём 0,4 %.

Предложите технологическую схему УКПГ, если магистральный газопровод проложен в холодном климатическом районе, масса механических примесей оговорена в соглашениях с промыслами, а температура закачки газа в трубопровод устанавливается его проектом.

Новое ситуационное задание № 13

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» потребителем попутного газа являются службы магистрального транспорта. На пром. площадку УКПГ, расположенную на ЦПС, попутный газ поступает тремя потоками: газ первой ступени сепарации под давлением 8

атм.; газ второй ступени сепарации под давлением 4 атм. и газ третьей ступени сепарации под давлением 1,5 атм. Объёмный расход попутного газа 50 млн. м³/год; 10 млн.м³/год и 2 млн.м³/год (н.у.) соответственно.

Газ первой ступени сепарации имеет точку росы по воде -25°C , а по углеводородам -15°C и практически не содержит сероводорода и меркаптановой серы, в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 4 до 5 МДж/м³ (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ второй ступени сепарации имеет точку росы по воде -22°C , а по углеводородам -12°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,002 и 0,005 г/м³ соответственно (ст.усл.), в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 35 до 45 МДж/м³ (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,5 %.

Газ третьей ступени сепарации имеет точку росы по воде -20°C , а по углеводородам -10°C и содержит сероводород и меркаптановую серу в количествах 0,01 и 0,02 г/м³ соответственно (ст.усл.), в то время как его число Воббе колеблется в пределах от 25 до 35 МДж/м³ (ст.усл.) при объёмной доле кислорода в нём 0,4 %.

Предложите технологическую схему УКПГ, если потребителем газовой составляющей являются службы магистрального транспорта, углеводородный конденсат и вода утилизируются на месте, а магистральный газопровод проложен в холодном климатическом районе, масса механических примесей оговорена в соглашениях с промыслами, а температура закачки газа в трубопровод устанавливается его проектом.

Новое ситуационное задание № 14

С 3 - В НГДУ «Х...Нефть» в многолетней эксплуатации находится крупное газоконденсатное месторождение «А», разрабатываемое фонтанным способом на истощение многочисленными кустовыми и индивидуальными скважинами. Месторождение обустроено по централизованной схеме.

Газовая составляющая продукции, полученная после первичной сепарации на промысле, в количестве 10 млрд м³/год поступает на промплощадку УКПГ, расположенную на ЦПС, под давлением 16 атм.

Содержание в газовой составляющей механических частиц достигает 30 мг/м³ (н.у.), что в 7 – 8 раз превышает величину, оговорённую в соглашении со службами магистрального транспорта, являющимися потребителями газовой составляющей; причём, доля частиц со средними размерами свыше 5 мкм составляет величину порядка 40 % мас., а доля частиц со средними размерами от 1 до 5 мкм достигает 50 % мас. Точка росы газа по воде не превышает -25°C , а точка росы газа по углеводородам никогда не опускается ниже $+5^{\circ}\text{C}$, причём, суммарная доля пропана и метана менее 5 % об. Теплота сгорания (низшая) данного газа существенно превышает 38 МДж/м³ (ст.усл.), а массовая доля сероводорода колеблется от 0,015 до 0,05 г/м³ (ст.усл.) при практически полном отсутствии меркаптановой серы и других сернистых соединений. Содержание гелия в газе достигает 0,005 % об.

Предложите принципиальную схему **УКПГ**, если объёмная доля кислорода в газе не достигает и 0,1 % об., среднегодовая температура газа на входе **УКПГ** +11⁰С, магистральный газопровод проложен по территории холодных климатических районов России, а начальное давление в нём 60 атм. Традиционный потребитель газового бензина и бензина стабилизации конденсата, подаваемого на пром. площадку **УКПГ**, обанкротился, а потенциальный покупатель **ШФЛУ** находится в непосредственной близости от **ЦПС**. Газы стабилизации конденсата под давлением 3 атм отдельным потоком поступают на **УКПГ** и на 98 % об. состоят из пропана и бутана.

Новое ситуационное задание № 15

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатацию вводится крупное газовое месторождение «А», которое планируется обустроить по централизованной схеме и разрабатывать многочисленными скважинами на истощение.

