Содержание

Введение.....6
1 Геолого-промысловая характеристика месторождения.....7
1.1 Общие сведения о месторождении.....7
1.2.Геолого-геофизическая характеристика месторождения.....9
1.2.1 Стратиграфия и литология.....9
1.2.2 Тектоника.....14
1.3 Нефтегазоносность месторождения.....15
1.4 Физико-химические свойства нефти и газа.....15
1.5 Запасы нефти и растворенного газа.....16
2 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....18
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....18
2.2 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой.....19
2.3 Анализ состояния разработки и выполнения проектных технологических решений.....21
2.3.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....21
2.3.2 Характеристика состояния разработки. Сравнение проектных фактических показателей разработки.....23
2.3.3 Сравнение норм отбора и фактических показателей разработки.....29
2.3.4 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Восточно-Ламбейшорском месторождении (D3fm1-zd).....30
2.3.5 Уточнение технологических показателей и совершенствование системы разработки.....31
3 Оптимизация технологии очистки нефти от сероводорода на установке подготовки нефти с целью повышения качества товарной нефти для Восточно-ламбейшорского месторождения.....33
3.1 Общая характеристика установки подготовки нефти(УПН) «Восточный Ламбейшор».....34
3.2 Описание технологического процесса УПН.....36
3.2.1 Первая ступень сепарации.....39
3.2.2 Ступень термохимического обезвоживания.....39
3.2.3 Ступень электростатического обезвоживания и обессоливания.....40
3.2.4 Концевая сепарация и насосная подачи нефти на колонну отдувки.....41
3.2.5 Метод отдувки нефти от сероводорода.....41
3.2.6 Установка подготовки пластовой воды.....42
3.2.7 Установка улавливания легких фракций.....42
3.2.8 Блоки дозирования.....42
3.2.9 Узел учета нефти.....43
3.3Установка очистки нефти от сероводорода с использованием колонн отдувки нефти.....44
3.3.1 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода методом отдувки.....44
3.4.1 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода методом выпаривания.....47

3.4 Метод очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода.....48
3.5 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода.....50
4. Сравнение методов очистки нефти от сероводорода, оценка их эффективности.....52
5. Технико-экономическое обоснование удельных затрат для обеспечения очистки 1 т нефти от сероводорода.....53
5.1 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода методом отдувки.....53
5.2 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода методом выпаривания.....53
5.3 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода дозирования поглотителя сероводорода.....54
6. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды.....57
6.1 Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.....57
6.2 Основные положения.....58
6.3 Охрана труда.....58
6.4 Охрана труда работников.....60
6.5 Обеспечение специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты.....62
6.6 Основные мероприятия по охране окружающей среды.....63
6.7 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварийных разливов.....69
Заключение.....72
Список использованной литературы.....73

Введение

Обьёмы добычи сернистых и высокосернистых нефтей и газоконденсатов, содержащих коррозионные и высокотоксичные сероводород и низкомолекулярные меркаптаны, в России неуклонно растет. Добыча, подготовка, транспортирование, хранение и переработка таких нефтей создает ряд серьезных технологических и экологических проблем. Эти проблемы связаны в первую очередь с тем, что присутствие в добываемой нефти указанных сернистых соединений приводит к преждевременному коррозионному разрушению нефтепромыслового оборудования, трубопроводов и резервуаров, сокращению сроков их безаварийной эксплуатации и увеличению случаев аварийных разливов нефти в окружающую среду. Последствием этой ситуации является потеря нефти и возникновение опасных экологических ситуаций из-за попадания нефти в почву, водоемы и загрязнение атмосферы токсичными сернистыми соединениями. ГОСТ Р 51858-2002 с изм. № 1 от 01.01.2006 г. предусматривает нормирование содержания в подготовленной нефти сероводорода не более 20 млн-1 и метил-, этилмеркаптанов в сумме не более 40 млн-1 для нефтей первой группы качества. Жесткие требования по норме содержания сероводорода и легких меркаптанов, делает проблему внедрения эффективных технологий промысловой очистки углеводородного сырья, более актуальной и насущной для всех предприятий добывающих сероводородсодержащие нефти и газоконденсата.

В данной работе на примере Восточно-Ламбейшорского месторождения рассмотрены три способа очистки нефти от сероводорода, применяемые в ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ», с целью определить наиболее оптимальный метод очистки нефти.

1 Геолого-промысловая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми (см. рисунок 1.1.1).

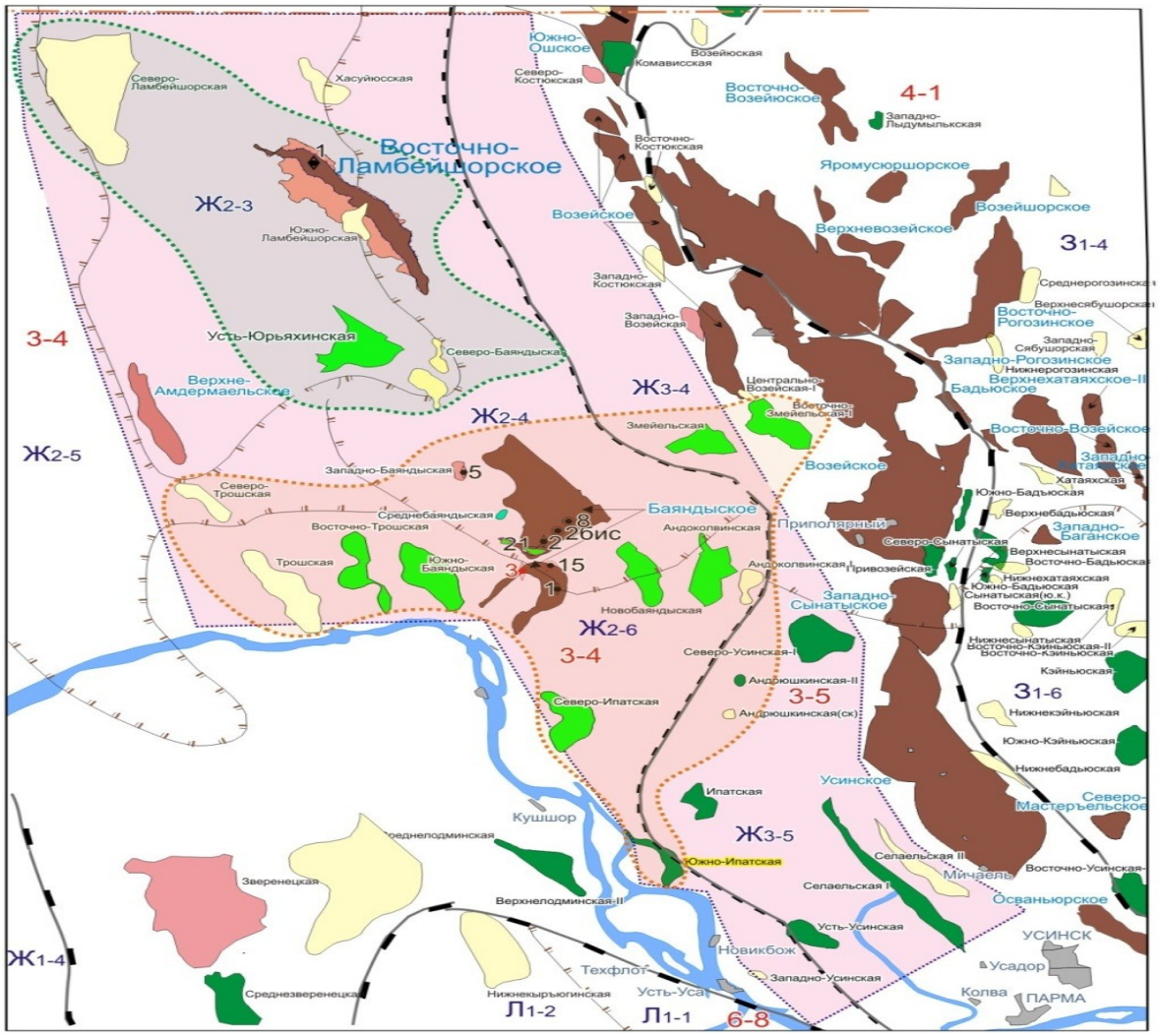

Рисунок 1.1.1 - Обзорная карта Восточно-Ламбейшорского месторождения

Административный центр г. Усинск находится в 115 км к юго-востоку. В 25-35 км к востоку находятся крупные разрабатываемые нефтяные месторождения Возейской группы (Возейское, Верхневозейское) и в 45 км к юго-востоку расположено Баяндыское нефтяное месторождение. Ближайший населенный пункт – дер. Захар-Вань, расположен в 20 км к югу на правом берегу р. Печоры.

В районе действует ЛЭП-220 КВт Печорской ГРЭС, функционируют магистральный нефтепровод Усинск-Ухта-Ярославль, газопровод для транспорта попутного газа до г. Печоры, межпромысловые нефтепроводы, по

которым нефть поступает на головные сооружения с ближайших месторождений.

В географическом отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение располагается в пределах северо-восточной части Печорской низменности в левобережном бассейне р. Лая, протекающей в 3 км западнее месторождения. Площадь работ располагается на поверхности водно-ледниковой равнины с абс. отметками от 130 м на севере до 45 м в долине р. Лая.

По климатическому районированию территория работ относится к северному равнинному району с длительной суровой зимой, холодным летом, очень коротким вегетационным периодом и с незначительными суммами температур выше 10°С, с относительно большим количеством осадков, очень малыми величинами испарения и с избыточным увлажнением.

Среднегодовая температура минус 3,2°С. Среднелетняя температура +11,7°С, при абсолютном максимуме +34°С, среднезимняя – минус 17°С, при абсолютном минимуме минус 53°С.

Среднее количество осадков за год 400 – 500 мм, испарения с суши за год – 190 мм. Минимум осадков (около 20 мм) приходится на февраль, максимум (около 500 мм) на летние месяцы. К концу вегетационного периода количество осадков уменьшается, но частота и длительность их выпадения, как правило, увеличивается в связи с усилением циклонической деятельности. Количество выпадающих осадков намного превышает испарение, что обуславливает избыточное увлажнение почвы.

Местность представляет собой низменную волнистую, местами плоскую равнину. Волнистость поверхности обусловлена плавным чередованием сглаженных пологосклонных увалообразных понижений (высота 3 - 10 м) и выположенных понижений. Склоны в верхней части слабовыпуклые, в нижней слабовогнутые, имеют крутизну 4 -10°. Вершины холмов выпуклые. Понижения между холмами имеют неправильную, вытянутую форму. На территории развит поверхностный карст, представленный коническими и блюдцеобразными воронками глубиной до 10 м. Склоны задернованы, крутизной 15 - 40°. Иногда воронки образуют цепочки.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Лая (правый приток I порядка р. Печоры) и в пределах площади представлена р. Лысутейвис, р. Пыжшор и другими безымянными притоками I и II порядков, пересекающими район и имеющими извилистое русло. По гидрологическому районированию район работ относится к Нижнепечорскому округу, Нижнепечорскому правобережному району. Большинство рек вытекает из болот и озер и имеет таежный характер. Заболоченность плоских водоразделов до 40%. Болота развиты, в основном, в припойменных частях рек и ручьев.

Площадь работ относится к зоне редкоостровного распространения верхнего слоя многолетнемерзлых пород, приуроченных, как правило, к буграм пучения на водораздельных поверхностях. Для района характерно развитие сезонно-мерзлого и сезонно-талого слоев. Формирование сезонно-мерзлого слоя происходит в приповерхностном слое до глубины 0,5 - 1,8 м, начинается в октябре, наиболее интенсивно происходит в ноябре-январе, в марте темпы

промерзания снижаются и до конца зимнего периода, практически не увеличиваются.

Нормативная глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов под оголенной от снега поверхностью – 2,6 м.

Из местных материалов для строительства могут быть использованы песчано-гравийные смеси, глина, торф.

Растительный покров представлен переходными формами зоны Крайнесеверной тайги и южной лесотундры.

Территория района работ покрыта в основном хвойным древостоем – елью, сосной, лиственницей. Лиственные породы представлены березой, реже осиной. Долины водотоков заняты густыми кустарниками ивы и тальника. Участки болот открыты или покрыты редким древостоем ели. Диаметры стволов 17 – 24 см. Высота деревьев 10 – 11 м, расстояние между деревьями 4 – 5 м.

Снабжение водой может осуществляться как из поверхностных водных источников (в 3 км к западу протекает р. Лая – правый приток I порядка р. Печора, в 3 км к востоку находится оз. Лысутейты), так и из подземных источников.

Лицензией на право разведки и добычи УВ сырья в пределах участка Денисовской впадины обладает ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (СЫК №13209 НР от 27.06.2005 г.). Срок действия лицензии до 30 июня 2023 года.

1.2.Геолого-геофизическая характеристика месторождения

1.2.1 Стратиграфия и литология

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приводится на основании фактических данных бурения скважин на Восточно-Ламбейшорской площади (скважины №№ 25, 27, 28).

Стратиграфическая характеристика разреза приводится в соответствии со «Стратиграфической схемой Тимано-Печорской провинции» ГУП ТП НИЦ, Мартынов А. В., 2001 г.

Геологический разрез Восточно-Ламбейшорской структуры слагают породы осадочного чехла, представленные отложениями девонской, каменноугольной, пермской, триасовой и четвертичной систем.

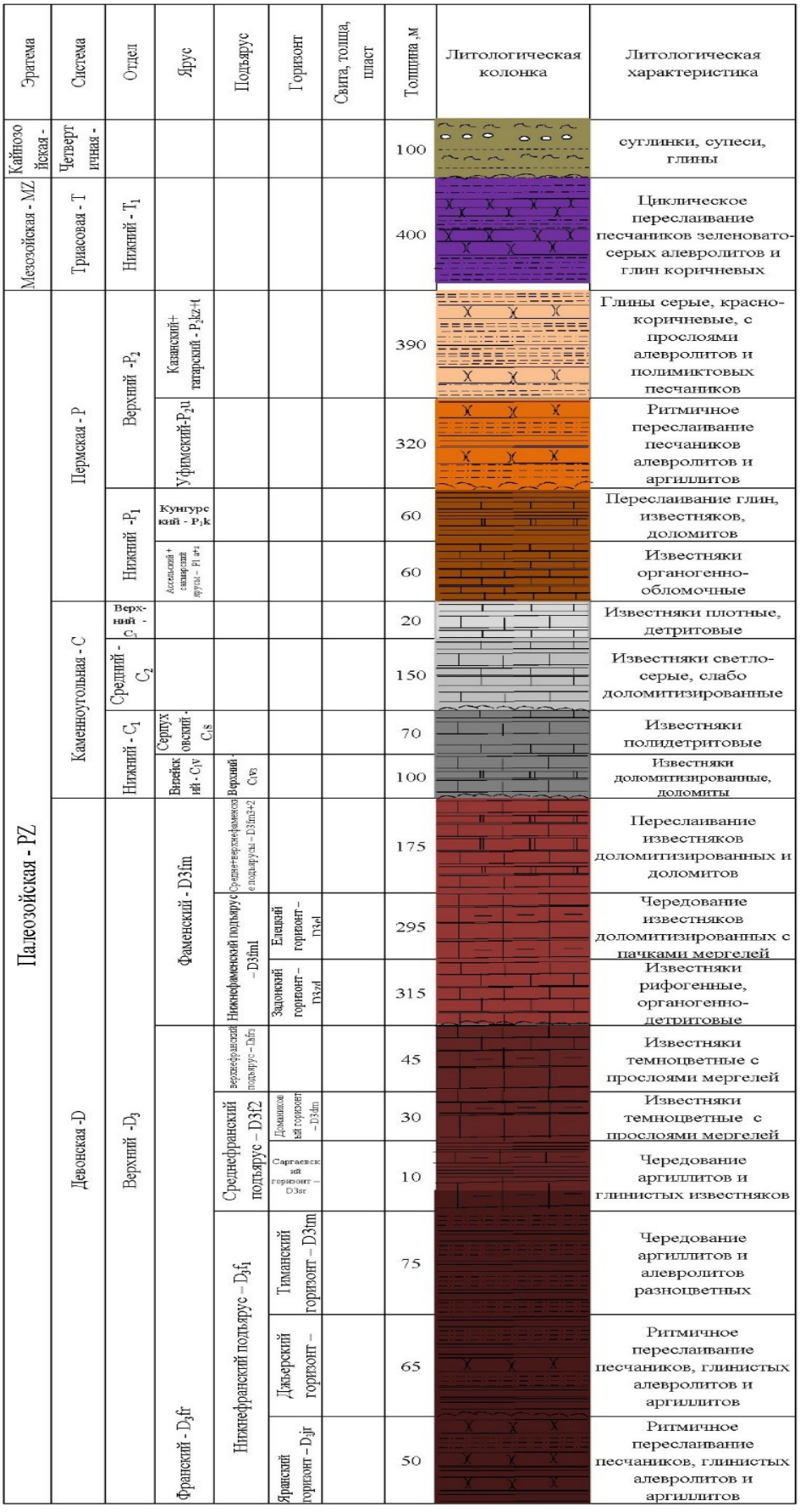

Рисунок 1.2.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Палеозойская группа – PZ

В составе палеозойской группы в пределах Восточно-Ламбейшорского участка выделены девонские, каменноугольные, пермские отложения. Ниже приводится описание вскрываемого проектными скважинами разреза.

Девонская система – D

Верхний отдел – D_3

Верхний отдел девонской системы представлен в объеме франского и фаменского ярусов.

Франский ярус – D_3f

На проектируемой структуре франский ярус представлен в объеме нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Нижнефранский подъярусы – D_3f_1

На исследуемой структуре данный подъярус представлен в объеме яранского, джъерского, тиманского горизонтов.

Яранский горизонт – D_3jr

Яранский горизонт сложен ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием песчаных пород.

Вскрываемая мощность отложений – 50 м.

Джьерский горизонт – D_3dzr

Отложения джьерского горизонта со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях яранского горизонта. Отложения горизонта представлены более частым ритмичным переслаиванием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов при преобладании более глинистых разностей.

Мощность отложений – 65 м.

Тиманский горизонт – D_3tm

Тиманский горизонт является региональным флюидоупором для среднедевонско-нижнефранского НГК и представлен преимущественно глинистыми осадками – аргиллитами и алевролитами с редкими тонкими прослоями известняков в верхней части разреза.

Мощность отложений – 75 м.

Среднефранский подъярус – D_3f_2

В составе среднефранского подъяруса выделяются саргаевский и доманиковый горизонты.

Саргаевский горизонт – D_3sr

Отложения горизонта представлены чередованием аргиллитов и глинистых известняков.

Мощность отложений – 10 м.

Доманиковый горизонт – D_3dm

Отложения доманикового горизонта в районе Восточно-Ламбейшорской площади накапливалась в условиях глубоководной некомпенсированной впадины и представлены типичными для доманиковых фаций темноцветными, битуминозными известняками и мергелями с прослоями силицитов и аргиллитоподобных глин.

С подошвой доманиковых отложений связан отражающий горизонт IIId.

Верхнефранский подъярус – D_3f_3

Верхнефранский подъярус в районе проектируемой площади, как и доманиковый горизонт, представлен депрессионными доманиковыми фациями.

Мощность нерасчлененной толщи доманиково-верхнефранских отложений составит 45 м.

Фаменский ярус – D_3fm

На проектируемой структуре в разрезе фаменского яруса выделяются нижнефаменский и средне+верхнефаменский подъярусы.

Нижнефаменский подъярус – D_3fm_1

Нижнефаменский подъярус залегает со стратиграфическим перерывом на отложениях верхнефранского подъяруса. Отложения подъяруса представлены в объеме задонского и елецкого горизонтов.

Задонский горизонт – D_3zd

Отложения задонского горизонта представлены в верхней части разреза известняками, известняками доломитизированными. Нижнюю часть разреза слагают известняки глинистые, аргиллиты и мергели.

Мощность отложений – 315 м.

Елецкий горизонт – D_3el

Отложения елецкого горизонта представлены чередованием известняков доломитизированных с пачками мергелей и глинистых известняков с прослоями аргиллитов.

Мощность отложений – 295 м.

Средне+верхнефаменские подъярусы – D_3fm_{3+2}

Разрез средне+верхнефаменских подъярусов сложен переслаиванием известняков доломитизированных, доломитов, известняков пятнисто-сульфатизированных и мергелей.

Мощность отложений – 175 м.

Каменноугольная система – C

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами.

Нижний отдел – C_1

Нижнекаменноугольные отложения с размывом залегают на верхнедевонских и представлены верхневизейским подъярусом серпуховским ярусом.

Верхневизейский подърус – C_1v_3

Отложения представлены в основном известняками доломитизированными, доломитами с прослоями аргиллитов. В основании разреза - пачка переслаивания глин, глинистых известняков.

Мощность отложений – 100 м.

Серпуховский ярус – C_1s

Отложения представлены известняками полидетритовыми, биокластическими, слабо доломитизированными.

Мощность отложений – 70 м.

Средний отдел – C_2

Среднекаменноугольные отложения в составе московского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на нижнекаменноугольных и

представлены известняками светло-серыми, слабо доломитизированными, в нижней части разреза – с прослоями известняков глинистых и глин.

Мощность отложений – 150 м.

Верхний отдел – C_3

Отложения отдела представлены известняками плотными, мелкодетритовыми.

Мощность отложений – 20 м.

Пермская система – P

Пермские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на верхне-каменноугольных и выделены в объеме нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел – P_1

Нижнепермские отложения представлены в составе нерасчлененных ассельского + сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский + сакмарский ярусы – P_1 a+s

Разрез нерасчлененных ассельского и сакмарского ярусов сложен известняками органогенно-обломочными, псевдоолитовыми, плотными, прослоями выщелоченными, мелкокавернозными с включениями сульфатов.

Мощность отложений – 60 м.