Газовая составляющая продукции после первичной сепарации, осуществляемой на промыслах, с температурой +18⁰С под давлением 10 атм в количестве 50 млрд.м³/год (н.у.) поступает на **УКПГ**, расположенную на **ЦПС**.

Точка росы газа по воде никогда не поднимается выше -35⁰С, а по углеводородам - -25⁰С. Сероводород, углекислый газ и другие агрессивные компоненты практически отсутствуют, за исключением этилмеркаптана, содержание которого составляет 16 г/1000 м³ (н.у.). Объёмная доля кислорода составляет величину порядка 0,1 %, механических примесей обнаруживаются только следы, а низшая теплота сгорания равна 25 МДж/м³ (ст.усл.). Содержание в газе азота составляет 40 % об., а метана 58 % об. и гелия 1 % об.

Предложите технологическую схему **УКПГ**, способную подготовить газ к магистральному транспорту, если магистральный газопровод проложен по территории холодных климатических районов России, а начальное давление в нём 60 атм.

Новое ситуационное задание № 16

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится крупное месторождение «А», разрабатываемое с ППД многочисленными механизированными скважинами. Содержание воды в добываемой продукции, представляющей собой эмульсию типа **В/Н**, достигло 60 % мас.

Месторождение обустроено по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора с организацией на площадке **ДНС** предварительного сброса пластовых вод и подготовкой нефти на **УКПН**, расположенной на **ЦПС**.

Продукция поступает на **ЦПС** под давлением 6 атм с обводнённостью 10 %.

Подготовка нефти состоит из двухступенчатой сепарации и длительного отстоя в **РВС**.

В результате, «товарная» нефть не отвечает требованиям нормативных документов. Предложите реконструкцию схемы **УКПН**, способную выпускать нефть с обозначением 1.1.1.1., если после существующей подготовки массовая доля серы в ней не

превышает 0,59 % при плотности нефти 831 кг/м³ (при 20 °С) и 834 (при 15 °С). Выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С не менее 27 % об., - до 300 °С не менее 47 % об. и – до 350 °С не менее 57 % об. Массовая доля парафина в нефти порядка 4 % мас., а массовая доля органических хлоридов не более 2 ppm. Содержание воды колеблется от 0,6 до 0,8 % мас., а хлористых солей достигает 5000 мг/л., причем, порядка 500 мг/л солей находится в нефти в виде сухого порошка. Массовая доля механических примесей в нефти не превышает 0,05 %, а давление насыщенных паров составляет 1500 мм.рт.ст., что обусловлено оставшимся в нефти после сепарации метаном и этаном. Массовая доля сероводорода не превышает 20 ppm, меркаптанов 40 ppm.

По ряду причин от применения ЭД решено отказаться.

Новое ситуационное задание № 17

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится крупное месторождение «А», разрабатываемое с ППД многочисленными механизированными скважинами. Содержание воды в добываемой продукции, представляющей собой эмульсию типа В/Н, достигло 60 % мас.

Месторождение обустроено по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора с организацией на площадке ДНС предварительного сброса пластовых вод и подготовкой нефти на УКПН, расположенной на ЦПС.

Продукция поступает на ЦПС под давлением 6 атм с обводнённостью 10 %.

Подготовка нефти состоит из двухступенчатой сепарации и длительного отстоя в РВС.

В результате, «товарная» нефть не отвечает требованиям нормативных документов. Предложите реконструкцию схемы УКПН, способную выпускать нефть с обозначением 1.1.1.1., если после существующей подготовки массовая доля серы в ней не превышает 0,59 % при плотности нефти 831 кг/м³ (при 20 °С) и 834 (при 15 °С). Выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С не менее 27 % об., - до 300 °С не менее 47 % об. и – до 350 °С не менее 57 % об. Массовая доля парафина в нефти порядка 4 % мас., а массовая доля органических хлоридов не более 2 ppm. Содержание воды колеблется от 0,6 до 0,8 % мас., а хлористых солей достигает 5000 мг/л., причем, порядка 500 мг/л солей находится в нефти в виде сухого порошка. Массовая доля механических примесей в нефти не превышает 0,05 %, а давление насыщенных паров составляет 1500 мм.рт.ст., что обусловлено оставшимся в нефти после сепарации метаном и этаном. Массовая доля сероводорода не превышает 20 ppm, меркаптанов 40 ppm.

По ряду причин от применения термохимического метода решено отказаться.

Новое ситуационное задание № 18

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится крупное месторождение «А», разрабатываемое с ППД многочисленными механизированными скважинами. Содержание воды в добываемой продукции, представляющей собой эмульсию типа **В/Н**, достигло 60 % мас.

Месторождение обустроено по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора с организацией на площадке **ДНС** предварительного сброса пластовых вод и подготовкой нефти на **УКПН**, расположенной на **ЦПС**.

Продукция поступает на **ЦПС** под давлением 6 атм с обводнённостью 10 %.

Подготовка нефти состоит из двухступенчатой сепарации и длительного отстоя в **РВС**.

В результате, «товарная» нефть не отвечает требованиям нормативных документов. Предложите реконструкцию схемы **УКПН**, способную выпускать нефть с обозначением 1.1.1.1., если после существующей подготовки массовая доля серы в ней не превышает 0,59 % при плотности нефти 831 кг/м³ (при 20 °С) и 834 (при 15 °С). Выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С не менее 27 % об., - до 300 °С не менее 47 % об. и – до 350 °С не менее 57 % об. Массовая доля парафина в нефти порядка 4 % мас., а массовая доля органических хлоридов не более 2 ppm. Содержание воды колеблется от 0,6 до 0,8 % мас., а хлористых солей достигает 5000 мг/л., причем, порядка 500 мг/л солей находится в нефти в виде сухого порошка. Массовая доля механических примесей в нефти не превышает 0,05 %, а давление насыщенных паров составляет 1500 мм.рт.ст., что обусловлено оставшимся в нефти после сепарации пропаном и бутаном. Массовая доля сероводорода не превышает 20 ppm, меркаптанов 40 ppm.

По ряду причин от применения термохимического метода решено отказаться.

Новое ситуационное задание № 19

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится крупное месторождение «А», разрабатываемое с ППД многочисленными механизированными скважинами. Содержание воды в добываемой продукции, представляющей собой эмульсию типа **В/Н**, достигло 60 % мас.

Месторождение обустроено по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора с организацией на площадке **ДНС** предварительного сброса пластовых вод и подготовкой нефти на **УКПН**, расположенной на **ЦПС**.

Продукция поступает на **ЦПС** под давлением 6 атм с обводнённостью 10 %.

Подготовка нефти состоит из двухступенчатой сепарации и длительного отстоя в **РВС**.

В результате, «товарная» нефть не отвечает требованиям нормативных документов. Предложите реконструкцию схемы **УКПН**, способную выпускать нефть с обозначением 1.1.1.1., если после существующей подготовки массовая доля серы в ней не превышает 0,59 % при плотности нефти 831 кг/м³ (при 20 °С) и 834 (при 15 °С). Выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С не менее 27 % об., - до 300 °С не менее

47 % об. и – до 350 °С не менее 57 % об. Массовая доля парафина в нефти порядка 4 % мас., а массовая доля органических хлоридов не более 2 ppm. Содержание воды колеблется от 0,6 до 0,8 % мас., а хлористых солей достигает 5000 мг/л., причем, порядка 500 мг/л солей находится в нефти в виде сухого порошка. Массовая доля механических примесей в нефти не превышает 0,05 %, а давление насыщенных паров составляет 1500 мм.рт.ст., что обусловлено оставшимся в нефти после сепарации пропаном и бутаном. Массовая доля сероводорода достигает 2000 ppm, меркаптанов 400 ppm.

По ряду причин от применения термохимического метода решено отказаться.

Новое ситуационное задание № 20

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится крупное месторождение «А», разрабатываемое с ППД многочисленными механизированными скважинами. Содержание воды в добываемой продукции, представляющей собой эмульсию типа В/Н, достигло 60 % мас.

Месторождение обустроено по дополнительному варианту унифицированной схемы сбора с организацией на площадке ДНС предварительного сброса пластовых вод и подготовкой нефти на УКПН, расположенной на ЦПС.