С кровлей сакмарских отложений отождествляется ОГ Ik (P_1k).

Кунгурский ярус – P_1к

Отложения кунгурского яруса несогласно залегают на отложениях ассельско+сакмарского ярусов. Представлен переслаиванием глин, известняков, доломитов с включениями ангидрита и прослоями мергелей.

Мощность отложений – 60 м.

Верхний отдел – P_2

Верхнепермские отложения выделены в объеме уфимского и нерасчлененных казанского+татарского ярусов.

Уфимский ярус – P_2u

Отложения уфимского яруса со стратиграфически несогласием залегают на нижнепермских и представлены ритмичным переслаиванием песчаников полимиктовых, алевролитов и аргиллитов пестрых.

Мощность отложений – 320 м.

Казанский + татарский ярусы – P_2kz + t

Отложения представлены глинами серыми, красно-коричневыми, с прослоями алевролитов и полимиктовых песчаников, реже с прослоями мергелей и известняков.

В нижней части разрез – чередование глин красно-бурых, алевролитов и полимиктовых, красно-коричневых песчаников, с редкими прослоями мергелей и глинистых известняков.

В средней части казанских отложений фиксируется отражающий горизонт Ikz (подошва верхнелемьюской свиты).

Мощность отложений – 390 м.

Мезозойская группа – MZ

Мезозойские отложения залегают со стратиграфическим несогласием на породах пермского возраста и представлены триасовой системой.

Триасовая система – T

Триасовая система на проектируемой площади представлена нижним отделом.

Нижний отдел – T_1

Отложения нижнего отдела триасовой системы сложены циклическим переслаиванием песчаников зеленовато-серых, полимиктовых, алевролитов и глин коричневых, алевритистых, слюдистых.

Мощность отложений – 400 м.

Кайнозойская группа – KZ

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы несогласно залегают на отложениях триасовой системы и представлены суглинками, супесями, глинами с обломками гальки и валунами изверженных и метаморфических пород.

Мощность отложений – 100 м.

В итоге можно сделать вывод ,что осадочный чехол представлен как терригенными, так и карбонатными породами. Основным продуктивным горизонтом является рифогенная постройка задонского возраста верхнего девона (рисунок 1.2).

1.2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Восточно-Ламбейшорская структура расположена в юго-восточной части Лайского вала, в зоне сочленения с Верхнелайской депрессией. Лайский вал принадлежит крупному структурно-тектоническому элементу 1 порядка – Денисовскому прогибу, который, в свою очередь, входит в состав Печоро-Колвинского авлакогена.

По фундаменту Лайскому валу соответствует Лайско-Лодминское палеоподнятие, в основании которого предполагается крупный выступ гранитного состава.

Строение Лайского вала асимметрично: западное крыло вала крутое, граница его здесь приурочена к Лайско-Лодминскому глубинному разлому, отделяющему Лайский вал от Тибейвисской депрессии. Северо-восточное погружение Лайского вала в Верхнелайскую депрессию относительно пологое и постепенное. Переход Денисовской впадины к Колвинскому мегавалу приурочен к Западно-Колвинской системе разломов.

По осадочному чехлу Лайский вал (100 × 15-20 км) сложен серией унаследованных от фундамента и вновь образовавшихся крупных кулисообразно расположенных структур: Лаявожская, Командиршорская, Южно-Командиршорская, Мишваньская, Восточно-Ламбейшорская, Верхнеамдермаельская, Восточно-Амдермаельская, Усть-Юръяхинская и др.

При подсчете запасов для геометризации залежи в качестве структурной основы использована структурная карта по отражающему горизонту IIIzd, приуроченному к кровле рифовых отложений задонского горизонта.

Задонский барьерный риф тянется от Баяндыской площади с юга на север на Ламбейшорскую площадь. Ширина гребневой части задонского рифа изменяется от 1 до 2,75 км, высота порядка 200 м. В пределах рассматриваемой площади риф ориентирован в северо-западном направлении, в северной части

площади простирание рифа меняется на запад-северо-западное. К востоку от рифа выделяется глубоководный склон и развиты фации обломочного шлейфа, к западу – мелководно-шельфовые отложения.

Наиболее приподнятой частью структурного плана по данному горизонту является северный купол Восточно-Ламбейшорской структуры. Северный и центральный купола данной структуры находятся в контуре замкнутой изогипсы минус 3640 м, площадь Восточно-Ламбейшорской структуры по данной изогипсе составляет 69,96 кв. км, амплитуда 190 м. Частичное выполаживание куполов Восточно-Ламбейшорской структуры происходит в южном направлении, амплитуда центрального купола составляет 60 м.

В итоге, Восточно-Ламбейшорская структура имеет сложное тектоническое строение, множество тектонических нарушений взбросо-надвигового типа.

1.3 Нефтегазоносность месторождения

Согласно нефтегазгеологического районирования Восточно-Ламбейшорское месторождение относится к Лайско-Лодминскому нефтегазоносному району Печоро-Колвинской нефтегазоносной области.

На Восточно-Ламбейшорском месторождении выявлена залежь нефти в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона.

Залежь массивная, сводовая. Линейные размеры составляют: длина – 21 км; ширина от 2,5 до 4 км, высота залежи составляет 187 м (графическое приложение 2, 3). Глубина залегания залежи 3598-3786 м (графическое приложение 4, 5). Коллекторами являются известняки, доломиты и их переходные разности со сложным строением пустотного пространства за счёт кавернозности и присутствия трещиноватости. Выделяется два типа коллекторов – поровый и каверно-поровый.

Уровень подсчета принят на абсолютной отметке минус 3661 м по кровле водонасыщенного коллектора по скв. 2.

Все пробуренные 8 скважин находятся в контуре нефтеносности. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 60,8 м, при максимальном значении 130,5 в скв. 1 и минимальном 38,4 м в скв. 8. Число прослоев от 6 до 33, при среднем значении 22. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,43.

Максимальный дебит нефти в эксплуатационной колонне скв. 1 из интервалов 3642,2-3661,2 м, 3667,2-3695,2 м составил 770 $м^3$/сут на 30 мм штуцере, при этом, продуктивность скважины определена в 179,1 $м^3$/сут. Начальное пластовое давление на глубине 3765 м равно 40,3 МПа, пластовая температура 83,9ºС. Покрышкой для залежи служат глинисто-карбонатные отложения елецкого горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона толщиной 200 м.

1.4 Физико-химические свойства нефти и газа

Нефть залежи в рифогенных задонских отложениях верхнего девона охарактеризована 19 глубинными пробами, отобранными из скважин 1, 2, 3, 4,

6, 8, а также одной устьевой пробой отобранной из скважины 2. Глубинная проба, отобранная из скважины 1 25.02.2011 г, оказалась недостоверной, с завышенным газосодержанием.

Нефть в пластовых условиях характеризуется высоким газосодержанием 192 $м^3$/т (по данным ДР), плотностью 0,709 г/$см^3$, ее динамическая вязкость 0,555 мПа*с. Среднее значение коэффициента сжимаемости (среднее значение в интервале от пластового давления до давления насыщения при пластовой температуре) составляет $19{,}35*10^{-4}$ $МПа^{-1}$. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (Тпл.=88,4^oC) составляет 22,1 МПа, отношение $Р_{нас}/Р_{пл}$=0,57 при пластовом давлении Рпл=38,6 МПа.

Нефть в стандартных условиях согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» особо легкая, плотностью по данным дифференциального разгазирования 0,823 г/$см^3$, малосмолистая (смол 3,73% масс и асфальтенов 0,68% масс), парафинистая (4,77% масс), малосернистая (0,44% масс). Температура застывания нефти -3,7^oC; кинематическая вязкость, определенная при 20^oC, равна 5,88 $мм^2$/с.

Характерен высокий выход бензиновых фракций, выкипающих до 200 ^oC – 30,8 % об. и керосино-газойлевых фракций, выкипающих в диапазоне 200-300 ^oC – 25,5 % об.

Растворенный в нефти газ по результатам дифференциального разгазирования представлен на 82,41 % по молярной концентрации компонентов углеводородами. Основной компонент газа – метан (66,17% об.). Этан и пропан присутствуют в количествах: 6,41 и 6,14 %.

Растворенный в нефти газ характеризуется как жирный (коэффициент жирности равен 25,2), углекислый высоко агрессивный (диоксида углерода 1,36 % об.), высокосернистый (9,19 % об.), азотный (6,53 % об.), содержит 0,03 % об.

Абсолютная плотность газа по данным однократной сепарации составляет 1,00 кг/$м^3$.

1.5 Запасы нефти и растворенного газа

Запасы задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона Восточно-Ламбейшорского месторождения впервые были поставлены на баланс в 2012 году по результатам оперативного подсчета запасов УВ, утвержденного Роснедра протоколом № 18/512-пр от 07.09.2011 г.

После этого запасы пересчитывались еще пять раз. Последний раз запасы подсчитаны по состоянию на 01.06.2014 г., утверждены протоколом Роснедра № 18/452-пр от 07.08.2014 г. и будут поставлены на госбаланс в 2015 г.

Начальные запасы залежи рифогенных задонских отложений Восточно-Ламбейшорского месторождения составили (геологические/извлекаемые):

<u>нефти</u> категории $С_1$ – 81161 / 34899 тыс. т;
категории $С_2$ – 14748 / 6342 тыс. т;

<u>растворенного газа</u> категории $С_1$ – 15583 / 6701 млн $м^3$,
категории $С_2$ – 2832 / 1218 млн $м^3$.

Подсчетные параметры, начальные и текущие запасы нефти и растворенного газа приведены в таблице 1.1 – 1.2, и состояние выработки запасов нефти на В-Ламбейшорском месторождении на рисунке 1.3

Таблица - 1.5.1 – Сводная таблица запасов нефти Восточно-Ламбейшорского лицензионного участка на 01.06.2015 г.

Месторождение ДЛУ	запасы нефти			
	категория С1 тыс.тонн		категория С2 тыс.тонн	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Вост-Ламбейшор	91161	34899	24748	6342

Таблица- 1.5.1 – Сводная таблица запасов растворенного газа Восточно-Ламбейшорского лицензионного участка на 01.06.2015 г.

Месторождение ДЛУ	растворенного газа			
	категория С1 тыс.тонн		категория С2 тыс.тонн	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Вост-Ламбейшор	16583	6701	3832	1418

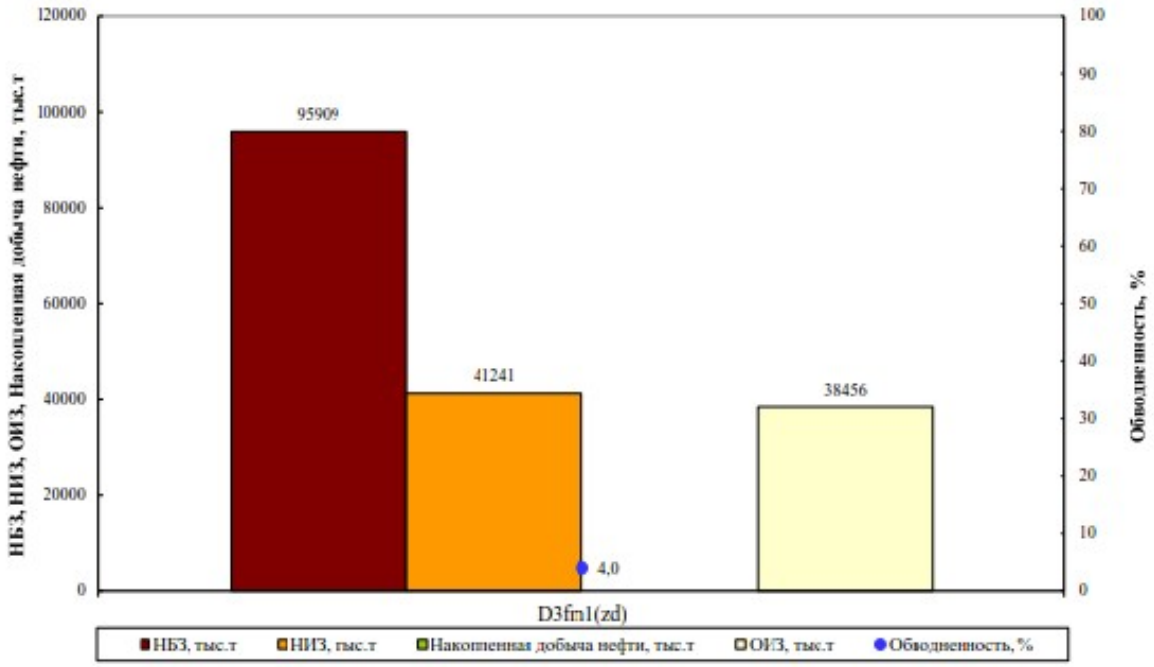

Рисунок 1.5.1 – Состояние выработки запасов нефти Восточно - Ламбейшорского месторождения.

2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

На Восточно-Ламбейшорском месторождении в пределах залежи в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона в отчетном году пробурены три эксплуатационные скв. 25, 27 и 28, а также разведочная скв. 8, по результатам бурения которых было уточнено представление о строении залежи. Общий метраж бурения по новым скважинам составил 19620 м.

Разведочная скв. 8, пробуренная в марте 2014 г. с целью доразведки залежи нефти в задонских отложениях и прироста запасов промышленных категорий. Скважина вскрыла кровлю проницаемых отложений несколько выше, чем ожидалось. В эксплуатационной колонне испытан 1 объект. Проведено совместное опробование в эксплуатационной колонне интервалов 4074,0-4083,5 и 4085,0-4110,0 м (абс. отм. минус 3607,2-3616,4; 3617,9-3642,1 м; I объект). После СКО дебит нефти составил 372,3 $м^3$/сут. на штуцере 16 мм. С апреля скважина пущена в работу со вступительным дебитом нефти 282 т/сут при обводненности продукции скважины 0,7%.

В эксплуатационной скв. 27, пробуренной в мае отчетного года на северо-западе от скв. 5, кровля проницаемых отложений вскрыта ниже, чем предполагалось. С августа 2014 г. скважина находится в эксплуатации. Вступительный дебит нефти составил 650 т/сут при обводненности продукции скважины 0,3%.

В скв. 32, пробуренной в июне 2014 г., из-за низкого качества каротажного материала выделить коллекторы не представляется возможным. С августа скважина вступила в эксплуатацию. Вступительный дебит составил 250 т/сут при обводненности продукции 1,4%.

Скв. 28, пробуренная в сентябре отчетного года в юго-западном направлении от скв. 5, вскрыла кровлю проницаемых отложений ниже, чем ожидалось. В эксплуатации скважина с октября 2014 г. Вступительный дебит нефти составил 650 т/сут при обводненности продукции скважины 3,0%.

В скв. 25, пробуренной в октябре 2014 г. к северу от скв. 2, кровлю коллектора в связи с отсутствием каротажа определить не представляется возможным. Абсолютная отметка кровли проницаемых отложений взята по геологической модели 3D. Скважина пущена в эксплуатацию с ноября отчетного года. Вступительный дебит нефти – 608 т/сут, обводненность продукции – 2,6%.

В пробуренных 2014 г. скважинах выделены нефтенасыщенные толщины: скв. 8 – 37,7 м; скв. 27 – 29,5 м (вскр.); скв. 28 – 27,9 м (вскр.); скв. 25 – 47,4 м (вскр.).

В 2014 г. на Восточно-Ламбейшорском месторождении было отобрано три глубинные пробы нефти в эксплуатационной колонне скважины 8 с глубины 3600 м, пробоотборниками ВПП.

Исследование глубинных проб нефти выполнено в отделе исследования скважин и пластовых флюидов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте. Лабораторные работы по исследованию

флюидов осуществлялись согласно общепринятым методическим руководствам, утвержденным отраслевым стандартам и ГОСТам.

Результаты исследования нефтей были признаны кондиционными и учтены при последнем оперативном подсчете запасов углеводородов по состоянию на 01.06.2014 г.

В 2014 году на Восточно-Ламбейшорском месторождении начаты бурением три скважины на задонские отложения верхнего девона. С куста 7 забурена разведочная скв. 7. За год пройдено 3850 м горных пород, с отбором керна 59 м (вынос 91,2%). Весь керн с признаками нефтегазоносности. В открытом стволе проводились работы ОПК/ГДК. На глубинах 3769,3 м; 3764,6 м; 3727,4 м получены притоки нефти и отобраны пробы. На 01.01.2015 г. скважина в бурении.

С кустовой площадки 5 забурена эксплуатационная скв. 34, проходка на 01.01.2015 г. составила 4408 м. С куста 2 забурена эксплуатационная скв. 26, проходка на 01.01.2015 г. составила 4301 м. Скв. 7 и 34 закончены бурением в январе 2015 г. Скв. 26 закончена бурением в феврале 2015 г.

Скорректированные карты представлены на граф. прил. 3.1, 3.2.

По результатам бурения разведочной скв. 7 начаты работы по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа.

2.2 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой

За 2014 год на месторождении проведено семь промыслово-геофизических исследований по пяти скважинам. Данные по ПГИ представлены в таблице 2.2.

В добывающих скв.1 и 6 проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах.

В скв.1 исследование выполнено при отработке на 30 мм штуцере. В эксплуатации середина пласта D_3fm. На притоке работает вся перфорированная толщина пласта. Основной приток в скважину (81%) отмечается из нижнего интервала перфорации, 19% притока – из верхнего. Приток представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается из интервала 3693.0-3694.0 м. Дебит на поверхности составил 481.6 $м^3$/сут. Регистрация КВД и расчет гидродинамических параметров пласта не выполнены. Рекомендуется выполнить регистрацию КВД с целью определения продуктивной характеристики скважины.

В скв.6 исследования выполнены при отработке на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. В эксплуатации верхняя часть пласта D3fm. Весь приток в скважину отмечается из середины перфорированного интервала, работа кровли и подошвы интервала перфорации не отмечается. По термометрии отмечается незначительный заколонный переток в интервале 3741.0-3752.0 м (по данным АКЦ сцепление цементного камня с колонной в данном интервале частичное, заколонный переток имеет место быть). ВНР отмечается на гл.37316 м. Состав притока в процессе исследования представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается с гл.3731 м. Общий дебит притока по результатам исследований составил 260 $м^3$/сут. По

результатам отработки скважины на штуцерах построена индикаторная диаграмма, также выполнена регистрация КВД.

В разведочной скв.8 выполнены исследования по определению качества цементирования э/к. Во всем интервале исследований отмечается хорошее качество цементажа – сцепление цементного камня с колонной хорошее, участками частичное.

Выполнена перфорация верхней части пласта D3fm, после чего проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах. Скважина отработана на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. По результатам исследований отмечается работа всей перфорированной толщины пласта, при этом 19% притока поступает из верхнего интервала перфорации, 81% - из нижнего. Основной приток приходится на середину пласта. Колонна герметична, заколонные перетоки отсутствуют. Приток представлен нефтью с газом.

В горизонтальной скв.27Г выполнены исследования по определению положения забоя. Текущий забой отмечается на гл.3732.0 м.

Исследования при освоении не проводились. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

В скв.32Н выполнена перфорация пласта D3fm.

Исследования при освоении скважины не проводились. Скважина пущена в работу. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

Из гидродинамических исследований в текущем году выполнено две регистрации КВД при ГИС и два исследования методом установившихся отборов в скв.6 и 8. Данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.2.1 - Результаты КВД

Нефтенас. тол, вскрытая пологим стволом, м		Показатели					
		Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, т/сут		Обводненность, %	
план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
705	368	1015	808,6	1024	831,3	0,9	2,7

Таблица 2.2.2 - Результаты ПГИ

Пласт	Нэф нефтенасыщ., м			Кпор, доли ед.		Кн, доли ед.		Кпрониц	
	план	факт	перф.	план	факт	план	факт	план	факт

D3fm1	120	37,9	(откр.ствол) >37,9	0,089	0,076	0,93	0,92	-	25,1

В целом, в 2014 году все исследования (как промыслово-геофизические, так и гидродинамические) проведены корректно, поставленные задачи выполнены, полученные данные достоверны.

В 2014 году на месторождении в эксплуатацию введено шесть новых скважин (скв.5, 8, 25ГС, 27ГС, 28 ГС и нагнетательная скв.32Н с отработкой на нефть). Профиль притока выполнен только в скв.8. Согласно протоколу, исследования по определению профиля притока должны выполнятся во всех новых скважинах при вводе в эксплуатацию. Рекомендуется выполнить исследования в скважинах 5, 25ГС, 27ГС, 28ГС и 32Н. Кроме того, в скв.3, 22ГС и 24ГС, введенных в эксплуатацию в прошлом году, также отсутствуют исследования по определению профиля притока (в горизонтальных скважинах исследования рекомендуется проводить с помощью технологического комплекса для исследований горизонтальных скважин «ЛАТЕРАЛЬ»).

Следует отметить, что помимо новых скважин исследования по определению профиля притока выполнены в двух скважинах действующего фонда на начало года. Общий охват скважин данным видом исследований, с учетом всех действующих скважин в текущем году составил 20%.

Во всех новых скважинах с целью оценки продуктивной характеристики при вводе в эксплуатацию необходимо проводить исследования на стационарном режиме фильтрации (ИД), а с целью контроля за изменением физико-химических свойств пласта необходимо выполнять регистрацию КВД (КВУ). В текущем году качественные исследования выполнены в одной новой скважине (скв.8), а также в скв.6, веденной в эксплуатацию в конце прошлого года. Необходимо выполнить исследования в остальных скважинах (скв.5, 25ГС, 27ГС, 28 ГС, а также в скв.3, 22 ГС и 24 ГС, введенных в эксплуатацию в прошлом году).

Кроме того, исследования по определению профиля притока и источника обводнения рекомендуется проводить в обводнявшихся скважинах. В 2014 году рост обводненности отмечается в скв.3 (обводненность выросла на 30%).