Продукция поступает на ЦПС под давлением 6 атм с обводнённостью 10 %.

Подготовка нефти состоит из двухступенчатой сепарации и длительного отстоя в РВС.

В результате, «товарная» нефть не отвечает требованиям нормативных документов. Предложите реконструкцию схемы УКПН, способную выпускать нефть с обозначением 1.1.1.1., если после существующей подготовки массовая доля серы в ней не превышает 0,59 % при плотности нефти 831 кг/м³ (при 20 °С) и 834 (при 15 °С). Выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С не менее 21 % об., - до 300 °С не менее 43 % об. и – до 350 °С не менее 53 % об. Массовая доля парафина в нефти порядка 4 % мас., а массовая доля органических хлоридов не более 2 ppm. Содержание воды колеблется от 0,6 до 0,8 % мас., а хлористых солей достигает 5000 мг/л., причем, порядка 500 мг/л солей находится в нефти в виде сухого порошка. Массовая доля механических примесей в нефти не превышает 0,05 %, а давление насыщенных паров составляет 1500 мм.рт.ст., что обусловлено оставшимся в нефти после сепарации пропаном и бутаном. Массовая доля сероводорода достигает 2000 ppm, меркаптанов 400 ppm.

По ряду причин от применения термохимического метода решено отказаться.

Новое ситуационное задание № 21

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» планируется ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «А», разрабатывать которое решено с ППД; для чего будет использоваться из-

быток сточной воды, имеющийся в **НГДУ** и утилизируемый в настоящее время путём закачки в поглощающие горизонты.

Продуктивные пласты месторождения представлены трещиновато-поровыми терригенными коллекторами.

Объём закачки сточных вод не превысит 10 т.м³/сутки. Исходная сточная вода совместима с пластовой и содержит до 1000 мг/л нефти, до 200 мг/л механических примесей и до 100000 мг/л растворимых солей.

Предложите наиболее рациональную технологическую схему **УКПСВ**, способную подготовить необходимое количество сточной воды для поставленной цели.

Новое ситуационное задание № 22

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» планируется ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «А», разрабатывать которое решено с **ППД**; для чего будет использоваться избыток сточной воды, имеющийся в **НГДУ** и утилизируемый в настоящее время путём закачки в поглощающие горизонты.

Продуктивные пласты месторождения представлены трещиновато-поровыми терригенными коллекторами.

Объём закачки сточных вод превысит 10 т.м³/сутки. Исходная сточная вода совместима с пластовой и содержит до 1000 мг/л нефти, до 200 мг/л механических примесей и до 100000 мг/л растворимых солей.

Предложите наиболее рациональную технологическую схему **УКПСВ**, способную подготовить необходимое количество сточной воды для поставленной цели.

Новое ситуационное задание № 23

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» планируется ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «А», разрабатывать которое решено с **ППД**; для чего будет использоваться избыток сточной воды, имеющийся в **НГДУ** и утилизируемый в настоящее время путём закачки в поглощающие горизонты.

Продуктивные пласты месторождения представлены поровыми терригенными коллекторами с проницаемостью менее 0,2 мкм².

Объём закачки сточных вод превысит 10 т.м³/сутки. Исходная сточная вода совместима с пластовой и содержит до 1000 мг/л нефти, до 200 мг/л механических примесей и до 100000 мг/л растворимых солей.

Предложите наиболее рациональную технологическую схему **УКПСВ**, способную подготовить необходимое количество сточной воды для поставленной цели.

Новое ситуационное задание № 24

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» планируется ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «А», разрабатывать которое решено с **ППД**; для чего будет использоваться избыток сточной воды, имеющийся в **НГДУ** и утилизируемый в настоящее время путём закачки в поглощающие горизонты.

Продуктивные пласты месторождения представлены трещиновато - поровыми коллекторами.

Объём закачки сточных вод превысит 10 т.м³/сутки. Исходная сточная вода совместима с пластовой и содержит до 1000 мг/л нефти, до 200 мг/л механических примесей и до 100000 мг/л растворимых солей. Содержание сероводорода превышает установленную норму.

Предложите наиболее рациональную технологическую схему **УКПСВ**, способную подготовить необходимое количество сточной воды для поставленной цели.

Новое ситуационное задание № 25

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» планируется ввести в эксплуатацию нефтяное месторождение «**А**», разрабатывать которое решено с **ППД**; для чего будет использоваться избыток сточной воды, имеющийся в **НГДУ** и утилизируемый в настоящее время путём закачки в поглощающие горизонты.

Продуктивные пласты месторождения представлены поровыми коллекторами.

Объём закачки сточных вод превысит 10 т.м³/сутки. Исходная сточная вода совместима с пластовой и содержит до 1000 мг/л нефти, до 200 мг/л механических примесей и до 100000 мг/л растворимых солей. Остаточное содержание нефти и механических примесей не должно превышать 5 мг/л..

Предложите наиболее рациональную технологическую схему **УКПСВ**, способную подготовить необходимое количество сточной воды для поставленной цели.

Новое ситуационное задание № 26

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится группа северных месторождений.

Месторождение «**А**», имеющее 2 продуктивных пропластка, надёжно изолированных друг от друга, разрабатывается фонтанным способом единой сеткой скважин. Обводнённость продукции первого пропластка водами хлоркальциевого типа достигла 75 % об., а обводнённость продукции второго пропластка водами карбонатонатриевого типа всё ещё не превышает 10 % об. В результате, в НКТ в интервале глубин 1000 – 1250 м образуются солевые отложения, выводящие скважины из строя через каждые 3 – 4 месяца работы.

Продукция месторождения «**В**», содержащая до 80 % об. воды карбонатокальциевого типа по сборному коллектору длиной 10 км подаётся на **УКПН**, расположенную на **ЦПС**. Месторождение обустроено по дополнительному варианту основной унифицированной схемы без предварительного сброса пластовых вод, причём, давление на устье скважин никогда не опускается ниже 80 атм. Давление, развиваемое насосами ДНС – 25 атм. В результате, в сборном коллекторе образуются солевые отложения, выводящие его из строя через 2 – 3 месяца.

В скважинах месторождения «С» в течении полугода в интервале глубин 800 – 1000 м образуются отложения гипса и хотя разгазирование начинается с глубин порядка 1800 м, первые зародышевые кристаллики солей ниже 1500 м отмечены не были.

В скважинах месторождения «D» наблюдается отложение солей сульфата бария, причём разгазирования практически не происходит до самого устья скважины, а зародышевые кристаллы отмечены от самого забоя скважин.

Наконец, на месторождении «E» успешно борются с отложениями галита путём подачи ингибитора в затрубное пространство.

Предложите комплекс мероприятий как для ликвидации образующихся отложений, так и для недопущения их образования, если применение ингибиторов (кроме месторождения «E») и защитных покрытий эффекта не дало.

Новое ситуационное задание № 27

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится несколько месторождений, продукция которых склонна к образованию **АСПО** в нефтепромысловом оборудовании.

Продукция месторождения «А», обустроенного по дополнительному варианту основной технологической схемы, представляет собой эмульсию типа **В/Н** с содержанием дисперсной фазы на уровне 20 – 30 % мас. При этом, в **НКТ** механизированных скважин месторождения в интервале глубин 500 – 600 м. в течении 1 – 1,5 месяцев наблюдается образование **АСПО** типа «П», выводящее скважины из строя. Давление на устье скважин существенно ниже давления насыщения, а температура устья колеблется от 35 до 38⁰С при давлении на забое 45 – 50⁰С.

Продукция месторождения «В», обустроенного по основному варианту технологической схемы, представляет собой безводную нефть, добываемую фонтанным способом. При этом, в выкидных линиях наблюдается интенсивное образование **АСПО** типа «П», хотя давление на устье скважин по прежнему превышает давление насыщения, а температура устья никогда не превышает 20⁰С при температуре забоя 80⁰С.

Продукция месторождения «С», обустроенного по основному варианту технологической схемы, представляет собой эмульсию типа **В/Н** с содержанием дисперсной фазы на уровне 15 – 17 % мас. При этом, в **НКТ** механизированных скважин месторождения в течении 1 – 1,5 месяцев наблюдается образование **АСПО** типа «А», выводящее скважины из строя. Расположение отложений наблюдается в интервале глубин 1000 – 1250 м, а зародышевые кристаллы обнаруживаются в продукции начиная с глубин 1500 м, при глубинах скважин не менее 2000 м.