Стоит отметить, что на месторождении не выполняется программа по замерам пластовых и забойных давлений – за текущий год прямыми замерами давлений не охвачена ни одна скважина.

В целом, можно констатировать, что программа промыслово-геофизических и гидродинамических исследований выполняется не в полном объеме. Из пяти новых скважин только в скв.8 выполнен полный необходимый комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Остальные скважины были пущены в работу без единого исследования.

В дальнейшем рекомендуется проводить полный комплекс необходимых исследований по всем новым скважинам, вводимым в эксплуатацию.

2.3 Анализ состояния разработки и выполнения проектных технологических решений

2.3.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Месторождение открыто в 2011 г. Первый действующий проектный технологический документ «Проект пробной эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения» был составлен институтом

«ПечорНИПИнефть» в 2012 г. и утвержден СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 804 от 10.10.12 г.). Основной целью пробной эксплуатации рассматриваемого месторождения являлось уточнение имеющейся к настоящему времени исходной геолого-геофизической и промысловой информации разведочного периода и получение дополнительных геофизических, геолого-промысловых и лабораторно-экспериментальных данных для переоценки запасов углеводородов и обоснованного проектирования промышленной разработки месторождения. Документ был принят сроком на 3 года с основными технико-экономическими показателями, представленными в таблице 2.3. Окончание действия ППЭ в 2014 г.

Таблица 2.3.1 - Показатели пробной эксплуатации 2012-2014 гг.

Ориентировочные проектные уровни	2012	2013	2014
Добыча нефти, тыс. т.	325,3	511,3	829,1
Добыча жидкости, тыс. т	368,1	633,4	1006,8
Ввод новых добывающих скважин	2	2	2
Действующий фонд добыв. скважин	2	4	6
Закачка воды, тыс.м^3	0	0	157
Действующий фонд нагнетат. скважин	0	0	1
Добыча растворённого газа, млн. м^3	65,9	103,5	167,9

На период пробной эксплуатации:

- общий фонд скважин – семь, в т.ч. шесть добывающих (из них три горизонтальные, один боковой ствол), одна нагнетательная;
- фонд скважин для бурения – пять, в т.ч. четыре добывающие (из них три горизонтальные, один боковой ствол), одна нагнетательная;
- бурение четырех разведочных скважин (в 1-й год – одной, во 2-й год – трех).

С 2015 г. месторождение будет разрабатываться согласно «Технологической схеме разработки Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения», выполненной институтом «ПечорНИПИнефть» и утвержденной СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 1028 от 22.12.14 г.).

– Максимальные проектные уровни:

добыча нефти, тыс.т 1806,2 (2022 г.)
добыча жидкости, тыс.т 4685 (2035 г.)
закачка воды, тыс. м^3 3705 (2038 г.)

использование растворенного газа 95% (с 2015 г. по заключению Минэнерго РФ)

– выделение одного объекта разработки: залежь D_3fm1(zd);

– разработка месторождения с ППД методом внутриконтурного заводнения;

– общий фонд скважин – 42, в т.ч. добывающих – 32 (ГС – 16, наклонно-направленных – 4, наклонно-направленных с пологим окончанием – 3, разведочных – 9), нагнетательных - 10.

– фонд для бурения – 28 скважин, в т.ч. добывающих 19 (12 ГС, 4 наклонно-направленных, 3 наклонно-направленных с пологим окончанием), нагнетательных – 9.

Достигается накопленная добыча нефти – 41241 тыс.т. по категориям C_1 +C_2, из них кат. C_1 – 34899 тыс.т, КИН – 0,430, Квыт – 0,487, Кохв – 0,883, ПСС – 114 га.

2.3.2 Характеристика состояния разработки. Сравнение проектных фактических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2015 г. в пределах Восточно-Ламбейшорского месторождения в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона пробуренный фонд составил 14 скважин (из них 8 – разведочных, пять – горизонтальных, в т.ч. одна из них – с пологим окончанием; одна – нагнетательная в отработке на нефть), все действующие. Эксплуатация залежи велась на естественном режиме фонтанным способом. В табл. 3.3.1 приведена характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г. Карта разработки приведена на прил. 3.3.

Скв. 1 разведочная введена в эксплуатацию в январе 2012 г. Вступительный дебит нефти составил 614,5 т/сут, жидкости – 610,8 т/сут, при обводненности 0,6%. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. 26.02.2014 на скважине проведена оптимизация (увеличение диметра штуцера с 21 до 30 мм) фактический прирост дебита нефти составил 51,5 т/сут.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. составила 617,919 тыс.т, жидкости – 622,813 тыс.т. Обводненность составила 1,5%.

Скв. 2 разведочная введена в эксплуатацию в апреле 2012 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 28 мм. Вступительный дебит нефти составил 400,0 т/сут, жидкости – 405,5 т/сут, при обводненности 1,4%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 395,659 тыс.т, жидкости – 396,326 тыс.т. Обводненность составила 0,1%.

Скв. 3 разведочная введена в эксплуатацию в октябре 2013 г., при освоении выполнена ОПЗ, вывод на фонтанирование. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. Вступительный дебит нефти составил 479,8 т/сут, жидкости – 494,0 т/сут, при обводненности 2,9%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 159,499 тыс.т, жидкости – 188,011 тыс.т. Обводненность составила 17,9%.

Скв. 4 разведочная введена в эксплуатацию в октябре 2013 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 42 мм. Вступительный дебит нефти составил 550,0 т/сут, жидкости – 554,0 т/сут, при обводненности 0,1%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 340,743 тыс.т, жидкости – 341,210 тыс.т. Обводненность составила 0,1%. С целью увеличения отборов 04.09.13 проведена смена штуцера с 30 на 42 мм (ранее 4.03.13 – смена штуцера с 22 на 30 мм). Давление на буфере снизилось с 7 МПа (штуцер 30 мм) до 5,8 МПа (штуцер 42 мм), линейное давление выросло с 1,5 до 2 МПа.

Скв. 6 разведочная введена в эксплуатацию в ноябре 2013 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. Вступительный дебит нефти составил 198,0 т/сут, жидкости - 198,2 т/сут, при обводненности 0,1%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 63,170 тыс.т, жидкости – 63,232 тыс.т. Обводненность составила 0,1%.

Скв. 22 ГС введена в эксплуатацию в июле 2013 г., при освоении выполнена ОПЗ – закачка 15 $м^3$ соляно-кислотной композиции, вывод на фонтанирование. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 30 мм. Вступительный дебит нефти составил 808,6 т/сут, жидкости – 831,3 т/сут, при обводненности 2,7%. Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 393,632 тыс.т, жидкости – 394,708 тыс.т. Обводненность составила 0,1%. Запланированный дебит не был достигнут.

Причины не достижения запланированного дебита: В связи с ранее проведенным бурением (скв. 23, 4, 2, 1) изменилось представление о геологическом строении, что не позволила пробурить горизонтальный ствол по скв. 22ГС, принято решение о бурении полого-направленного ствола. Вскрытая пологим окончанием нефтенасыщенная толщина оказалась меньше запланированной (план – 705 м, факт – 368 м), при меньшей вскрытой вертикальной толщине (план 120 м, факт >37,9 м), меньшей пористости (план – 0,089 м, факт – 0,076) и начальной нефтенасыщенности (план – 0,93 м, факт – 0,92).

Скв. 23 разведочная введена в эксплуатацию в марте 2013 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 24 мм. Вступительный дебит нефти составил 602,5 т/сут, жидкости – 603,3 т/сут, при обводненности 0,1%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 238,193 тыс.т, жидкости – 267,040 тыс.т. Обводненность составила 23,8%.

Скв. 24ГС введена в эксплуатацию в ноябре 2013 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 24 мм. Вступительный дебит нефти составил 300,0 т/сут, жидкости – 301,2 т/сут, при обводненности 0,3%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 129,017 тыс.т, жидкости – 129,202 тыс.т. Обводненность составила 0,1%.

Причины недостижения запланированного дебита: является не подтверждение геологического строения (категория запасов C_2) – при общей протяженности наклонно-направленного и горизонтального участка 966,0 м по коллекторам проведено 360,9 м, из вскрытой общей толщины пласта 106,4 м коллектора составляют 36,7 м (33,0%) при плановой толщине Ннн = 50,0 м. Отмечаются худшие ФЕС в сравнении с окружением, средневзвешенные значения пористости скв. 24ГС – 0,077, скв. 23 – 0,080; скв. 4 – 0,097; скв. 22ГС – 0,076; скв. 1 – 0,083; скв. 2 – 0,077.

Скв. 5 разведочная введена в эксплуатацию в январе 2014 г. Скважина эксплуатируется фонтанным способом через штуцер диаметром 15 мм.

Вступительный дебит нефти составил 300,0 т/сут, жидкости – 301,2 т/сут, при обводненности 0,3%. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 129,017 тыс.т, жидкости – 129,202 тыс.т. Обводненность составила 0,1%.

Скв. 8 разведочная введена в эксплуатацию в апреле 2014 г. Выполнена перфорация D_3fm1-zd (Predator XP-4,5"), ОПЗ - 35 м³ СКР, фонтан, ОПП – Рпл (ВНК а.о.-3661,0 м) = 36,12 МПа, скин = -0,889.

Вступительный дебит нефти составил 282 т/сут, жидкости – 283,8 т/сут, при обводненности 0,1%. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты, эффект продолжается.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 82,389 тыс.т, жидкости – 82,469 тыс.т. Обводненность составила 0,1%.

Скв. 25ГС введена в эксплуатацию в ноябре 2014 г. Вступительный дебит нефти составил 608,0 т/сут, жидкости – 624,3 т/сут, при обводненности 2,6%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 30,119 тыс.т, жидкости – 30,465 тыс.т. Обводненность составила 1,4%.

Скв. 27ГС введена в эксплуатацию в августе 2014 г. Вступительный дебит нефти составил 650 т/сут, жидкости – 708 т/сут, при обводненности 8,2%. При освоении после бурения проведена проработка интервала установки компановки ICD «ResFLow» фрезом Ø90мм от ВЗДУ-85 (в интервале 3995-5140 м), промывка забоя на глубине 5140 м, скреппероване, ОПЗ "НТРС-Коми" (пакер "ARROWSET" 3986 м) – закачка 40+40 м³ спирто-кислотной композиции, пуск фонтаном.

Запланированные показатели дебита нефти при пуске были достигнуты, в дальнейшем дебит снизился. Рекомендуется выполнить регистрацию КВД, КВУ, уточнить пластовое давление, гидродинамические характеристики пласта.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 83,881 тыс.т, жидкости – 85,719 тыс.т. Обводненность составила 2,1%.

Скв. 28ГС введена в эксплуатацию в октябре 2014 г. Вступительный дебит нефти составил 650 т/сут, жидкости – 717 т/сут, при обводненности 9,4%. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты, эффект продолжается.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 53,984 тыс.т, жидкости – 56,195 тыс.т. Обводненность составила 3,9%.

Скв. 32 нагнетательная (в отработке на нефть) введена в эксплуатацию в августе 2014 г. Вступительный дебит нефти составил 250 т/сут, жидкости – 253,4 т/сут, при обводненности 1,4%. Выполнена промывка на глубине 3972 м, перфорация на НКТ D3fm1-zd (11-12.08.14) в интервалах 3842,0-3846,0, 3849,0-3854,0, 3857,0-3861,0, 3866,0-3874,0 м (перфоратор HSDR114, заряды 4505 PowerJet, 15,3 отв/м, 321 отв), ОПЗ "НПО-Гелий" (пакера на глубине 3550 м) – закачка 5 м³ кислотной композиции "Гелий1К-2К" при Р = 120 атм, продавка техводой 13 м³ (за 16 часов) с остановками при Р = 270-40 атм; закачка 15 м³ "Гелий1К-2К" при Р = 40-110 атм, продавка нефтью 20 м³ при Р = 100 атм; пуск

фонтаном. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты, эффект продолжается.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 29,807 тыс.т, жидкости – 29,970 тыс.т. Обводненность составила 0,5%.

Динамика основных показателей разработки скважин приведена на рисунках 2.1 и 2.2.

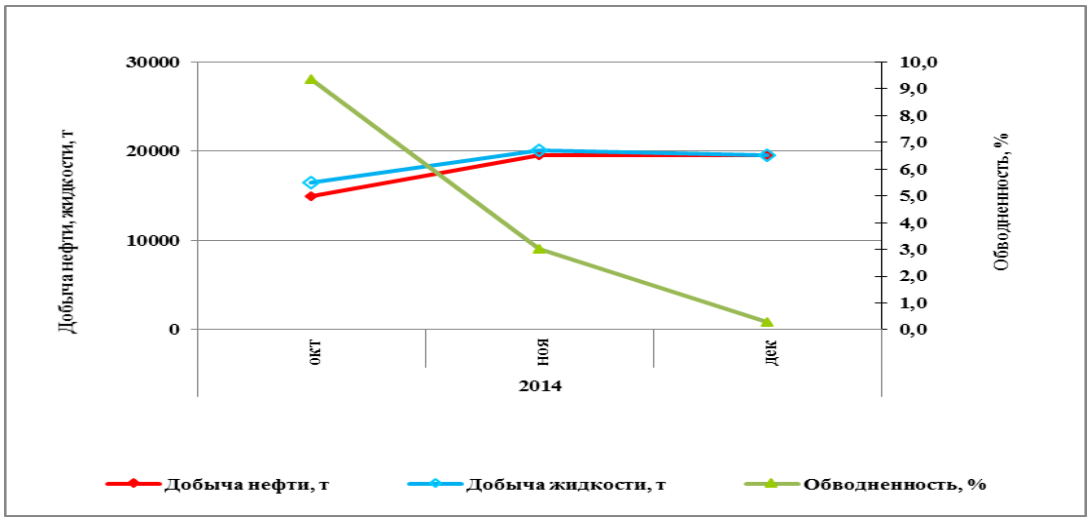

Рисунок 2.3.1 - Динамика основных показателей разработки скважин

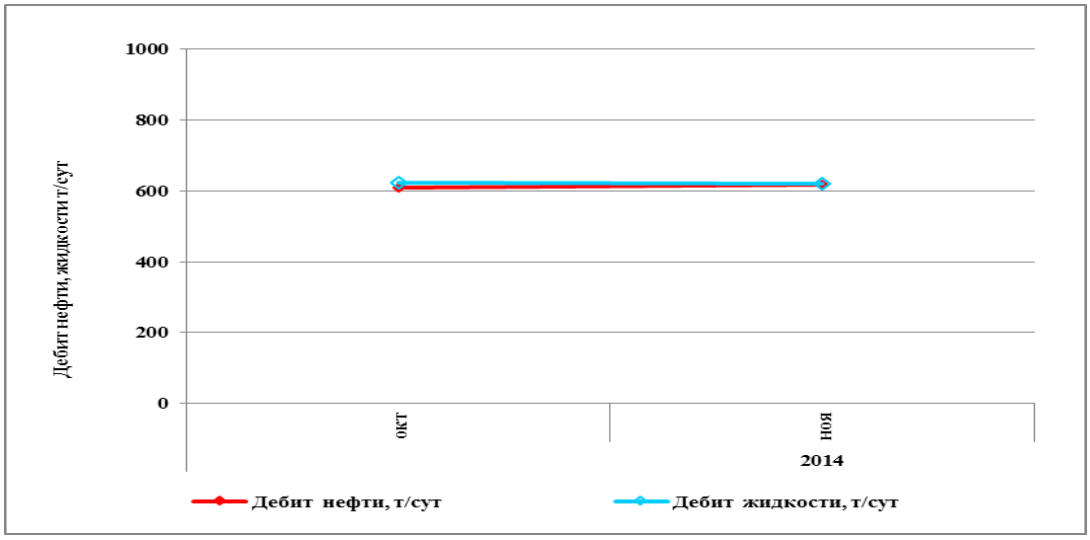

Рисунок 2.3.2 - Динамика основных показателей разработки скважин

За 2014 г. фактическая добыча нефти превысила проектную на 701,0 тыс.т (проект – 829,1 тыс.т, факт – 1530,1 тыс.т). Фактическая обводненность по месторождению оказалась ниже проектной, за 2014 г. обводненность действующего фонда по проекту составляет 17,6%, а по факту – 4%. Фактический фонд добывающих скважин (14 ед.) на конец 2014 г., что больше проектного (6 ед.) на 8 ед. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.3.2 – Сопоставление проектных и фактических показателей Восточно-Ламбейшорского месторождения (залежь D3zd)

Показатели	Годы			
	2013		2014	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	511,3	869,0	829,1	1530,1
В т.ч.: из переходящих скважин	337,4	536,2	664,6	1082,8
из новых скважин	173,9	332,8	164,5	447,3
механизированным способом				
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	5	2	6
В т.ч.: из эксплуатационного бурения	1	2	2	4
из разведочного бурения		3		2
боковых стволов	1			
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	701	554,5	558	438
Среднее число дней работы новой скважины, дни	124	120,0	147	170,4
Средняя глубина новой скважины, м	4764	2623	4764	4630
Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	5,5	13,1	13,5	23,4
В т.ч.: добывающих скважин	5,5	10,8	9,5	14,2
вспомогательных и специальных скважин		2,3	4,0	9,2
Разведочное бурение, всего, тыс.м	10,9	13,9		3,9
Расч.вр.работы нов.скв.предыдущ. года в дан.году,скв.дни	728,5	1094,5	592,4	1824,1
Расч.доб.нефти из нов.скв.предыдущ. года в дан.году,тыс.т	389,3	636,9	415,1	1011,5
Добыча нефти из переходящих скв.предыдущего года,тыс.т			337,4	536,2
Расч.добыча нефти из переходящих скв.данного года,тыс.т	389,3	636,9	752,5	1547,7
Ожидаемая доб.нефти из переходящ.скв.данного года,тыс.т	337,4	536,2	664,6	1082,8
Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-51,9	-100,7	-87,9	-464,9
Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-13,3	-15,8	-11,7	-30,0
Выбытие добывающих скважин, ед.				
В т.ч. под закачку				
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
В т.ч. нагнетательных в отработке				
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.				
Фонд механизированных скважин, ед.				
Ввод нагнетательных скважин, ед.			1	
Выбытие нагнетательных скважин, ед.				
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.			1	
Действующ. фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.			1	
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.				
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	648	515,4	680,4	407,5
Средний дебит переходящих скважин жидкости, т/сут	603	492	696,3	395,2
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	781	558,5	617,1	442,3
Средняя обводненность продукции действующ. фонда скв., %	19,3	0,5	17,6	4,0
Средняя обводненность продукции переходящ. фонда скв., %	23,3	0,4	19,4	5,2
Средняя обводненность продукции нового фонда скважин,%	10,3	0,7	9,6	1,1
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	523,5	512,6	560,3	391,1

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут		489,7	560,9	374,7
Добыча жидкости, всего, тыс.т	633,4	873,7	1006,8	1593,9
В т.ч.: из переходящих скважин	440	538,5	825	1141,8
из новых скважин	194	335,1	182	452,2
механизированным способом				
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1002	1260,8	2008	2854,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	837	1255,1	1666	2785,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,016	0,019	0,033	0,029
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	4,5	7,6	6,8
Темп отбора от начальных утвержденных извл. запасов, %	2,3	3,1	3,8	3,7
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	3,2	4,0	3,8
Закачка рабочего агента, тыс.м^3			157,0	
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м^3			157	
Компенсация отбора текущая, %			10	
Компенсация отбора с начала разработки, %			5	
Добыча растворённого газа, млн. м3	65,9	185,3	167,9	185,7
Добыча растворённого газа с начала разработки, млн.м^3	167,9	252,3	335,8	438,0

Перевыполнение по добыче нефти (+701,0 тыс.т) получено за счет меньшей обводненности (+ 217,5 тыс.т) и большего отработанного времени (+1362,7, тыс.т), что скомпенсировало потери из-за меньших дебитов скважин (- 879,2 тыс.т).

По состоянию на 01.01.2015 г. добыча нефти по верхнедевонской залежи с начала разработки составила 2785,2 тыс.т, что соответствует 3,7% выработки от начальных извлекаемых запасов, обводненность добываемой продукции – 4%, средний дебит по нефти 391,1 т/сут, текущий КИН равен 0,029%.

Текущее пластовое давление равно 39,62 МПа при начальном 39,56 МПа давление насыщения нефти газом 23,9 МПа.

Динамика давления представлена на рисунке 2.3.3.