Продукция месторождения «D», обустроенного по основному варианту технологической схемы, представляет собой эмульсию типа **В/Н** с содержанием дисперсной фазы на уровне 25 – 30 % мас. При этом, в **НКТ** механизированных скважин месторождения в течении 0,5 – 1,0 месяцев наблюдается образование **АСПО** типа «С», выводящее скважины из строя. Расположение отложений наблюдается в интервале

глубин 1000 – 1250 м, а разгазирование продукции начинается с глубин порядка 850 м, при глубине скважин не менее 2500 м.

Предложите комплекс мероприятий как для ликвидации образующихся отложений, так и для недопущения их образования, если применение защитных покрытий эффекта не дало.

Новое ситуационное задание № 28

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится газо-конденсатное месторождение «А», разрабатываемое фонтанным способом на истощение. Добываемая продукция при давлении на устье скважин порядка 80 атм и температурах порядка 35⁰С содержит до 155 г/м³ (н.у.) углеводородного конденсата. Точка росы продукции по воде -20⁰С, а по углеводородам порядка +25⁰С. Сборный коллектор длиной 15 км и внутренним диаметром 426 мм проложен надземно по территории со среднегодовой температурой +5⁰С и среднезимней температурой -30⁰С. После подготовки продукции на **УКПГ**, расположенной на **ЦПС**, газ и конденсат по отдельным трубопроводам, проложенным надземно и имеющим протяженность свыше 250 км, откачиваются потребителю.

В результате, в летний период в сборном коллекторе наблюдается образование жидкостных углеводородных пробок, а в зимний период и в сборном коллекторе и в магистральном газопроводе вдобавок образуются газогидратные пробки, не смотря на современную теплоизоляцию, что делает эксплуатацию данных трубопроводных систем практически невозможной.

Предложите комплекс мероприятий для недопущения подобных явлений, если температура начала гидратообразования порядка -15⁰С.

Новое ситуационное задание № 29

С 3 - В НГДУ «Х...нефть» в эксплуатации находится группа северных месторождений, разрабатываемых механизированным способом с **ППД**. Месторождения обустроены по дополнительному варианту основной унифицированной схемы с организацией предварительного сброса пластовых вод и их закачкой в продуктивные пласты. Обводнённость продукции достигла 85 % об. при содержании биогенного сероводорода до 2000 мг/л. Остаточное содержание воды в добываемой продукции после **УПСВ** 30 % мас. Сборный коллектор длиной 24 км выполнен из цельнотянутых стальных труб с внутренним диаметром 426 мм и проложен в болотистой почве. Пропускная способность трубопроводных систем позволила запланировать разбуривание и ввод в эксплуатацию ещё одного месторождения, эксплуатация которого будет осуществляться фонтанным способом без **ППД** с подачей продукции в существующий сборный коллектор. Ожидается, что содержание сероводорода в ней будет порядка 3000 мг/л при практически полной безводности.

Из-за сильной коррозии срок службы **НКТ**, выкидных линий и сборного коллектора не превышает 2 года, что делает эксплуатацию подобных месторождений нерентабельной.

Предложите комплекс мероприятий для борьбы с данным явлением, если возможностей приобретения гибких труб в **НГДУ** не имеется.

Новое ситуационное задание № 30

С 3 - В НГДУ «Х-нефть» накоплено свыше 150 тыс.т. нефтяного шлама, хранящегося в открытых амбарах.

В результате, сумма экологических штрафов, выплачиваемых **НГДУ**, превысила все разумные пределы.

Предложите наиболее рациональный способ утилизации накопленных нефтяных шламов, если содержание нефти в нём достигает 20 % мас., а механических примесей 65 % мас.

Кроме того, ежегодно в резервуарных парках **НГДУ** образуется осадки в РВС-5000 толщиной до 1,2 м., причём их образование сопровождается отложением на стенках больших количеств пиррофорных соединений железа.