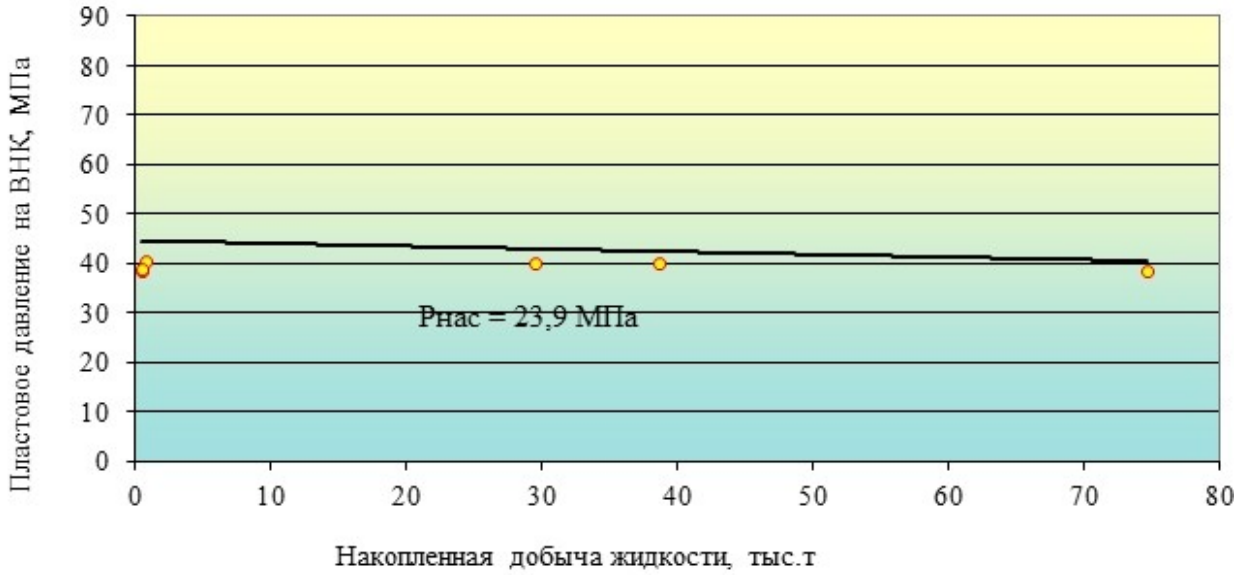

Рисунок 2.3.3 - Динамика пластового давления D3fm1(zd) Восточно-Ламбейшорского месторождения от накопленного набора жидкости

За период ППЭ (2012 – 2014 гг.) выполнены следующие проектные решения:

– Внесены оперативные коррективы в геолого-гидродинамическую модель фаменской залежи, по результатам бурения эксплуатационных и разведочных скважин;

– Выполнен оперативный подсчет запасов УВС;

– Отобран керн в восьми скважинах, исследован в трех скважинах, остальные находятся на исследовании;

– Отобрано 19 глубинных и одна поверхностная проба нефти и растворенного газа;

– Осуществлен контроль за режимом эксплуатации (замеряются дебиты, обводненность, пластовые и забойные давления);

– Превышение фактического уровня добычи нефти над проектным обусловлено большим фондом добывающих скважин (факт – 14, проект – семь), что связано с вводом в отработку на нефть шести разведочных скважин и одной эксплуатационной ГС пробуренной с опережением проектных сроков в 2014 г. (по проекту – 2015 г.);

– Выполнено 27 ПГИ по 10 скважинам (профиль притока – 12 скв./опер., перфорация – 11 скв./опер., АКЦ, ФКД, СГДТ – 4 скв./опер, отбивка забоя и установка ВП – 2 скв./опер.) и 31 гидродинамических исследований в 7 скважинах (КИИ – 15 исследований, MDT – 2, ГДИ-ПГИ – 14).

В соответствии с РД отклонение фактической добыча нефти от проектной не регламентируется.

2.3.3 Сравнение норм отбора и фактических показателей разработки

Результаты выполнения норм отбора нефти (факт – 1530,1 тыс.т, нормы – 1180,8 тыс.т) по Восточно-Ламбейшорскому месторождению представлены в

табл. 3.3.6. Отклонение фактической добычи нефти от утвержденных норм в 2014 г. равно (+349,3 тыс.т), которое получено за счет:

– дебита жидкости – (-1567,3 тыс.т);

– обводненности – (-24,1 тыс.т);

– отработанного времени – (+1940,8 тыс.т), в т.ч. за счет коэффициента эксплуатации (+107,7 тыс.т), фонда (+1833,1 тыс.т).

2.3.4 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Восточно-Ламбейшорском месторождении (D3fm1-zd)

В 2014 г. проведено 7 (план по годовой программе ГТМ – 3) геолого-технических мероприятий на добывающем фонде (табл. 3.4.1, Т.П. 2). Дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий составила 453,817 тыс. т (план – 194,826 тыс. т), средний прирост дебита нефти на 1 скважину – 414,0 т/сут (план – 450,0 т/сут). По годовой программе ГТМ выполнено 2 мероприятия (скв. 27ГС, 5), по оперативной – 4 мероприятия (скв. 32Н, 28ГС, 25ГС, 8). Запланированные показатели дебита нефти от ГТМ достигнуты. Вне программ выполнено 1 ГТМ (скв. 1). Прирост дебита нефти от всех ГТМ получен. Эффект от 6 мероприятий продолжается, от 1 ГТМ (скв. 1) - эффект закончился (время работы с эффектом составило 122,2 сут).

Наиболее эффективным является мероприятие по вводу из бурения скв. 28ГС (дебит 642,7 т/сут).

В 2014 г. по оперативной программе ГТМ выполнен ввод скв. 32Н с дополнительной добычей нефти 29,913 тыс. т, средним дебитом нефти – 228,3 т/сут. Запланированные показатели дебита нефти достигнуты, эффект продолжается.

По годовой программе ГТМ в 2014 г. мероприятий не планировалось.

В 2014 г. выполнено 3 мероприятия (скв. 27ГС, 28ГС, 25ГС) с дополнительной добычей нефти 167,984 тыс. т, средним дебитом нефти на 1 скважину – 608,0 т/сут. По годовой программе ГТМ выполнен ввод скв. 27ГС, по оперативной – скв. 28ГС, 25ГС. Запланированные показатели дебита нефти от мероприятий достигнуты, эффект продолжается.

По годовой программе ГТМ в 2014 г. планировалось выполнить 1 мероприятие (скв. 27ГС) с дополнительной добычей нефти 19,500 тыс. т, средним дебитом нефти – 650,0 т/сут.

В 2014 г. выполнено 2 мероприятия (скв. 5, 8) с дополнительной добычей нефти 249,623 тыс. т, средним дебитом нефти на 1 скважину – 396,9 т/сут. По годовой программе ГТМ выполнен ввод скв. 5, по оперативной – скв. 8. Запланированные показатели дебита нефти от мероприятий достигнуты, эффект продолжается.

По годовой программе ГТМ в 2014 г. планировалось выполнить 2 мероприятия (скв. 3, 5) с дополнительной добычей нефти 175,326 тыс. т, средним дебитом нефти на 1 скважину – 350,0 т/сут. Фактически скв. 3 введена из бурения в 2013 г.

В 2014 г. вне программ ГТМ выполнено 1 мероприятие (скв. 1) с дополнительной добычей нефти 6,297 тыс. т, средним приростом дебита нефти – 51,5 т/сут, эффект закончился (время работы с эффектом составило 122,2 сут).

По годовой программе ГТМ в 2014 г. мероприятий не планировалось.

2.3.5 Уточнение технологических показателей и совершенствование системы разработки

В 2014 году в рамках договора 3/2014 «Актуализация и сопровождение геолого-гидродинамических и секторных моделей объектов разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проведены работы по актуализации гидродинамической модели рифовых отложений D3fm1(zd) Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Актуализация выполнена на уточненной по результатам бурения скважин 5, 8, 27, 25, 28 и 32 геологической модели по состоянию на 01.11.2014 г.

На рисунке 2.3.4 представлена оценка качества настройки модели по скважинам. 80% скважин имеет отклонение в накопленной добыче нефти менее 20%.

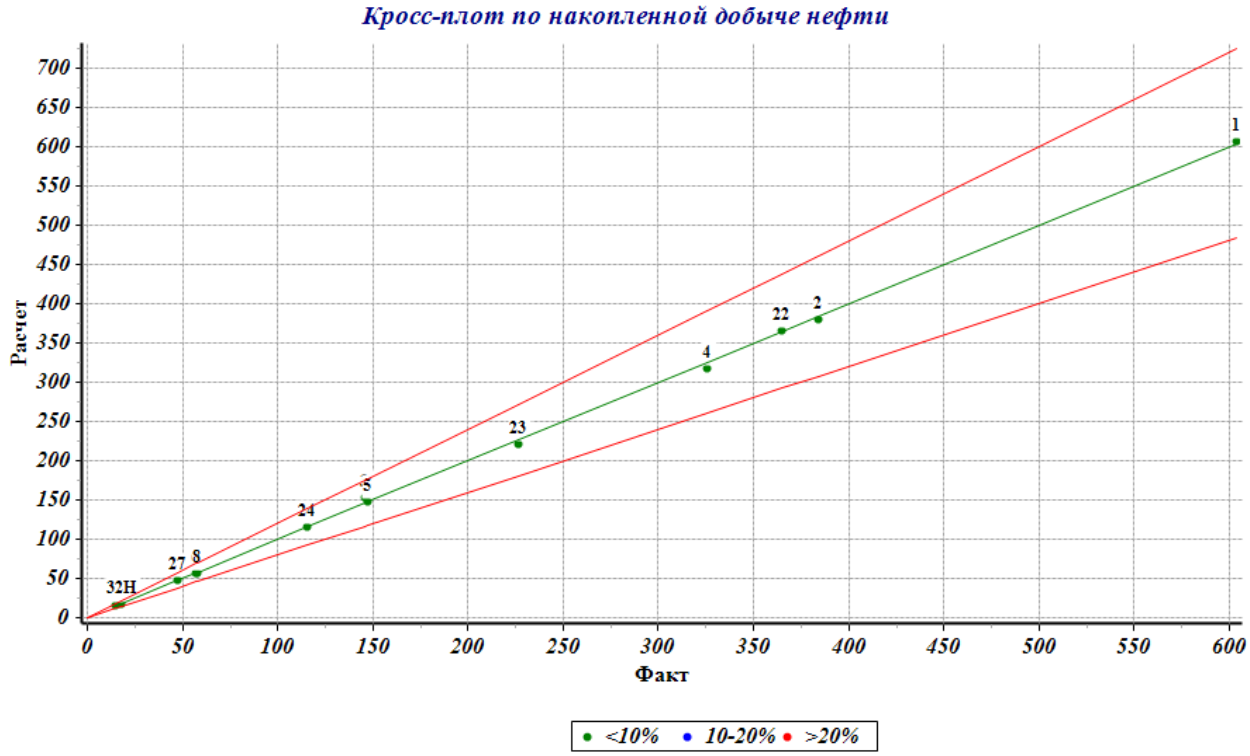

Рисунок 2.3.4 - Оценка качества настройки модели по скважинам

Отклонения расчетных и фактических накопленных показателей на 01.11.2014 г. представлены в нижеследующей таблице 2.5.

Таблица 2.3.3 - Отклонения расчетных и фактических накопленных показателей на 01.11.2014 г

Накопленная добыча жидкости, тыс. т			Накопленная добыча нефти, тыс. т			Обводненность, %	
расчет	факт	откл., %	расчет	факт	откл., %	расчет	факт
2563.4	2562.9	0.0	2506.3	2507.8	0.1	3.67	4.56

На рисунке 2.3.5 приводится сравнение расчетных и фактических показателей разработки.

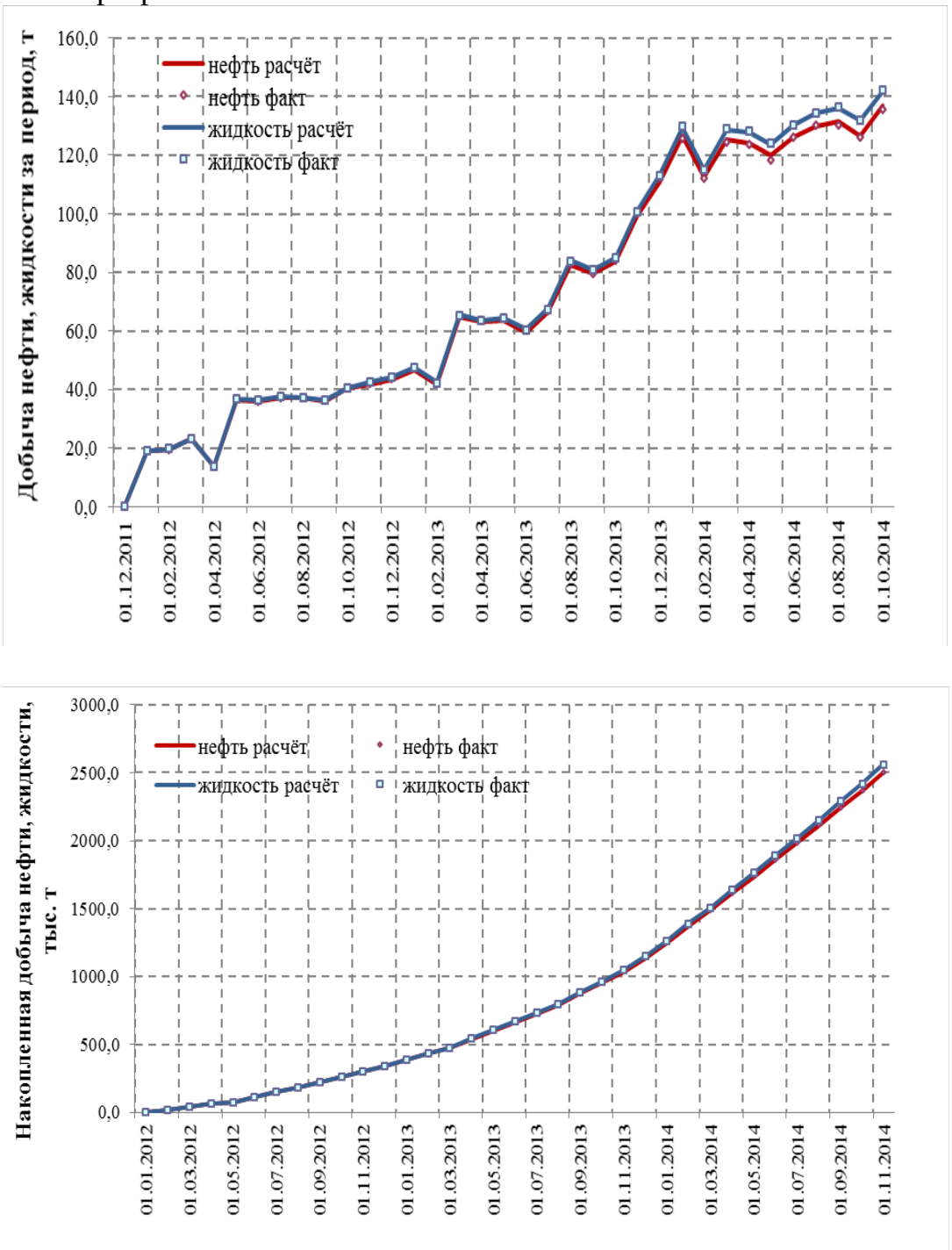

Рисунок 2.3.5 - Сравнение расчетных и фактических показателей разработки

3 Оптимизация технологии очистки нефти от сероводорода на установке подготовки нефти с целью повышения качества товарной нефти для Восточно-ламбейшорского месторождения

Значительная часть нефти российских месторождений характеризуется повышенным содержанием сероводорода. Кроме того, доля месторождений с повышенным содержанием сероводорода и меркаптанов в отечественной нефтяной промышленности с каждым годом возрастает. Это представляет серьезную проблему при добыче, транспорте и переработке нефти, поскольку сероводород вызывает коррозию металлических частей оборудования, загрязняет промышленные воды и ухудшает работу катализаторов в установках нефтепереработки. Поэтому проблема удаления и нейтрализации сероводорода и меркаптанов в нефти и нефтепродуктах становится все более актуальной.

За последние десятилетия резко возросло количество добываемой высокосернистой нефти, и одновременно повысились экологические требования к качеству продукции скважин.

В России с 1.01.2012 г. обязательно выполнение условий ГОСТ Р 51858-2002, изм. №2, ограничивающего содержание сероводорода и легких меркаптанов в нефти, подготовленных к транспортировке по магистральным нефтепроводам и наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт. Согласно этому ГОСТу содержание сероводорода не должно превышать 20 и 100 ppm для видов 1 и 2 соответственно.

Сероводородсодержащие нефти подвергаются очистке с применением химических и физических методов.

Очистка нефти химическими методами путем непосредственного контактирования с реагентами имеет множество недостатков: ухудшение качества нефти, выпадение продуктов реакции в трубопроводах и резервуарах, образование трудноутилизируемых стоков, загрязнение воздушного бассейна.

Очистка нефти физическими методами от серы намного сложнее, чем химическими, поскольку у них температура кипения значительно выше. При десорбции их легким газом требуется большой расход газа, снижается выход нефти, не достигается глубокая стабилизация нефти.

На сегодняшний день предложено немало технологий и имеется множество патентов по вопросу очистки нефти от сероводорода, в т.ч. совмещающих физические и химические методы. Разнообразие применяемых способов свидетельствует об отсутствии универсальной технологии и актуальности задачи ее разработки.

Цель работы – выбор и обоснование технологии очистки нефти от сероводорода на промыслах.

Основные задачи исследования:

- анализ методов и технологий очистки нефти от сероводорода;

- исследование технологии и определение оптимальных параметров проведения процесса.

На примере установки подготовки нефти «Восточный-Ламбейшор» проведем сравнительный анализ трех промысловых методов очистки нефти от сероводорода, а именно:

- Метод отдувки нефти от сероводорода;
- Метод стабилизации нефти и выпаривания сероводорода;
- Метод очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода

3.1 Общая характеристика установки подготовки нефти(УПН) «Восточный Ламбейшор»

Установка подготовки нефти «В. Ламбейшор», является головным объектом из объектов обустройства Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Основным назначением УПН «В. Ламбейшор» является подготовка пластовой нефти до качества товарной нефти, отвечающей по степени подготовки требованиям первой группы качества по ГОСТ Р 51858-2002* «Нефть. Общие технические требования», подготовка пластовой воды с последующей закачкой в систему поддержания пластового давления (ППД), подготовка и транспортировка попутного нефтяного газа в систему сбора нефтяного газа ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Производительность УПН по товарной нефти 1,275 млн. т/год:

- Добыча жидкости 2502 тыс. т/год;
- Добыча пластовой воды 1848 тыс. т/год;
- Добыча газа 258 млн. $нм^3$/год;
- Расчетное количество часов работы в году – 8400 ч.

Сырьем УПН является продукция от кустов скважин месторождения «ВосточныйЛамбейшор».

В состав УПН «В. Ламбейшор» входят следующие объекты:

- установка подготовки нефти (УПН);
- установка подготовки пластовой воды (УППВ);
- установка аминовой очистки газа от сероводорода (УАОГ);
- хозяйство факельное;
- объекты общезаводского инженерного обеспечения (ОИО);
- технологические эстакады.

Сырье представляет собой газожидкостную смесь нефти, пластовой воды, механических примесей и солей, а также попутного нефтяного газа.

Состав сырья и физико-химические свойства нефти и попутного газа представлены в таблицах 3.1 - 3.3.

Таблица 3.1.1 - Состав сырья и физико-химические свойства нефти

Определяемые показатели	Метод испытания	Результат испытания
Плотность при 20 °С, кг/м3 при 60 °С, кг/м3	ГОСТ 3900-85	 826 794
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм2/с при 60 °С, мм2/с	ГОСТ 33-00	 5,62 2,20
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	минус 23
Содержание:		
Механические примеси, %	ГОСТ 6370-83	следы
Сера, %	ГОСТ Р51947-02	0,44
Хлористые соли, мг NaCl/л	ГОСТ 21534-76	28,9
Смолы %	Методика ВНИИНП	3,60
Асфальтены, %	Методика ВНИИНП	1,10
Парафины, %	ГОСТ 11851-85	4,20
Содержание воды, %	ГОСТ 2477-65	0,05
Содержание сероводорода, млн.-1, (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	1934
Содержание меркаптанов, млн.-1, (ppm) (метилмеркаптанов и этилмеркаптанов в сумме)	ГОСТ Р 50802-95	32,3
Фракционный состав:	ГОСТ 2177-99	
начало кипения, °С		60

Таблица 3.1.2 - Газ попутный нефтяной неочищенный

Компонентный состав, % масс.	Норма по нормативному документу
1	2
- H_2S	10,98/11,48
- H_2	0,00/0,00
- CO_2	2,75/2,50
- N_2	9,37/7,69
- He	0,01/2,6
- CH_4	55,38/46,23

Продолжение таблицы 3.1.2

- C_2H_6	7,71/7,31
- C_3H_8	7,51/10,03
- C_4H_{10}	3,94/8,42
- C_5H_{12}	1,46/3,93
- C_6H_{14} и выше	0,73/1,95
- H_2O	0,13/0,42

Таблица 3.3 - Компонентный состав газа, поступающего в колонну отдувки сероводорода из нефти

№ п/п	Определяемые компоненты	Состав, % об	
		Смесь нефти с мех примесями	Смесь нефти без мех примесей
1	Кислород	0,161	0,156
2	Метан	90,957	72,127
3	Этан	2,299	7,929
4	Пропан	0,969	7,538
5	Изобутан	0,115	1,243
6	Н-бутан	0,281	3,253
7	Изопентан	0,06	0,898
8	Н-пентан	0,074	0,871
9	Гексан и выше	0,036	1,383
10	Азот	4,597	2,193
11	Углекислый газ	0,447	2,409
12	Сероводород	0,004	0,002

3.2 Описание технологического процесса УПН

Продукция скважин – сырая нефть представляет собой водонефтяную смесь, содержащую в своём составе растворимые углеводородные газы, углекислый газ, сероводород, растворимые минеральные соли, а также механические примеси.

С целью интенсификации процесса разрушения эмульсии предусмотрено:

- предварительный сброс воды;

- проведение процесса обезвоживания при повышенной температуре (до 50 ^{0}C);
- введение в разделяемую систему специальных поверхностно-активных веществ – деэмульгаторов;
- разрушение тонкодисперсной эмульсии под действием электрического поля высокого напряжения.

Растворимость газов в жидкости зависит от температуры и давления, при которых находится система газ – жидкость. С повышением температуры и понижением давления растворимость газов в жидкости падает. На начальных стадиях (УПОГ-1СВ-1/1,2) отделение газа происходит только за счёт снижения давления. На последующих стадиях разгазирование ведётся за счёт снижения давления и повышения температуры.

Коррозионная активность сырой нефти, пластовой воды, попутного газа обусловлена наличием в их составе в различных концентрациях сероводорода, углекислого газа, органических кислот, а также минеральных солей, образующих при диссоциации активные анионы, которые могут вступать в реакцию с основным металлом оборудования и трубопроводов, вызывая их коррозию.

Процесс подготовки нефти заключается в последовательном ступенчатом отделении её от сопутствующего газа и свободной воды в сепараторах гравитационного типа и глубоком обезвоживании и обессоливании под действием электрического поля в электродегидраторах.

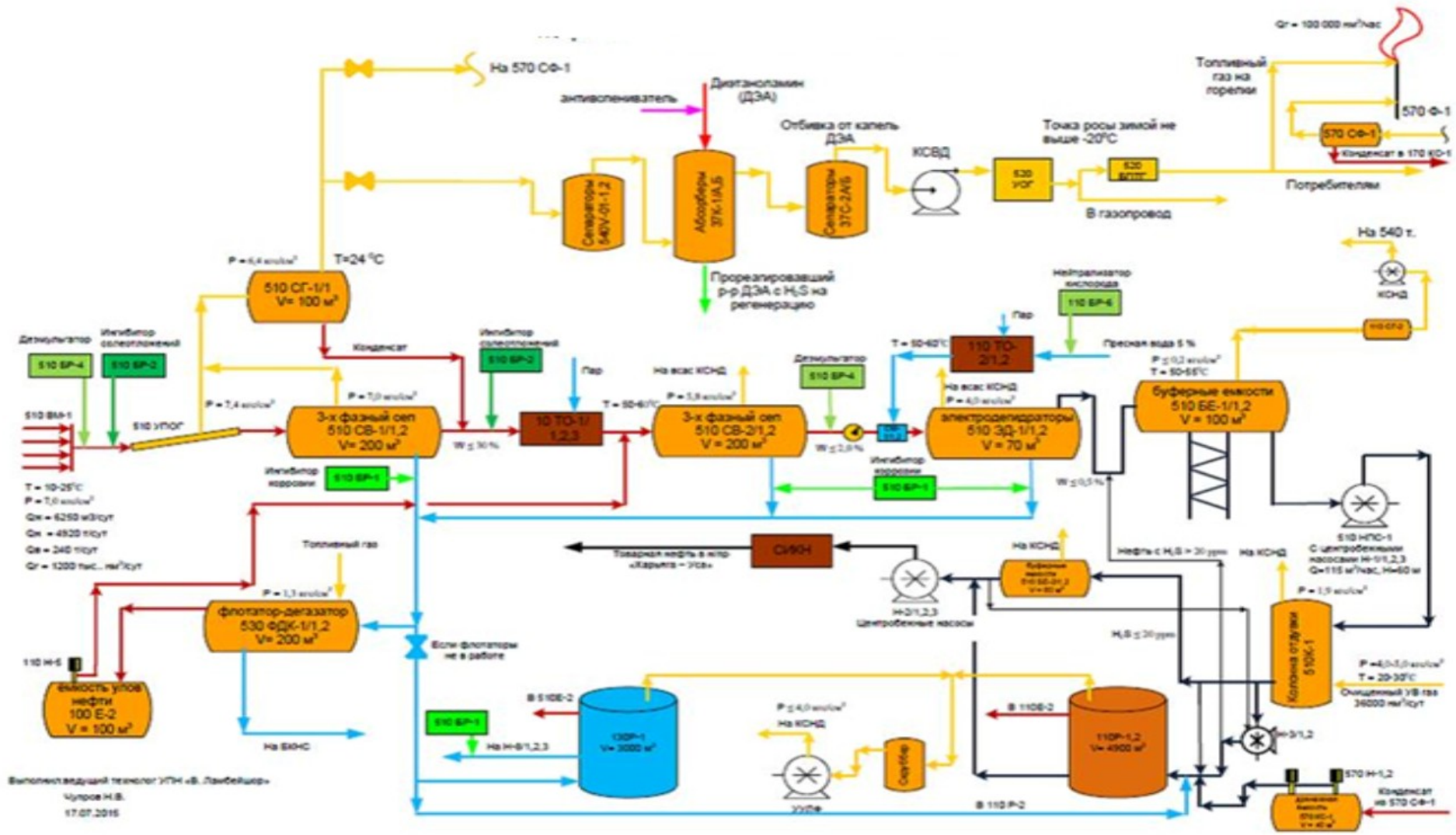

Рисунок 3.1 - Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и газа на УНП «Восточный Ламбейшор»

3.2.1 Первая ступень сепарации

Сырая нефть с давлением 0,7МПа и температурой 25˚С через входной манифольд поступает на установку подготовки нефти, проходит устройство предварительного отбора газа(УПОГ), в котором отделяется часть попутного нефтяного газа. Газ из УПОГ, поступает в газовый сепаратор СГ-1/1, а газонасыщенная водонефтяная эмульсия в трехфазные сепараторы СВ-1/1,2.

Перед УПОГ вводится концентрированный ингибитор солеотложения с БР-2 в количестве 100 г/т пластовой воды. Двухфазные нефтегазовые сепараторы СВ-1/1,2 представляют собой горизонтальные цилиндрические аппараты объемом V=200 м3 каждый. В сепараторах СВ-1/1,2 при давлении 0,7 МПа и температуре 25^0С происходит отделение основного количества попутного газа. В трехфазных сепараторах СВ-1/1,2 осуществляется отстой водонефтяной эмульсии со сбросом воды в напорные флотаторы-дегазаторы сооружений водоподготовки, а нефть с обводненностью не выше 30 % направляется на вторую ступень обезвоживания через теплообменники ТО1/1,2,3 и далее в трехфазные сепараторы СВ-2/1,2. Газ из трехфазных сепараторов СВ-1/1,2 направляется в газовый сепаратор СГ-1/1 и далее совместно с газом от УПОГ-1 - в приемный коллектор газа на компрессорную станцию низкого давления (КСНД) и далее на установку аминовой очистки газа (УАОГ).

Газовый сепаратор СГ-1/1 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат объёмом V=100 м3. В газовом сепаратореСГ-1/1 при давлении 0,6 МПа и температуре 25^0С происходит отделение газа от капельной жидкости.

Из сепаратора СГ-1/1 газ с давлением 0,6 МПа поступает на установку аминовой очистки газа (УАОГ).

Газовый конденсат из сепараторов СГ-1/1 поступает в трубопровод нефтяной эмульсии после первой ступени сепарации.

Водонефтяная эмульсия с остаточной обводненностью до 15 % из сепараторов СВ1/1,2 поступает через фильтры Ф-3/1,2 в спиральные теплообменники ТО-1/1,2,3.

В теплообменниках ТО-1/1,2,3 за счёт тепла горячей воды происходит нагрев нефти до 50^0С.

Перед пластинчатыми теплообменниками с помощь БР-2осуществляется подача ингибитора солеотложений.

3.2.2 Ступень термохимического обезвоживания

От блока нагрева нефть поступает в трехфазные сепараторы СВ-2/1,2. В сепараторах СВ-2/1,2, объёмом 200 $м^3$ каждый, за счёт повышения температуры до 50^0С происходит выделение попутного нефтяного газа и остаточного содержания воды менее 2%. Технологический процесс в аппаратах СВ-2/1,2 протекает при давлении 0,5 МПа и температуре 50^0С.

Сброс пластовой воды осуществляется в напорный флотатор-дегазатор, а нефть с обводненностью не выше 0,5÷2% масс через смесители СМ-1/1,2 поступает на обессоливание в электродегидраторы ЭД-1/1,2.

Для контроля процесса предварительного сброса воды из пластового флюида на линии выхода нефти из каждого аппарата предусмотрен отбор проб.

3.2.3 Ступень электростатического обезвоживания и обессоливания

На входе нефти в смесители СМ-1/1,2 в трубопровод нефти из БР-4 подаётся деэмульгатор в количестве 15-20 г/т нефти. (Оптимальное значение ввода реагента зависит от режима и определяется входе эксплуатации).

В смесители СМ-1/1,2 для отмывки нефти от солей подаётся предварительно нагретая до 50-60 С пресная вода в количестве до 10 % от количества нефти. Перед подачей в смесители СМ-1/1,2 пресная вода, предварительно пройдя фильтры Ф-4/1,2, подогревается в теплообменниках ТО-2/1,2.

Для нейтрализации кислорода, растворенного в пресной воде и вызывающего коррозию, из блока дозирования БР-5 осуществляется подача нейтрализатора кислорода перед пластинчатыми теплообменниками «вода - промтеплофикационная вода» ТО-2/1,2. Для контроля содержания кислорода, растворенного в пресной воде, на линии выхода воды из теплообменников нагрева устанавливается поточный анализатор кислорода.

Из смесителей СМ-1/1,2 нефть поступает в электродегидраторы ЭД-1/1,2.Электродегидратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат объёмом 70 м3. Внутри аппарат разделён вертикальной перегородкой на 2 секции: дегазации и электрохимического обезвоживания. В секции электрохимического обезвоживания в диаметральной плоскости горизонтально расположен сетчатый электрод, подвешенный на изоляторах. На электрод подаётся переменный ток напряжением 12,5 – 25кВ от повышающего трансформатора. Над электрозаряженным электродом устанавливается металлическая сетка. Между электродом и сеткой создаётся переменное электрическое поле.

Нефть, смешанная с пресной водой, от смесителя СМ-1/1,2 поступает в секцию дегазации. Выделившийся газ сверху секции дегазации направляется в приёмный коллектор компрессоров низкого давления. Нефть через зазор под перегородкой поступает в секцию электрохимического обезвоживания.

В секции электрохимического обезвоживания при температуре 50^0С и давлении 0,4 МПа под действием электрического поля высокого напряжения происходит глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоженная до содержания воды не более 0,5% об. и обессоленная до содержания солей не более 100 мг/дм^3 нефть с верха секции осаждения электродегидраторов ЭД-1/1,2 поступает в буферные ёмкости БЕ-1/1,2. Вода с низа электродегидраторов ЭД-1/1,2 направляется на установку подготовки пластовой воды,

Уровень раздела фаз в секции электрообессоливания электродегидраторов ЭД-1/1,2 замеряется приборами и поддерживается в заданных пределах контроллером и регулирующими клапанами, установленными на линии выхода воды из ЭД-1/1,2. При снижении уровня до 150 мм срабатывает аварийная сигнализация, и происходит дистанционное закрытие, регулирующих клапанов, установленных на линии выхода воды из

ЭД-1/1,2 и открытие регулирующих клапанов, установленных на линии подачи воды в смесители СМ-1/1,2.

3.2.4 Концевая сепарация и насосная подачи нефти на колонну отдувки

Обезвоженная нефть из электродегидраторов ЭД-1/1,2 поступает в буферные емкости БЕ-1/1,2.

Буферные ёмкости БЕ-1/1,2 объёмом 100м^3 каждая, предназначены для сбора обезвоженной и обессоленной нефти, поступающей от электродегидраторов в БЕ-1/1,2, и обеспечения устойчивой и бесперебойной работы установки очистки нефти от сероводорода.

Давление в буферной емкости определяется давлением на всасывающей линии компрессорной низкого давления и составляет 0,005-0,02 МПа. Газ из буферных емкостей БЕ-1/1,2 поступает в коллектор газа компрессорной станции низкого давления.

Нефть из емкостей БЕ-1/1,2 через фильтры поступает на приём насосов Н-1/1,2,3.

Насосы Н-1/1,2,3 производительностью 115 м^3/ч предназначены для подачи нефти в колонны очистки от сероводорода.

На всасывающих трубопроводах насосов Н-1/1,2,3 установлены фильтры. Перепад давления на фильтрах измеряется с показанием по месту и регистрацией на пульте оператора, также предусмотрена сигнализация предельно максимального значения перепада давления на фильтре. Предусмотрен замер давления по месту на приеме и замер давления на нагнетании насосов Н-1/1,2,3 с показанием по месту и регистрацией на пульте оператора. При достижении аварийного максимального и минимального значений давления предусмотрен автоматический останов насосного агрегата. Предусмотрен замер температуры подшипников и вибрации с предупредительной сигнализацией максимальных значений, а при достижении аварийного максимального значения температуры подшипников или вибрации - автоматический останов агрегата.

С линии нагнетания насосов Н-1/1,2,3 обезвоженная и обессоленная нефть подаётся в колонну отдувки нефти от сероводорода К-1/1.2.

3.2.5 Метод отдувки нефти от сероводорода

Нефть от насосной станции поступает на установку с давлением 0,3..0,6 МПа и с температурой 48 С. Далее поток нефти проходит через узел фильтрации, включающий фильтры Ф-1/1,2 работающие по схеме: один рабочий и один резервный. После прохождения фильтров поток нефти направляется в колонны К-1/1,2

Нефть перетекает сверху вниз по тарелкам (один поток по четным тарелкам, другой- по нечетным). Газ последовательно проходит снизу вверх через все тарелки одним потоком. Процесс осуществляется очищенным углеводородным газом и должен обеспечить остаточное содержание сероводорода в нефти не более 20 ppm.

Давление вверху колонны составляет 0,14 МПа, внизу колонны-0,16 МПа.

На трубопроводе нефти из колонн К-1/1,2 в буферные емкости БЕ-2/1,2 установлены пробоотборники для контрольного отбора проб нефти для аналитического контроля.

Буферные емкости БЕ-2/1,2 выполняют и функцию сепаратора низкого давления, где происходит окончательная дегазация нефти. Давление в БЕ-2/1,2 составляет 0,105 МПа и контролируется местными приборами. Нефть из буферных емкостей поступает на насосы внешнего транспорта Н-2/1,2,3 (2 раб. +1 рез.) и далее через оперативный узел учета нефти подается во внешний транспорт.

Газ из буферных емкостей совместно с газом из колонны отдувки подается в коллектор на прием компрессорной станции низкого давления, а в аварийной ситуации – на факел. В случае получения некондиционной нефти после колонны отдувки нефть направляется самотеком или насосами внутрипарковой перекачки Н-3/1,2 в резервуары Р-1/1,2. Схемой также предусмотрены возможность откачки товарной нефти насосами внешнего транспорта из резервуаров. Некондиционная по содержанию сероводорода нефть (более 20 ppm) насосами Н-3/1,2,3 возвращается на доочистку в колонну отдувки через буферные емкости БЕ-1/1,2.

3.2.6 Установка подготовки пластовой воды

Поступающая с установки подготовки нефти пластовая вода, содержащая эмульгированную нефть и растворённый попутный газ, с давлением 0,3 МПа поступает во входное устройство флотатора-дегазатора (ФДК) объемом 100 м^3. В этом устройстве за счет кавитационного воздействия происходит выделение водорастворенных газов как непосредственно из воды, так и из нефтяных капелек, что способствует увеличению скорости их выделения в отстойной зоне аппарата.

Уловленная из флотатора ФДК-1/1 нефть периодически отводится в емкость уловленной нефти (Е-2) с полупогружным насосом Н-5, из которой по мере накопления отводится в голову процесса. Очищенная вода далее поступает на приём подпорных насосов Н-8/1,2,3 и далее на насосы БКНС для закачки в пласт при давлении 200 кгс/см^2.

3.2.7 Установка улавливания легких фракций

Установка улавливания легких фракций (УУЛФ) предназначена для сбора и компримирования углеводородных паров в смеси с сероводородом, выделяющихся из нефти и пластовой воды при ее хранении или вытесняемых при заполнении резервуаров Р-1/1,2

Производительность налива/слива продукта в резервуары – 90-240 м^3/ч, температура не более 70˚С.

Параметры на входе в УУЛФ:

- внутреннее избыточное давление в резервуаре 0,5-1,5 кПа.

Параметры на выходе из УУЛФ:

- давление - не более 0,22 МПа.

3.2.8 Блоки дозирования

Блок дозирования ингибитора коррозии БР-1 предназначен для дозированного ввода ингибитора коррозии в трубопроводы пластовой воды в четыре точки:

- после сепараторов I ступени СВ-1/1,2
- после сепараторов со сбросом воды СВ-2/1,2
- после электродегидраторов ЭД-1/1,2
- после резервуара пластовой воды Р-1.

Блок дозирования ингибитора солеотложения SCW 25025 БР-2предназначен для дозированного ввода ингибитора солеотложения «BakerPetrolite» SCW 25025 в следующие точки:

- на входе УПН перед УПОГ-1;
- перед теплообменниками «нефть-вода» ТО-1/1,2,3.

Блок дозирования реагента-деэмульгатораСНПХ-4114 БР-3 предназначен для подачи деэмульгатора СНПХ-4114 на установку подготовки нефти, а именно: в нефтяную эмульсию на вход УПН перед УПОГ-1, перед смесителями СМ-1/1,2 ступени обессоливания.

Блок дозирования БР-4 предназначен для подавления биоценоза путем постоянной дозированной подачи ингибитора-бактерицида ХС-85177 BakerPetrolite в две точки:

- в трубопровод пластовой воды после сепараторов I ступени СВ-1/1,2
- в трубопровод пресной воды перед пластинчатыми теплообменниками «вода-промтеплофикационная вода» ТО-2/1,2.

Блок дозирования нейтрализатора кислорода БР-5предназначен для нейтрализации кислорода, растворенного в пресной воде и вызывающего коррозию, из блока дозирования БР-5 осуществляется подача нейтрализатора кислорода OSW85160 BakerPetrolite перед пластинчатыми теплообменниками «вода - промтеплофикационная вода» ТО-1/1,2. Для контроля содержания кислорода, растворенного в пресной воде, на линии выхода воды из теплообменников нагрева устанавливается поточный анализатор кислорода.

Режим работы блоков дозирования реагента: непрерывный, без постоянного присутствия персонала.

3.2.9 Узел учета нефти

Подготовленная товарная нефть насосами внешнего транспорта Н-2/1,2,3 подаётся на систему измерений количества и качества нефти (СИКН) и далее пов трубопровод товарной нефти «Харьяга – Головные». СИКН на УПН «В. Ламбейшор» предназначена для автоматического измерения и регистрация количества и показателей качества нефти в соответствии с ГОСТ Р8.595-2004, МИ 2693-2001, МИ 2825-2003

СИКН на УПН «В. Ламбейшор» состоит из следующих функциональных блоков:

- блок фильтров, размещенных на открытой площадке,
- блок измерительных линий (1 раб. + 1 рез.) с ветвью качества нефти,
- узел подключения передвижной поверочной установкой (ПУ),

- модульного здания – блок-бокса для размещения БИЛ с ветвью качества и узла подключения ПУ,
- системы сбора, обработки информации и управления работой СИКН (СОИ) на базе промышленных контроллеров, смонтированных в приборном шкафу, с барьерами искробезопасности и источником бесперебойного питания,
- автоматизированного рабочего места оператора (АРМ).

3.3Установка очистки нефти от сероводорода с использованием колонн отдувки нефти

Процесс очистки нефти от сероводорода и меркаптанов методом отдувки бессернистым газом рекомендуется применять при содержании сероводорода в исходной нефти не более 1000 ppm и когда на установке подготовки нефти имеется малосернистый попутный газ для подачи его на отдувку. Сущность процесса заключается в удалении из нефти основного количества сероводорода путем отдувки бессернистым газом в массообменной колонне.

В состав установки очистки нефти методом отдувки входят:

- Колонны отдувки нефти от сероводорода К-1/1,2;
- Станция насосная для подачи нефти на колонны отдувки;
- Блок фильтрации нефти на коллекторе подачи нефти к колоннам;
- Блок фильтрации газа на коллекторе подачи газа необходимого для отдувки нефти;
- Буферные емкости для окончательной дегазация нефти после колонн отдувки.

Установка очистки нефти от сероводорода методом отдувки представлена на рис. 3.3.1.

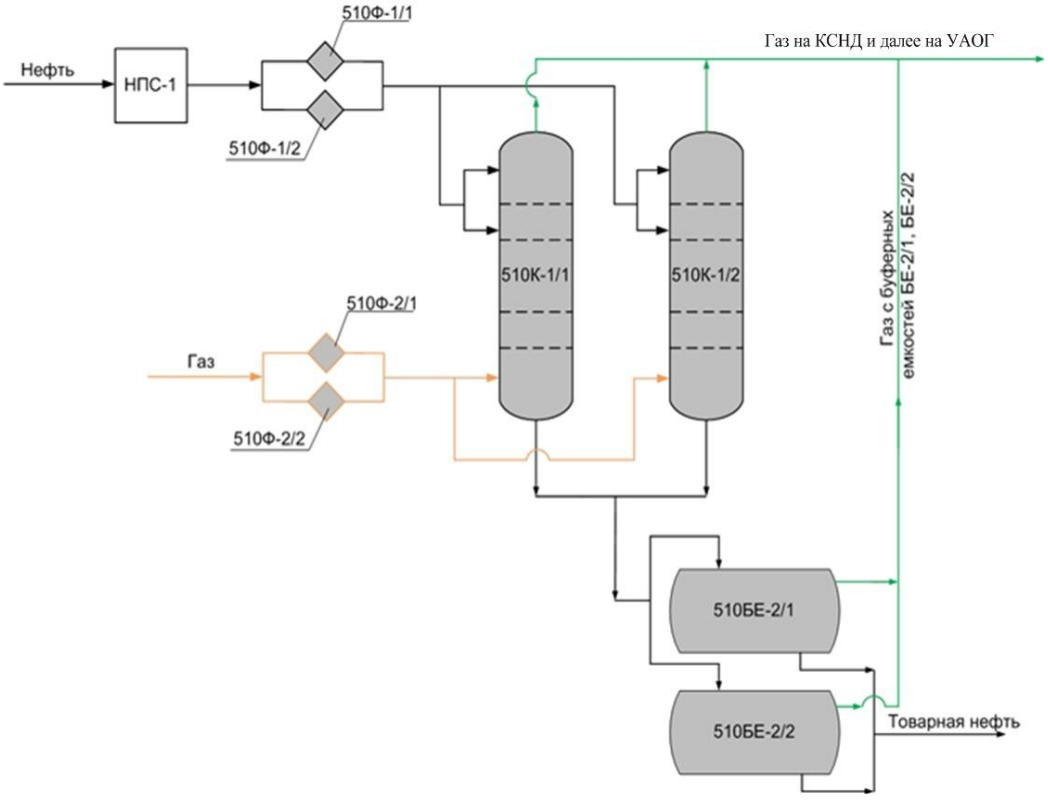

Рисунок 3.3.1- Установка очистки нефти от сероводорода методом отдувки

3.3.1 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода методом отдувки

Нефть от насосной станции поступает на установку с давлением 0,3..0,6 МПа и с температурой 48 °С. Далее поток нефти проходит через узел фильтрации, включающий фильтры Ф-1/1,2 работающие по схеме: один рабочий и один резервный. После прохождения фильтров поток нефти направляется в колонны К-1/1,2 и поступает двумя равными потоками на 1-ю и 2-ю тарелки колонн.

Расход нефти между 1-ой и 2-ой тарелками колонн К-1/1,2 контролируется приборами, регулирование осуществляется клапанами регуляторами. Максимальная производительность колонны составляет 120% от номинальной производительности установки-152491,20 кг/ч.

Минимальная производительность одной колонны составляет 40% от номинальной производительности установки-50830,73 кг/ч.

Газ от узла распределения подается на установку по трубопроводу с температурой 20÷30 ºС и давлением 0,3..0,6 МПа. Температура поступающего газа контролируется приборами. Далее поток газа проходит через фильтры Ф-2/1,2работающие по схеме: один рабочий и один резервный. Фильтры оснащены приборами для измерения перепада давления на входе и выходе газа. После фильтров газ направляется под 40-ю тарелку колонн 510К-1/1, Расход газа в колонну регулируется клапаном –регулятором.

Колонна оборудована 40 струйными мелкожалюзийными тарелками. Нефть перетекает сверху вниз по тарелкам (один поток по четным тарелкам, другой- по нечетным). Газ последовательно проходит снизу вверх через все тарелки одним потоком. Процесс осуществляется очищенным углеводородным газом с остаточным содержанием сероводорода не более 20 ppm и должен обеспечить остаточное содержание сероводорода в нефти не более 20 ppm.

Давление вверху колонны составляет 0,14 МПа, внизу колонны-0,16 МПа.

Давление в колонне регулируется клапаном-регулятором, установленном на трубопроводе выхода газа из колонны. При снижении давления ниже 0,02 МПа или повышении давления выше 0,07 МПа по шкале прибора на пульт АСУТП подается предупредительный сигнал. Для местного контроля давления в колонне над 1-й и под 40-й тарелками предусмотрены манометры для колонн. Для защиты корпуса колонны от превышения давления (при пожаре) установлены предохранительные клапана.

Температура вверху колонны составляет 48^0С, внизу колонны- 46^0С.

Уровень нефти в кубе колонны регулируется клапаном-регулятором, установленным на трубопроводе с низа колонны К-1/1,2 в буферные емкости-сепараторы низкого давления БЕ-2/1,2 соответственно, по регулирующему сигналу от прибора. Очищенная нефть из колонн К-1/1,2 самотеком поступает в буферные емкости БЕ-2/1,2.

На трубопроводе нефти из колонн К-1/1,2 в буферные емкости БЕ-2/1,2 установлены пробоотборники для контрольного отбора проб нефти для аналитического контроля.

Буферные емкости БЕ-2/1,2 выполняют и функцию сепаратора низкого давления, где происходит окончательная дегазация нефти. Давление в БЕ-2/1,2 составляет 0,105 МПа и контролируется местными приборами. Нефть из буферных емкостей поступает на насосы внешнего транспорта Н-2/1,2,3 (2 раб. +1 рез.) и далее через оперативный узел учета нефти подается во внешний транспорт.

Газ из буферных емкостей совместно с газом из колонны отдувки подается в коллектор на прием компрессорной станции низкого давления, а в аварийной ситуации – на факел. В случае получения некондиционной нефти после колонны отдувки нефть направляется самотеком или насосами внутрипарковой перекачки Н-3/1,2 в резервуары Р-1/1,2. Схемой также предусмотрены возможность откачки товарной нефти насосами внешнего транспорта из резервуаров. Некондиционная по содержанию сероводорода нефть (более 20 ppm) насосами Н-3/1,2 возвращается на доочистку в колонну отдувки через буферные емкости БЕ-1/1,2.

Данный метод очистки нефти от сероводорода позволяет вести бесперебойный режим работы, что не несет никаких эксплуатационных затрат. Также отсутствуют затраты, связанные с использованием очищенного газа для отдувки нефти. Очищенный газ поступает с установки аминовой очистки газа и после отдувки направляется обратно на УАОГ для регенерации.

3.4 Метод стабилизации нефти и выпаривания сероводорода

В состав установки сероочистки и стабилизации нефти входит:

1. Рекуперативные теплообменники Е-2003А/В/С «нефть»/»нефть»;
2. Колонна отпарки углеводородов и стабилизации нефти С-2001 тарельчатого типа;
3. Ребойлер поз. Е-2311 горизонтального типа поддерживает температурный режим в колонне поз.С-2001;
4. Ребойлер поз. Е-2311 вертикальный разделен вертикальной перегородкой на 2 секции –секцию отпарки и секцию аккумуляции;
5. Аппарат воздушного охлаждения поз. Е-2311;
6. Насосы Р-2002 А/В.

Технологическая схема очистки нефти от сероводорода и стабилизации нефти по Ю-Шапке представлена на рисунке 3.3.3.

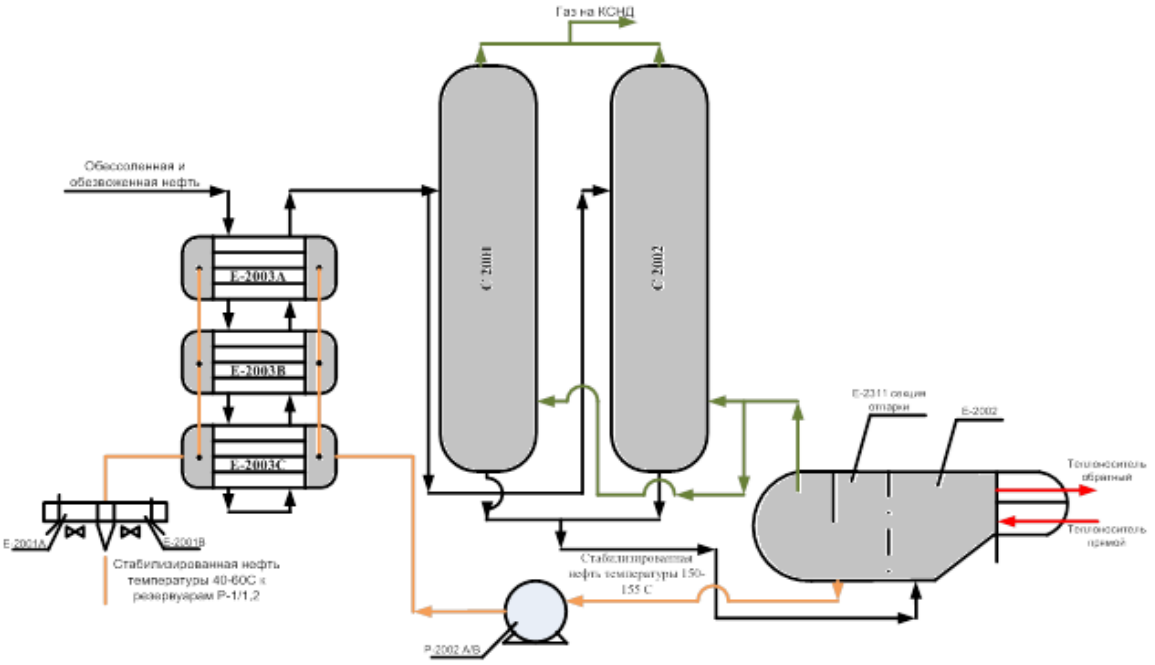

Рисунок 3.3.2- Схема очистки нефти от сероводорода и стабилизации нефти

3.4.1 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода методом выпаривания

Обессоленная и обезвоженная нефть с содержанием влаги не более 0.3% направляется из электродегидратора поз. V-2003A/B в рекуперативные теплообменники горячей нефти поз.E-2003 A/B/C, в которых проходя по трубному пространству, нагревается до 120°С за счет тепла обратного потока горячей стабилизированной нефти, откачиваемой из ребойлера поз.E-2311 с t°=150-155°С.

Подогретая нефть поступает в колонну С-2001 на верхнюю тарелку секции отпарки. Нефть, стекая по тарелкам, собирается в кубовой части колонны, откуда по трубопроводу перетекает в секцию отпарки ребойлера E-2002.

В секцию отпарки поз.E-2311 ребойлера нефть нагревается за счет циркуляции горячего теплоносителя АМТ-300, имеющего температуру 270°С, температура в кубе колонны и отпарной секции ребойлера поддерживается 135 °С.

Регулирование температуры осуществляется регулятором температуры 20-TICA-501, регулирующий клапан которого установлен на линии подачи в ребойлер E-2311 теплоносителя.

Куб колонны поз.С-2001 и секция аккумулятора ребойлера работают как сообщающиеся сосуды.

Уровень в кубе колонны устанавливается в соответствии уровню в секции аккумуляции ребойлера поз.E-2311.

Для сбора конденсирующихся в колонне паров, легких фракций, в т. ч. H_2S в колонне установлена глухая тарелка с карманом. Сконденсированная нефть, вода и легкие фракции стекают с тарелки в карман, нефть из кармана через специальную перегородку перетекает на нижерасположенные тарелки, а

вода из нижней части кармана через регулятор уровня поз.20 LICA-500 перепускается в V-4401 установки подготовки пластовой и сточной воды.

Регулирование уровня производится автоматически в секции аккумуляции ребойлера поз.Е2002 регулятором уровня поз. 20 LICA-510 и поз.20LICA-520, два регулирующих клапана которого установлены на линиях подачи стабилизированной нефти в теплообменники поз.Е-2001 А/В насосом поз.Р-2002 А/В.

Пары воды, легкие углеводороды и сероводород, выделившиеся в ребойлере поз.Е-2311, по трубопроводу направляются под нижнюю тарелку отпарной секции колонны поз.С-2001, поднимаясь вверх, проходят через тарелки отпарной секции кол. поз.С-2001, взаимодействуя с жидкой фазой, стекающей по колонне вниз, поступают в верхнюю секцию колонны-конденсационную.

На верхнюю тарелку конденсационной колонны подается орошение из линии нефти, поступающей из электродегидраторов поз. V-2003 А/В в количестве около 10% от всего потока нефти направляемого на стабилизацию температуры нефти, подаваемой на орошение. Температура верха колонны 80-85°С регулируется количеством нефти, подаваемой на орошение (нефть подаваемая на орошение принято называть флегмой). На линии подачи нефти на орошение расположен регулирующий клапан регулятора температуры верха колонны поз.20 TIC-500.

Стабилизированная нефть температуры 135°С и остаточном содержании H_2S не более 20 г/т забирается из секции аккумуляции ребойлера поз.Е-2311 горячим насосом поз.Р-2002 А/В прокачивается через последовательно работающие теплообменники поз.Е-2003 А/В/С и поз.Е-2001 А/В, в которых охлаждается до температуры 50°С и направляется на сооружении хранения и перекачки товарной нефти в резервуары Р-1/1.2 объемом 5000м³ каждый.

Для заполнения системы теплообменников используют специальный теплоноситель. Масло-теплоноситель АМТ-300Т – нефтяное масло, вырабатываемое на основе экстракта тяжелого газойля каталитического крекинга (фракция 350-475 °С) с последующей селективной депарафинизацией и доочисткой (адсорбционной или гидрокаталитической). Применяют в закрытых системах обогрева, оборудованных приспособлением для удаления легкокипящих продуктов разложения, которые могут образоваться при длительной работе теплоносителя. Предельно допустимая температура масла при интенсивной принудительной циркуляции в условиях длительной эксплуатации - до 300°С.

Данный метод сероочистки и стабилизации нефти имеет недостатки. Нагрев нефти до необходимой высокой температуры 120-135^{0}С приводит к образованию солей на стенках внутритрубного пространства. В дальнейшем, вследствие снижения теплопередачи и пропускной способности теплообменников, это приведет к вынужденной остановке установки сероочистки для проведения ремонтных работ, что в свою очередь влечет дополнительные организационные мероприятия финансовые затраты и временное повышение содержания сероводорода в нефти.

Согласно технологического регламента Южно-Шапкинского нефтяного месторождения для заполнения системы теплообменников маслом ТЛВ-332М необходимо 120 т. В связи с потерей свойств масла, необходимых для нормальной работы теплообменников, требуется производить замену масла один раз в два года.

Стоимость одной бочки (200 кг) составляет 8980 руб. Для работы установки, в течение 10 лет, необходимо будет произвести замену всего теплоносителя не менее чем 3 раза.

1800 бочек * 8980 руб. = 16,164 млн.руб

3.4 Метод очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода

Существует способ очистки нефти от сероводорода, включающий ступенчатую сепарацию, нейтрализацию остаточных количеств сероводорода введением в нефть реагента-нейтрализатора с последующим их смешением с помощью смесителя и выдержку полученной жидкости в емкостях, в котором осуществляют подогрев дегазированной нефти после первой ступени сепарации, вводят в дегазированную нефть реагент-нейтрализатор после второй ступени сепарации, осуществляют ввод воды в нефть перед смешением ее с реагентом-нейтрализатором сероводорода в смесителе при обводненности дегазированной нефти от более чем 0 до менее 15%, ведут контроль за выпадением осадка с помощью фильтров, установленных после смесителя, а выдержку полученной смеси в емкостях осуществляют в динамических условиях.

Указанная совокупность существенных признаков позволяет упростить технологию очистки нефти от сероводорода. Лабораторными исследованиями и опытно-промысловыми испытаниями доказано, что при заявляемой последовательности операций, обеспечивая оптимальную температуру нагрева дегазированной нефти и оптимальное время выдержки в динамических условиях смеси реагента-нейтрализатора сероводорода с сероводородсодержащей нефтью путем изменения количества вводимого реагента-нейтрализатора можно получить очищенную нефть с необходимым остаточным содержанием сероводорода. Таким образом, появляется возможность регулирования остаточного количества сероводорода в очищенной нефти в зависимости от производственных задач, втом числе получения остаточного содержания сероводорода в нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002, согласно которому массовая доля сероводорода в нефти не должна превышать 100 ppm, то есть по содержанию сероводорода очищенная нефть соответствует товарной нефти вида 2.

Схему очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода представлена на рисунке 3.4.1.

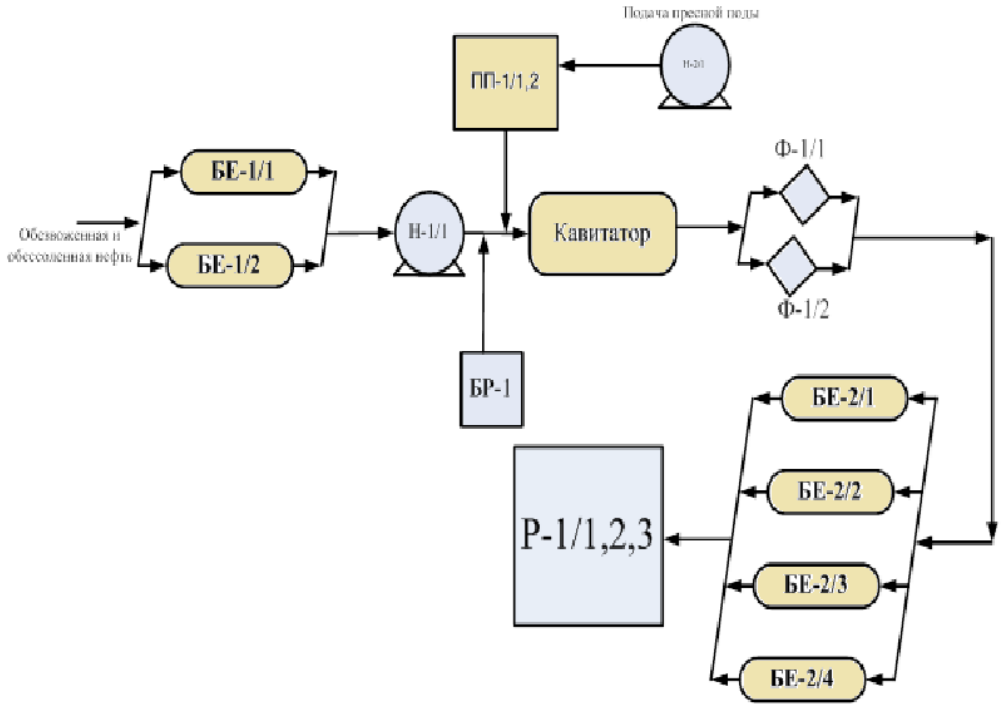

Рисунок 3.4.1 – **Схема очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода.**

Установка сероочистки включает в себя следующие основные технологические аппараты:

- буферные емкости БЕ-1/1,2;
- блок дозирования хим. реагента поглотителя сероводорода БР-1;
- насосная подачи пресной воды ;
- подогреватели пресной воды ПП-1/1,2;
- насосная перекачивающая станция;
- кавитатор;
- фильтра улавливания осадка;
- буферные емкости БЕ-2/1,2,3,4;
- резервуары вертикальные стальные-5000 Р-1/1,2,3.

3.5 Описание технологического процесса очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода

Подготовленная нефть из буферных емкостей БЕ-1/1,2 при избыточном давлении 0,15 МПа, температурой 50°С и реагент-нейтрализатор из расходной емкости БР-1, в количестве 0,5 кг/т. В качестве реагента-нейтрализатора сероводорода используется реагент «Колтек ПС 1657», включающий диэтилдиамин. Смесь поступает в кавитатор, где образуется стойкая эмульсия из несмешивающихся в стандартных условиях жидкостей: нефти и реагента-нейтрализатора сероводорода. После ввода нейтрализатора в нефтяную эмульсию для растворения продуктов реакции нейтрализатора и сероводорода предусмотрена подача пресной воды в количестве 5-10 % от количества нефти.

Пресная вода с температурой 4-10°С, проходя через подогреватели ПП-1/1,2, нагревается до температуры 50 ^{o}С. Для обеспечения оптимальных

условий работы кавитатора перед ним устанавливают насос Н-1/1, например центробежный, для создания перепада давления на входе и выходе из кавитатора. При пропускании жидкостей через смеситель происходит диспергирование частиц нефти и реагента, которые в итоге образуют однородную массу. Работа реагента-нейтрализатора сероводорода происходит на границе раздела фаз «нефть-вода», в результате образованная дисперсия способствует усилению массообмена, сокращая время реагирования. При выходе смеси нефти с реагентом-нейтрализатором сероводорода из смесителя осуществляют контроль за выпадением осадка в фильтрах Ф-1/1,2, установленных после смесителя. При выпадении осадка в фильтрах увеличивают ввод воды в нефть до 15% перед смешением ее с реагентом-нейтрализатором сероводорода в смесителе. После прохождения через смеситель и фильтры образовавшийся поток смеси поступает самотеком в буферные емкости БЕ-2/1,2, то есть осуществляют выдержку полученной смеси в динамических условиях и завершают процесс нейтрализации сероводорода в нефти. Количество буферных емкостей определяют с учетом времени реакции реагента-нейтрализатора и сероводорода, содержащегося в нефти, которое установлено на основании лабораторных испытаний. Затем очищенная нефть проходит через узел учета нефти , где определяют остаточное содержание сероводорода в нефти, температуру нефти и другие необходимые параметры. По всей технологической линии очистки сероводородсодержащей нефти в необходимых точках устанавливают пробоотборники, термометры. Очищенную нефть подают в накопительные резервуары Р-1/1,2 нефтегазосборного пункта. В течение 20 часов нефть отстаивается в резервуарах отстойниках Р-1/1,2 до конечного выпадения осадка из товарной нефти, затем насосами внешнего транспорта откачивается в межпромысловый нефтепровод.

Таким образом, предлагаемый способ, благодаря установленной последовательности операций, позволяет очистить добываемую сероводородсодержащую нефть до требуемого остаточного содержания сероводорода в зависимости от производственных задач только путем регулирования количества подаваемого реагента-нейтрализатора сероводорода.

Но в предлагаемом способе существовал ряд значительных проблем:

1.Продукты реакции КОЛТЕК ПС-1657 и сероводорода, содержащегося в нефти, обильно откладывались, начиная от точки подачи реагента, что создавало дополнительные гидравлические сопротивления и уменьшение эффективного объема аппаратов.

2. Процесс нейтрализации сероводорода с помощью жидкого поглотителя — это дорогое удовольствие, поэтому поглотитель сероводорода нерентабельно использовать в нефти с высоким содержанием сероводорода.

4. Сравнение методов очистки нефти от сероводорода, оценка их эффективности

Каждый из описанных выше методов достаточно эффективен для того, чтобы обеспечить очистку нефти от сероводорода до 20 ppm. Однако для достижения данной степени очистки способы отличаются количеством технологического оборудования и сопутствующих расходных материалов, а также простотой эксплуатации.

Сравнение положительных и отрицательных показателей методов рассмотрим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение положительных и отрицательных показателей методов

№	Объект	Плюсы	Минусы
1	2	3	4
1	Метод отдувки нефти от сероводорода;	Простота эксплуатации Минимальные затраты в процессе эксплуатации Высокая производительность Импортозамещение	Существенные капитальные затраты
2	Метод очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода	Низкие капитальные вложения Быстрота ввода в эксплуатацию	Низкая производительность Необходимость подачи пресной воды и дальнейшее отстаивание Высокая стоимость реагента, доставка и утилизация тары Отложение солей
3	Метод стабилизации нефти и выпаривания сероводорода	Стабилизированная нефть на выходе установки	Существенные капитальные вложения Большие затраты в процессе эксплуатации Высокие температуры Отложение солей

5. Технико-экономическое обоснование удельных затрат для обеспечения очистки 1 т нефти от сероводорода

5.1 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода методом отдувки

Очистка нефти от сероводорода проводится на УПН нефтепромыслов для качественной подготовки товарной нефти перед ее окончательной подачей в нефтепровод.

Затраты на необходимое оборудование очистки нефти от сероводорода методом отдувки рассмотрим в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Описание затрат на необходимое оборудование очистки нефти от сероводорода методом отдувки

№	Необходимое оборудование	Назначение	Кол-во	Стоимость руб
1	Колонны Отдувки нефти	Отдувка нефти	2	286 905 000
1	НПС-1	Подача нефти на колонны	1	38 572 000
2	Блок фильтрации нефти	фильтрация	1	11 521 000
3	Блок фильтрации газа	фильтрация	1	11 043 000
4	510БЕ-2/1,2/2	Сепаратор	2	36 100 000
ИТОГО, руб.				384 141 000

Согласно данным о мощности установки необходимо рассчитать объем товарной нефти на 10 лет работы:

1,275 млн. т. * 10 лет = 12, 750 млн. т

Затраты, необходимые для ввода в работу и эксплуатацию УПН «Восточный Ламбейшор», составляют 384 141 млн. руб.

Затраты на подготовку 1 т нефти =384 141/12 750=30 129 руб.

5.2 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода методом выпаривания

Рассмотрим затраты на оборудование необходимое для очистки нефти от сероводорода методом выпаривания в таблице 5.2

Таблица 5.2.1 – Описание затрат на необходимое оборудование очистки нефти от сероводорода методом выпаривания

№	Необходимое оборудование	Назначение	Кол-во	Стоимость, руб
Капитальные затраты				
1	Рекуперативные теплообменники Е-2003А/В/С	Нагрев нефти до105-145°С	3	24 254 100

Продолжение таблицы 5.2.1

2	Колонна отпарки	Отпарка углеводородов и стабилизация нефти	2	224 630 282
3	Ребойлер Е-2311 горизонтальный	поддерживает температурный режим колонны	1	19 670 325
4	Ребойлер Е-2311 вертикальны	отпарка и аккумуляция нефти	1	21 002 964
5	Аппарат воздушного охлаждения поз. Е-2311	Охлаждение нефти после колонны отпарки	1	16 513 140
6	Насосы Р-2002 А/В	Перекачка нефти	2	38 572 304
Эксплуатационные затраты				
7	Теплоноситель АМТ-300	Теплоноситель	360	16 164 000
8	Доставка теплоносителя	Транспортировка (5% от стоимости масла)		808 200
9	Утилизация тары хранения	Утилизация (2% от стоимости масла)		323 284
10	Газ для подогрева нефти	Нагрев нефти до температуры 120-150С		385 440 000
ИТОГО, руб				747 378 599

Затраты необходимые для включения в работу схемы сероочистки и стабилизации нефти составляют 747 378 599 руб.

Согласно данных о мощности установки необходимо рассчитать объем товарной нефти на 10 лет работы:

1,275 млн. т. * 10 лет = 12, 750 млн. т

Затраты на подготовку 1 т нефти ==747 378 599/12 750=58,618 руб.

5.3 Расчет затрат на подготовку 1 т нефти при очистке нефти от сероводорода дозирования поглотителя сероводорода

Рассмотрим затраты на оборудование, необходимое для очистки нефти от сероводорода методом дозирования поглотителя сероводорода в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1–Описание затрат на необходимое оборудование очистки нефти от сероводорода методом дозирования поглотителя сероводорода

№	Необходимое оборудование	Кол-во	Стоимость

			р.
Капитальные затраты:			
1	подогреватель путевой с промежуточным теплоносителем ПП-1/1,2	2	4 210 000
2	буферная система с емкостями БЕ-1/1,2; БЕ-2/1,2,3,4	6	90 133 170
3	установка блочная для подачи реагента БР-1	1	5 370 964
4	резервуарный парк Р-1/1,2	3	75 160 000
5	насосная станция – Н-2/1,2;	2	38 572 304
7	Площадка кавитаторов для интенсификации перемешивания поглотителя сероводорода в нефти.	1	13 754 000
Эксплуатационные затраты:			
8	Поглотитель сероводорода Колтек ПС 1657 на 10 лет эксплуатации	31875	573 750 000
9	Доставка реагента (0,5 % от стоимости)		2 868 750
10	Утилизация пустой тары реагента (0,2 % от стоимости)		1 147 500
ИТОГО, руб.			804 966 688

Зная мощности установки для дальнейшего сравнения методов, необходимо произвести расчет количества поглотителя сероводорода на 10 лет бесперебойного режима работы.

3500т/сутки * 365 дней = 1 275 т/год

1 275т/год * 10 лет = 12750000 т/10 лет

12 750 000т * 0,5 кг реагента/тонну нефти = 6 375 000 кг/10 лет

Стоимость 1 бочки реагента (200кг) составляет 18000 руб.

6 375 000кг / 200 кг = 31875 шт. бочек реагента на 10 лет

31 875шт. * 18000 руб. = 573 750 000 руб.

Затраты необходимые для ввода в работу и эксплуатацию в течение 10 лет составляют 804 966 688руб.

Согласно данным о мощности установки необходимо рассчитать объем товарной нефти на 10 лет работы:

1,275 млн. т. * 10 лет = 12,750 млн. т

Затраты на подготовку 1 т нефти ==804 966 688/12,750=63,134 руб.

В таблице 5.3.2 приводится сравнение удельных затрат для обеспечения очистки 1 т нефти от сероводорода.

Таблица 5.3.2 - Сравнение удельных затрат для обеспечения очистки 1 т нефти от сероводорода

№	Объект	Затраты для ввода в работу на 10 лет эксплуатации, млн. руб.	Производительность объекта за 10 лет, млн. т.	Эффективность метода , %	Цена подготовки 1 т. нефти тыс. руб.
1	Метод отдувки нефти от сероводорода	384,141	12,75	100	30,13
2	Метод стабилизации нефти и выпаривания сероводорода	747,379	12,75	100	58,62
3	Метод очистки нефти от сероводорода способом дозирования поглотителя сероводорода	804,967	12,75	100	63,13

Сравнение цен подготовки 1тонны нефти в зависимости от метода очистки нефти от сероводорода можно увидеть на рисунке 5.1.

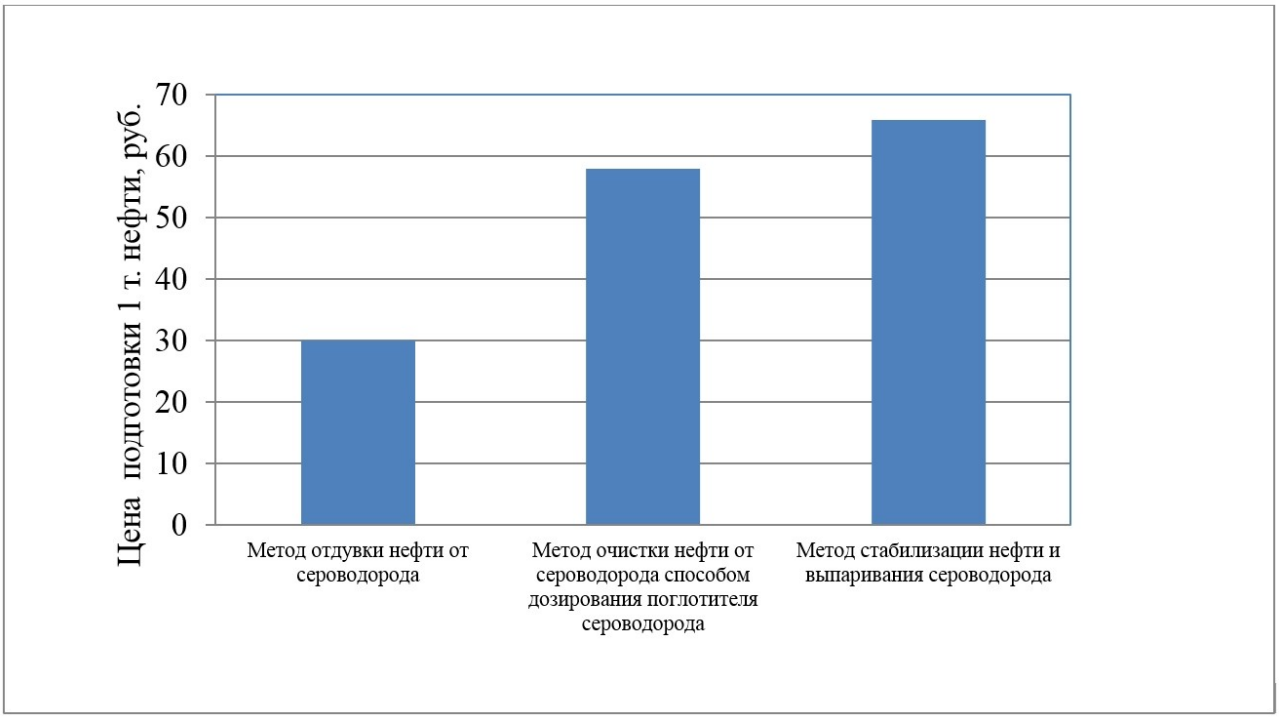

Рисунок 5.3.1 - Сравнение цен подготовки 1 т нефти в зависимости от метода очистки нефти

6. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды

6.1 Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды

Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» теснейшим образом увязана со стратегией Правительства Республики Коми и Администрацией Ненецкого автономного округа по развитию и освоению Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Нефтяной компании ОАО «ЛУКОЙЛ» призвано осуществлять экологически безопасную разработку Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Для достижения поставленных целей ОАО «ЛУКОЙЛ» принимает на себя обязательства:

- обеспечивать строгое соблюдение требований федерального, регионального и местного законодательства в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, требований отраслевых и корпоративных стандартов и норм;
- осуществлять управление промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в соответствии с принципами и требованиями международных стандартов серии ISO 14001:2004 и стандартам OHSAS 18001:1999, добиваясь его непрерывного улучшения;
- считать приоритетными меры и действия по предотвращению негативного воздействия на окружающую среду, аварийных ситуаций, несчастных случаев и инцидентов перед мерами и действиями по их ликвидации;
- добиваться последовательного улучшения характеристик и показателей воздействия осуществляемой деятельности, продукции и услуг на окружающую среду, персонал и население, а также потребления природных ресурсов в полном соответствии с современным уровнем развития науки и техники;
- внедрять передовые научные разработки и технологии в целях поэтапного сокращения удельного потребления используемых природных ресурсов, материалов и энергии при максимально возможном выпуске продукции;
- обеспечивать обоснованную оценку и выявление значительных экологических аспектов, опасностей и рисков для производственных объектов, персонала и окружающего населения, своевременное страхование и реализацию мер по превентивному снижению этих рисков;
- осуществлять последовательное обучение и повышение квалификации сотрудников в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- осуществлять периодическое информирование и поддерживать открытый диалог со всеми заинтересованными сторонами о деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, включая органы исполнительной власти, общественные организации, население.

6.2 Основные положения

В административном отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение расположено на территории Республики Коми, в 100 км северо-восточнее г. Усинск.

В 35 км в восточном направлении располагается Харьягинское месторождение, по территории которого проходит действующий магистральный нефтепровод «Усинск-Ухта-Ярославль» и постоянно действующая бетонная дорога «Харьяга – Усинск».

Промышленная нефтеностность в пределах месторождения установлена в карбонатных отложениях верхнего девона (доманиково-турнейский НГК) и нижнего девона (ордовикско-нижнедевонский НГК).

6.3 Охрана труда

Основу нормативно-правовой базы создания и функционирования системы управления промышленной безопасностью и охраной труда составляют:

- Трудовой кодекс РФ (с изменениями от 30.06.2003 г.), принят Государственной Думой 21.12.2001 г.
- Федеральный закон от 17.07.1999 г. № 181 – ФЗ “Об основах охраны труда в РФ” (с изменениями от 10.01.2003 г.)
- Федеральный закон от 24.07.1998 г. № 125 – ФЗ “Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний” (с изменениями от 23.01.2003 г.)
- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116 – ФЗ “О промышленной безопасности опасных производственных объектов”
- Гражданский кодекс РФ (часть первая), принят Государственной Думой 21.10.1994 г. (с изменениями от 10.01.2003 г.)
- Гражданский кодекс РФ (часть вторая), принят Государственной Думой 22.12.1995 г. (с изменениями от 26.03.2003 г.)
- Указ Президента РФ от 04.05.1995 г. № 850 “О государственном надзоре и контроле за соблюдением законодательства РФ об охране труда”

Под системой управления промышленной безопасностью и охраной труда понимается - совокупность всех органов управления предприятия, в том числе специально созданные для охраны труда, обеспечения промышленной безопасности и осуществления производственного контроля за соблюдением соответствующих требований, органы управления, силы и средства.

Одним из основных направлений политики предприятия в области охраны труда, провозглашенных Основами законодательства РФ об охране труда, является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятия.

Исходя из этого, с одной стороны, Основами предусмотрено, что каждый работник имеет право на рабочее место, защищенное от воздействия вредных и опасных производственных факторов. С другой стороны, работодатель обязан обеспечить безопасность технологических процессов и применяемых в производстве сырья и материалов, а также эффективную эксплуатацию средств

коллективной и индивидуальной защиты, условий труда на каждом рабочем месте в соответствии с требованиями законодательства об охране труда.

Расчет искусственного освещения в слесарной мастерской

Произведем расчет искусственного освещения блока дозирования реагента, при следующих условиях:

Система освещения – общая равномерная.

Площадь помещения, подлежащего освещению, составляет *S*:

$$S = A \cdot B = 5{,}4 \cdot 2{,}2 = 11{,}88 \ м^2.$$

где

Норма освещенности для рабочей поверхности составляет: 100 лк.

Высота подвеса светильников h= 2,5 м.

Расстояние между рядами светильниками:

$$L = \lambda \cdot H = 1{,}5 \cdot 2{,}5 = 3{,}75 \ м,$$

где λ - = 1,5.

Определения расстояния между светильником и стеной:

$$l = 0{,}3 \cdot L = 0{,}3 \cdot 3{,}75 = 1{,}125 \ м.$$

Определение числа светильников по длине помещения:

$$N_1 = \frac{(A - 2l)}{L + 1} = \frac{5{,}4 - 2 \cdot 1{,}125}{3{,}75 + 1} = 0{,}6 \ (1 \ шт.)$$

Определение числа светильников по ширине помещения:

$$N_2 = \frac{(B - 2l)}{L + 1} = \frac{(2{,}2 - 2 \cdot 1{,}125)}{3{,}75 + 1} = 0{,}01 \ (1 \ шт.)$$

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{H \cdot (A + B)} = \frac{5{,}4 \cdot 2{,}2}{2{,}5 \cdot (5{,}4 + 2{,}2)} = 0{,}62 \approx 1.$$

Расчет светового потока одной лампы F (лк) производится по формуле:

$$F = \frac{100 \cdot E_H \cdot S \cdot Z \cdot K}{N \cdot n \cdot \eta}, \qquad (6.3.1)$$

где $E_н$ – нормируемая минимальная освещенность, $E_н$=100 лк;

Z – коэффициент минимальной освещенности =1,15 (для ламп накаливания);

K – коэффициент запаса =1,3 (для ламп накаливания);

N – число светильников;

n – число ламп в светильнике n=2;

η – коэффициент использования светового потока лампы (%), зависящий от типа светильника, высоты подвеса светильников и индекса помещения i;

$\eta = 42$ (при коэффициентах отражения: потолок- 30,стены-30,пол-10)

$$F = \frac{100 \cdot 100 \cdot 11{,}88 \cdot 1{,}15 \cdot 1{,}3}{1 \cdot 2 \cdot 42} = 2114{,}35 \ лк.$$

Необходимо использовать лампы с величиной светового потока больше 2848 лк

Принимаем световую лампу Г125-135-200-1, с величиной светового потока 3350 лк. 3350>2848, условие выполняется.

Расчет вентиляции в слесарной мастерской.

Расчет естественной вентиляции:

$$SФ = 2F/100, \quad (6.3.2)$$

где SФ - площадь форточек или фрамуг, м^2;
F - откорректированная площадь зоны или участка, м^2;

$$SФ = 236/100 = 0,72 \text{ м}^2$$

Расчет искусственной вентиляции

Значения часовой кратности воздухообмена:

$$K = 5 \text{ раз/ч};$$

Расчет величины воздухообмена:

$$Q = V \cdot к; \quad (6.3.4)$$

где V - объем помещения, м^3;

$$V = F \cdot H, \quad (6.3.5)$$

$$V = 36 \cdot 3,6 = 129,6 \text{м}^3;$$
$$Q = 129,6 \cdot 5 = 684 \text{м}^3/\text{ч};$$

Подбор вентилятора
Центробежный ЭВД-2
Подача, QВ = 700 м^3/ч
Полное давление, НВ = 250 кгс/м^2
Частота вращения, n = 1500 мин$^{-1}$
В – КПД вентилятора, В = 0,56
Расчет мощности электродвигателя, потребуемую для привода вентилятора:

$$N = \frac{Q_B \cdot H_B \cdot \beta}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_B \cdot \eta_П};$$

где QВ - производительность вентилятора, м3/ч;
НВ - напор воздушного потока, создаваемого вентилятором, кгс/м^2;
В - КПД вентилятора;
П - КПД передачи, ?П = 0,95;
β - коэффициент запаса мощности (= 1,2);

$$N_{\text{ЦЕН}} = \frac{700 \text{x} 250 \text{x} 1,2}{3600 \text{x} 102 \text{x} 0,56 \text{x} 0,95} = 1,07 кВт;$$

Окончательно мощность электродвигателя:
NЭ = N ko ;
где ko - коэффициент, учитывающий затраты мощности на первоначальный пуск вентилятора;

$$NЭ = 1,5 \cdot 1,07 = 1,6 \text{ кВт}.$$

6.4 Охрана труда работников

Организационные мероприятия предусматривают определение перечней профессий и работ. При заключение договора или контракта производится проведение вводного инструктажа и инструктажа по пожарной безопасности, который предусматривает ознакомление работника с условиями и охраной

труда на рабочем месте, правилами поведения на объекте работ, возможным риском повреждения здоровья, с льготами и компенсациями по условиям труда.

Допуск работника к самостоятельной работе, в том числе к работам с повышенной опасности производится после проведения первичного инструктажа, стажировки на рабочем месте и проверке знаний норм, правил и инструкций по охране труда и технике безопасности, которой предшествует теоретическая подготовка.

Требования к персоналу

1) К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

2) Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004 ССБТ и "Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, подконтрольных Госгортехнадзору России", утвержденных Госгортехнадзором России 19.05.93.

3) Обучение в области промышленной безопасности рабочих основных профессий проводится в специализированных учебных центрах, комбинатах, имеющих разрешение (лицензии) территориальных органов Госгортехнадзора России.

4) К руководству работами по бурению, освоению и ремонту скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

5) Специалисты с высшим и средним специальным образованием, работающие по рабочим специальностям, в том числе практиканты высших и средних специальных учебных заведений, для допуска к самостоятельной работе должны иметь соответствующее удостоверение по рабочим профессиям.

6) Производственный персонал должен владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

7) Проверка знаний по безопасному ведению работ у рабочих должна приводиться ежегодно. При внедрении новых технологий, оборудования, изменения действующих правил безопасности после соответствующего обучения должна проводиться внеочередная проверка знаний.

8) Проверка знаний у руководящих работников и специалистов проводится не реже одного раза в три года.

9) Специалисты и рабочие, прибывшие на объект для работы, должны быть ознакомлены с правилами внутреннего распорядка, характерными опасностями и их признаками, обязанностями по конкретным тревогам и другим вопросам, входящим в объем вводного инструктажа.

10) Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками и другими средствами индивидуальной защиты.

6.5 Обеспечение специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками) и другими необходимыми средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

Рабочие должны обеспечиваться необходимыми средствами индивидуальной защиты, к которым относятся:

- спецодежда (спецобувь, головные уборы, рукавицы, перчатки);
- средства защиты органов дыхания (противопылевые респираторы и противогазы), применяющиеся при работах с пылящими веществами и в атмосфере содержащей вредные вещества (газы, пары, пыль) в концентрациях превышающих предельно допустимые санитарные нормы;
- предохранительные пояса, при работах связанных с опасностью падения с высоты, к которым предъявляются следующие основные требования: прочность, надежность, удобство в работе, небольшая масса;
- средства защиты органов слуха (антифоны-заглушки), при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (общий уровень звука: при воздействии до 8 часов – 80 дБ, при воздействии до 4 часов – 86 дБ).

Таблица 6.5.1 – Обеспечение основными СИЗ работников

Костюм ОПЗ летний (с 1 футболкой и 1 кепкой летней)	комплект	2 на 2 года
Костюм противоэнцефалитный	комплект	1 на 3 года
Ботинки рабочие летние или Сапоги кирзовые	пара	1 пара на 2 года
Сапоги резиновые или Сапоги резиновые болотные	пара	1 пара на 2 года
Рукавицы брезентовые или Перчатки комбинированные летние	пара	до износа
Перчатки маслобензостойкие	пара	до износа
Плащ непромокаемый	шт.	дежурный
Каска рабочая с подшлемником	комплект	1 на 2 года
На наружных работах зимой дополнительно:		
Костюм ОПЗ зимний (с 1 жилетом утепленным)	комплект	2 на 3 года
Белье нижнее зимнее	комплект	1 на 1 год
Жилетка из натурального меха	шт.	1 на 4 года
Сапоги зимние	пара	1 пара на 1 год
Валенки	пара	1 пара на 1 год

Продолжение таблицы 6.5.1

Галоши на валенки	пара	1 пара на 1 год
Шапка рабочая	шт.	1 на 1,5 года
Рукавицы утепленные	пара	до износа
Рукавицы меховые	пара	1 пара на 2 года
Подшлемник под каску с трехслойным утеплителем	шт.	1 на 1 год
Женщинам дополнительно:		
Шарф	шт.	1 на 1,5 года

6.6 Основные мероприятия по охране окружающей среды

Каждая фаза освоения месторождения (сейсмические, геологоразведочные, строительные работы, бурение, добыча нефти) оказывает влияние на состояние окружающей природной среды (ОПС). Поэтому необходимо предусмотреть всевозможные варианты влияния на ОПС при выполнении различных видов работ, чтобы избежать нарушения экосистемы изучаемого района.

Производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности связана с использованием как специализированных минеральных природных ресурсов недр (нефть, газ, строительные материалы), так и ресурсов универсальных - вода, земля, атмосферный воздух. Использование этих ресурсов сопровождается негативным воздействием на ОПС в виде выбросов и сбросов различных загрязнителей и отходов производства. Наращивание объемов добычи нефти ведет к нарастанию антропогенного воздействия на ОПС.

Основными видами вредного воздействия на ОПС являются загрязнение атмосферного воздуха и подземных вод.

Охрана атмосферного воздуха. Наблюдения за состоянием загрязнения атмосферного воздуха, предназначенные для контроля выбросов от организованных и неорганизованных источников, производятся на двух постах, расположенных в районе скважин и в районе расположения основных объектов промысла.

Измерение концентрации вредных веществ в воздухе выполняется с помощью стандартных приборов, разрешенных к применению в области контроля загрязнения атмосферы, на содержание NO_2; SO_2; CO; углеводородова.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Восточно-Ламбейшорского месторождения предусматривается:

- утилизация добытого газа для нужд собственного энергоснабжения путем использования ДВС, работающих на жидком и газообразном топливе, и газогенераторных установок на полное развитие;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов;
- контроль за состоянием атмосферы согласно требованиям ГОСТов.

Сжигание газа на факеле осуществляется только в аварийных ситуациях. Факельные стояки оборудуются эффективными горелками, обеспечивающими наиболее полное сжигание, обратными клапанами и дежурной горелкой с оборудованным автоматическим электрозапальным устройством. Высота факельного стояка выбирается исходя из необходимости интенсивного рассеивания вредных примесей в приземном слое. Факельный стояк должен быть удален от места расположения жилых помещений.

Значительный вклад в загрязнение атмосферы вносят передвижные источники - автотранспорт, обслуживающий объекты нефтедобычи и выбрасывающий при движении отработавшие газы, содержащие вредные вещества. Кроме уже упомянутых вредных веществ (оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, взвешенные частицы), в выхлопных газах содержатся высокотоксичные вещества (свинец). Для снижения уровней загрязнения от автотранспорта необходимо ежемесячное регулирование топливной аппаратуры и контроль за выбросами вредных веществ выделяемых при работе автотранспорта в рамках производственно-экологического контроля.

Покажем пример расчета годового выброса вредного вещества:

Оксид азота: выброс составляет 2,52 г/ с. Таким образом, в год будет выбрашено:

2,52*1000000/86400 = 29,167 т/год

Оксид углерода: выброс составляет 264,02 г/с. В год будет вырашено:

264,02*1000000/86400 = 3055,787 т/год.

Аналогично рассчитываются остальные показатели

Перечень веществ, выбрасываемых при обустройстве и эксплуатации нефтяных месторождений, приведен в таблице 6.6.1.

Таблица 6.6.1 – Загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферу при разработке Восточно-Ламбейшорского месторождения

N	Наименование вещества	Класс опасности, тн	ПДК(м.р.)	Выброс вещества	
				г/с	т/год
1	Углеводороды	4	5,0	52,746	610,49
2	Бензапирен	1	0,000001	1,089 x 10-7	2,521 x 10-6
3	Оксиды азота	2	0,08	2,52	29,167
4	Оксид углерода	4	5	264,02	3055,787
5	Метан	4	50	0,76	8,796
6	Сажа	3	0,15	31,63	366,088

7	Сернистый ангидрид	3	0,5	0,629	7,280

Продолжение таблицы 6.6.1

8	Акролин	2	0,03	0,019	0,220
9	Взвешенные вещества	3	0,5	0,134	1,551
	Итого:				4079,379

Охрана почв. С целью охраны земель принципиальные решения по обустройству месторождений предусматривают следующие мероприятия, повышающие степень экологической надежности проекта:

- опережающее обустройство и формирование внутрипромысловой дорожной сети;
- доставка грузов (оборудования, материалов, инструментов) на месторождение осуществляются только в осенне-зимний период по временным дорогам- «зимникам», в сроки и по трассам согласованным с местными природоохранными органами и землевладельцем;
- сокращение изъятия земель вследствие освоения залежей небольшим числом скважин и кустовых площадок, применения методов наклонно-направленного и горизонтального бурения, использование одной технологической площадки и вахтового поселка в районе месторождения;
- отсыпка дорог и площадок привозным грунтом из близлежащих карьеров местных строительных материалов;
- минимизация изъятия природных ресурсов за счет рационального размещения объектов обустройства, учета местных ландшафтных особенностей при их привязке на основе крупномасштабного районирования состояния ландшафтных комплексов;
- размещение кустовых и технологических площадок с учетом структурных элементов рельефа, длинной осью по направлениям линий стекания поверхностного и грунтового стоков, что предотвращает опасность подтопления территории;
- оборудование насыпи дорог водопропускными сооружениями и мостами;
- предотвращение неблагоприятных воздействий на ММП за счет использования конструкции насыпных оснований и надземной прокладки трубопроводов в теплоизоляции;
- снижение риска аварийных разливов в результате внутри и межпромысловой надземной прокладки нефтепроводов и водоводов и применение комплекса мер по их антикоррозионной защите;
- размещение трубопроводных коммуникации со стороны водораздела, что обеспечивает возможность удержания насыпью разливов в случае аварий;
- сооружение переходов трубопроводов через водные объекты в надземном исполнении;
- строительство выкидных линий в надземном исполнении на свайных основаниях;

• формирование внутрипромысловой транспортной инфраструктуры в едином коммуникационном коридоре, что сокращает потребность в изъятии земель и облегчает инспекции внутрипромысловых трубопроводов, оперативное реагирование на аварийные ситуации;

• вывоз нефтесодержащих и производственных отходов на специальный полигон для их утилизации;

• проведение рекультивации нарушенных земель.

Работы по технической рекультивации земельного участка проводятся буровым предприятием непосредственно после окончания строительства куста скважин и включают:

• извлечение и демонтаж фундаментов, и вывоз их для последующего использования;

• демонтаж контуров заземления, опор под трубопроводы и превенторных стоек, демонтаж якорей;

• очистку площадки от мусора, бетонных и металлических отходов, накопившихся в ходе работ, ликвидацию замазученности, если таковая имеется;

• засыпку искусственных углублений;

• выполаживание, террасирование и стабилизацию откосов;

• планировку площадки и взрыхление поверхности грунтов в местах, где они сильно уплотнены.

• 0,5-1,0 м, а высоких 1,6-3,0 м.

При обустройстве и эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения для снижения воздействия на поверхностные и подземные воды предусматривается:

• применение малоотходной безамбарной технологии бурения скважин снижающей потребность в свежей воде при их проводке;

• возврат буровых сточных вод после очистки в циркуляционную систему буровых установок;

сбор утечек на кустовых площадках с закачкой в нефтесборный коллектор

Охрана поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения.

Реки. Лицензионная площадь Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения расположена в протоке реки Пыжшор и покрыта густой сетью мелких рек.

Озера. В районе Восточно-Ламбейшорского месторождения располагается довольно большое количество озерШироко распространены озерные водоемы с площадью 0,05-0,25 км^2. Максимальные глубины в озерах, как правило, не превышают 4-5 метров.

Болота. Для центральной части Большеземельской тундры характерны два основных типа болот: бугристые болота; мерзлые полигональные болота.

На территории Восточно-Ламбейшорского месторождения преобладают бугристые болота, до 90%, представляюшие собой сочетание плоских (низких) или куполообразных (высоких) мерзлых травяно-минеральных бугров порядка 0,5-1,0 м, а высоких 1,6-3,0 м.

• При обустройстве и эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения для снижения воздействия на поверхностные и подземные воды

предусматриваетсяразмещение емкостного оборудования на площадках с твердым покрытием, имеющим обваловку или отбортовку;

- строительство системы канализации хозяйственных бытовых и производственных сточных вод на промплощадке;
- строительство очистных сооружений биологической очистки, обеспечивающих доочистку сточных вод до рыбохозяйственных показателей;
- утилизация сточных вод путем использования в системе ППД, что снижает нагрузку на поверхностные водоемы за счет снижения объемов сбросов;
- сбор и утилизация бытовых и производственных отходов, продуктов обработки скважин;
- обвалование по всему периметру куста скважин, укрепление вала;
- наличие отключающей запорной арматуры на нефтесборных сетях и кустовых площадках;
- устройство вдоль проездов промплощадки асбестоцементных открытых лотков для сбора нефти и отвода поверхностных вод с их дальнейшим сбросом в производственную канализацию;
- использование при сооружении трубопроводов материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- контроль качества сварных стыков и испытание на прочность и плотность согласно действующим нормативным документам;
- прокладка трубопроводов через автомобильные дороги в кожухах с устройством отводной канавы на случай разливов нефти;
- максимальное использование малоотходных технологий строительства и эксплуатации промысловых объектов;
- хранение материалов, сырья, оборудования только в огороженных местах на бетонированных и обвалованных площадках с замкнутой системой сбора и канализации;
- размещение бытовых и промышленных отходов, емкостей и оборудования для их хранения и обработки только на производственных площадках, с последующей транспортировкой на специальные полигоны для захоронения.

Системы внутреннего и внешнего транспорта нефти проектируются надземными, что значительно снижает риск коррозии. Сборные коллекторы предусматриваются с внутренним покрытием. Прокладка межпромыслового трубопровода месторождение осуществляется в надземном исполнении на опорах вантового типа при переходе водных преград.

Водоснабжение буровых работ обеспечивается за счет местных источников. Основным потребителем свежей воды, на месторождениях, являются системы ППД. Для этих целей предусматривается использование подземные источники водоснабжения.

Водоохранные зоны поверхностных водоемов и водотоков учтены при трассировке внутрипромысловых трубопроводов и размещении технологических площадок. Кустовые площадки удалены от водотоков и водоемов. Пересечение водотоков осуществляется по наиболее короткой траектории, перпендикулярно долине.

Охрана биоресурсов. Охрана растительного и животного мира представляет собой совокупность мероприятий, направленных на сохранение и поддержание популяционно-видового состава, численности видов и среды обитания животных и растений на уровне, обеспечивающем их нормальное существование.

Объекты обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения располагаются вне заповедных и особо охраняемых природных территорий, а также вне зон ограниченной хозяйственной деятельности.

Для снижения негативных последствий прямого и косвенного воздействия намечаемой деятельности на состояние биоресурсов и сохранения целостности биоценозов предусматривается ряд природоохранных мероприятий:

- минимизация по возможности площадей временного и постоянного землеотвода для размещения различных промышленно-хозяйственных объектов, что выражается в применении метода кустового бурения, концентрация производственных объектов в пределах ограниченного участка (промплощадка с тяготеющими к ней объектами), строительство всех линейных коммуникаций в одном коридоре;
- принимая во внимание чрезвычайную неустойчивость природных комплексов, расположенных в экстремальных климатических условиях, к механическим нагрузкам, проектом предусмотрено выполнение ряда требований:
- производство основных подготовительных работ, заброска материалов и оборудования – ноябрь-декабрь;
- запрет на перемещение наземных видов транспорта по тундровому покрову в летний период;
- движение транспорта в бесснежный период только по временным и постоянным дорогам;
- строительство линейных сооружений (выкидных трубопроводов, нефтегазопроводов, водоводов, линий электропредач, автодорог) только в зимний период,
- регулярная расчистка снега на технологических площадках;
- проведение рекультивации нарушенных земель по окончании строительных работ.

В границы лицензионного участка попадают пути миграции и очаги репродукции охраняемых представителей фауны. Учитывая данный фактор, размещение объектов обустройства проводится вне этих территорий, либо в обход их.

Проектом предусмотрены также мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир:

- минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц;
- исключение при строительстве объектов и трасс наиболее чувствительных в экологическом отношении участков;
- установка ограждений или отпугивающих устройств в целях исключения доступа животных в места производства работ;

- уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении бурения куста скважин;
- исключение сброса загрязняющих веществ в водоемы;
- максимальное сохранение почвенно-растительного покрова;
- надземная прокладка трубопроводов и сооружение переходов для мигрирующих животных (отдельные участки трубопроводов приподнимаются на высоту до 5 м для прохода оленей);
- устройство водопропусков в насыпях промысловых дорог;
- приоритет использования подземных источников водоснабжения, а при заборе поверхностных вод - оборудование водозаборных сооружений рыбозащитными устройствами;
- защита вращающихся частей оборудования кожухами, ослабляющими шум;
- применение на воздушных линиях электропередач конструкций изоляторной арматуры, исключающих гибель птиц при присадах;
- применение надземных способов перехода трубопроводов через водные преграды, без проведения механизированных работ в русле водотоков;
- запрещение ловли рыбы, охоты и сбора дикоросов обслуживающим персоналом;
- разработка планов быстрого реагирования и скорейшей локализации нефти при аварийных разливах.

6.7 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварийных разливов

Основной принцип борьбы с аварийными разливами - предотвращение происшествий. Однако если они все же имеют место, должна быть обеспечена возможность незамедлительного и эффективного реагирования. Наиболее тяжелым видом аварий в случае нарушения технологии бурения является открытый фонтан. Возможный ущерб зависит от геологических условий разреза, вскрытого аварийной скважиной (пластовое давление, суммарный дебет выбрасываемого продукта), организационных факторов (время фонтанирования и т.п.).Геотехнологические наряды и технологическая часть проектов скважин должны содержать необходимую информацию и рекомендации по предупреждению различного рода осложнений в процессе бурения. На каждой строящейся скважине должен быть план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит отрицательное воздействие на окружающую среду.

Ликвидация аварий будет проводиться имеющимися в регионе специализированными противофонтанными военизированными предприятиями, с которыми будут заключаться договора на профилактическое обслуживание строительства и ремонт скважин и ликвидацию аварий в случае открытого их фонтанирования.

Другими потенциально возможными аварийными ситуациями являются разливы нефти, пластовых вод и нефтепродуктов.

Скорость и тип реагирования будут зависеть от типа аварии, остроты ситуации, сезона года и эколого-экономической целесообразности с учетом особенности аккумуляции и устойчивости различных типов ландшафта к

загрязнению продукцией скважин и водами систем ГШД. Основными элементами системы срочного реагирования являются:

- обученный персонал;
- хорошее оборудование;
- план реагирования;
- время реагирования.

Стратегия реагирования.

Выбор соответствующей стратегии реагирования основан на минимизации воздействия на окружающую среду без компромисса для безопасности. Опыт показал, что при выборе правильной стратегии возможна как экономия средств и времени при устранении воздействий, так и наименьший вторичный ущерб окружающей среды, часто возникающий при использовании механических и химических средств. Выбор методов реагирования, включая локализацию и восстановление, определяются типом ландшафта местности, сезоном (зима или лето) и природой разлива. В связи с чем, при разработке проектных решений должна быть дана оценка вероятности, масштабов и последствий аварий на различном оборудовании в различных ландшафтных условиях.

Методы и оборудование.

Для локализации и восстановления мест разливов нефти и соленой воды можно применять различные методы. Они включают в себя рытье траншей и ям-ловушек, отсыпку ограждающих дамб, локализацию загрязненных зон поплавками и искусственными ограждающими устройствами, установку фильтрующих ограждений и дренажных уловителей. Применяемое оборудование включает в себя резервуары и автоцистерны, насосы, различные типы нефтеловушек, ограждения и уловители, сорбенты и бактериальные препараты.

Учитывая климатические условия, большую часть года территория покрыта снегом, а водные объекты льдом. Наличие снежного покрова и промерзание почвы облегчает сбор разлитой нефти, тогда как наличие льда, толщиной до 1,5 метров затрудняет локализацию разливов.

Организация службы.

В связи с удаленностью осваиваемых месторождений на предприятии предусматривается создание собственной службы - бригады срочного реагирования. Она будет укомплектована оборудованием и материалами для ликвидации аварийных разливов (в соответствии с международной классификацией) малого и среднего объема и проведения первоочередных мероприятий для локализации разливов большого объема.

В последнем случае требуется привлечение сторонних организаций. При подготовке ТЭО (проекта) будут изучены технические возможности имеющихся в настоящий момент служб других недропользователей в НАО и на севере Республики Коми и возможность оперативной доставки специалистов, оборудования и материалов.

Первоочередной задачей предприятия будет выпуск инструкции по стратегии реагирования, в зависимости от типов разливов и ландшафтов с описанием наиболее подходящих методов локализации, восстановления и

рекультивации, На все возможные, виды аварий будут разработаны планы действий, включающие отработанные методики, а также четко сформулированную процедуру принятия решений.

Склад аварийной бригады должен быть размещен на площадке ДНС. Наличие внутри промысловых автодорог, обеспечит возможность быстрой доставки оборудования к месту разлива. В наиболее экологически важных местах на ближайших площадках должны создаваться временные запасы бонновых ограждений, сорбентов и т.п. На водотоках, дренирующих территорию месторождения, целесообразно предусмотреть возможность установки стационарных бонновых ограждений или систем ступенчатой очистки (бонны и носитель для микрофлоры) при выходе с месторождения.

Заключение

В данной курсовой работе были рассмотрены 3 метода очистки нефти от сероводорода на примере УПН «Востойный Ламбейшор».

Наиболее целесообразным технико-экономическим решением проблемы очистки нефти от сероводорода является использование каждой из рассмотренных технологий с учетом определяющих факторов и конкретных условий их осуществления.

Эти условия предполагают:

1. Использование химических реагентов при невысокой массовой доле сероводорода в нефти – до 150-200 ppm, т.е. при увеличении массовой доли сероводорода в исходной нефти ведет к увеличению расхода химических реагентов на подготовку тем самым поглотитель обильно откладывается, начиная от точки подачи реагента, что создавало дополнительные гидравлические сопротивления и уменьшение эффективного объема аппаратов. Возникает проблема частичного заполнения аппаратов, резервуара, трубопроводов и засорения фильтров продуктами реакции нейтрализации.

2. Использование метода стабилизации и отпаривания нефти для удаления основного количества сероводорода до остаточного его содержания, метод эффективен при массовой доле сероводорода в нефти – до 500 ppm.Данный метод сероочистки и стабилизации нефти имеет недостатки. Нагрев нефти до необходимой высокой температуры 120-135^{0}С приводит к образованию солей на стенках внутритрубного пространства. В дальнейшем, вследствие снижения теплопередачи и пропускной способности теплообменников, это приведет к вынужденной остановке установки сероочистки для проведения ремонтных работ, что в свою очередь влечет дополнительные организационные мероприятия финансовые затраты и временное повышение содержания сероводорода в нефти. Согласно этого метода для заполнения системы теплообменников маслом ТЛВ-332М необходимо 120 т масла. В связи с потерей свойств масла, необходимых для нормальной работы теплообменников, требуется производить замену масла один раз в два года, что ведет к дополнительным эксплуатационным затратам.

3. Использование физического метода отдувки чистым углеводородистым газом для удаления основного количества сероводорода до остаточного его содержания, исключающего высокие потери нефти и влияния на качество товарной нефти. При использовании этого метода практически нет эксплуатационных затрат, так как [illegible] сжигается, а проходит аминовую очистку и обратно возвращается очи[illegible]ым на установку. Так как нет подачи химических реагентов и нагрева до высоких температур соответственно нет никаких соле-сероотложений, что обеспечивает стабильную и бесперебойную работу установки.

Из вышеперечисленных методов очистки нефти от сероводорода наиболее целесообразно и экономически выгодно применять установку отдувки нефти от сероводорода, так как этот метод наиболее прост в эксплуатации и не имеет осложнений в процессе подготовки. В сравнении с другими методами он наиболее экономически выгоден.

Список использованной литературы

1. Баринова Е.М. и др. «Отчет о результатах детализационных сейсморазведочных работ 2D методом ОГТ на Восточно-Ламбейшорской площади». Москва, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2001 г.

2. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст]: учеб. для вузов. - М.: Недра, 1990.- 427 с.

3. Васильев В.В. «Отчет о результатах обработки сейморазведочных данных 3D, полученных на Восточно-Ламбейшорском месторождении».

4. Павлушин В.С. и др. «Отчет по полевым сейсморазведочным работам 3D, выполненным с/п 1700 в зимнем сезоне 2001-2002 г.г. на Восточно-Ламбейшорском месторождении.» Москва, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2002г.

5. Петрова И.В. «Обобщение материалов сейсморазведки с целью изучения геологического строения поддомаников девонских отложений в пределах Восточно-Ламбейшорском блока в 1992-1994 г.г.

6.«Подсчет запасов нефти в карбонатах сирачойского горизонта верхнего девона Восточно-Ламбейшорском месторождения», 2001 г., ОАО «Архангельскгеолдобыча».

7. «Технологическая схема разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения» ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед и Нефтяная комания «ЛУКОЙЛ», ОАО «Архангельскгеолдобыча».

8. Отчет о результатах проведения детализационных сейсморазведочных работ 3D методом ОГТ в пределах Восточно-Ламбейшорского месторождения //Рук. Баринова Е. М., дог. 28.01.ДП от 02.12.01, - «ПетроАльянс» - Москва. – 2002. – 260 с. с илл.

9. Обобщение результатов проведения сейсморазведочных работ 3D методом ОГТ в пределах Восточно-Ламбейшорского месторождения //Отчет по договору № 87-02-3/1; Рук. Баринова Е. М.; «ПетроАльянс», - Москва – 2003. – 286 с. с илл.