

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»**

**ПЛАН  
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ  
НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
В КАСПИЙСКОМ МОРЕ**



**Астрахань  
2023**

## ОРГАНИЗАЦИЯ-РАЗРАБОТЧИК

«План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море» разработан:

Обществом с ограниченной ответственностью «ПромПроект»

Адрес: г. Астрахань, ул. Чигорина, д.19

Тел.: +79275551750, +79053619688

E-mail: [007zhuk@mail.ru](mailto:007zhuk@mail.ru)

Генеральный директор



Д.А. Жук

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Авария** – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ (ст. 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

**Аварийно-спасательное судно (АСС)** – судно-носитель оборудования ЛРН ПАСФ «Морспасслужба», осуществляющее дежурство в прибрежной зоне и предназначенное для проведения работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в прибрежной зоне и береговой полосе.

**Аварийно-спасательное формирование (АСФ)** - самостоятельная или входящая в состав аварийно-спасательной службы структура, предназначенная для проведения аварийно-спасательных работ, основу которой составляют подразделения спасателей, оснащенные специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами (ст. 1 Федерального закона от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ «Об аварийно - спасательных службах и статусе спасателей»).

**Акватория** – водное пространство в пределах естественных, искусственных или условных границ (ст.1 Водного кодекса Российской Федерации от 3 июня 2006 г.).

**Берег, береговая полоса** – полоса суши, пограничная с водным пространством, являющаяся зоной их взаимодействия, в результате которого возникают своеобразные береговые формы рельефа. Основные морские явления, действующие в пределах морского берега: морское волнение, прибой, волновые течения, приливы и отливы, сгоны и нагоны.

**Дежурно-спасательное судно (ДСС)** – судно-носитель оборудования ЛРН ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», осуществляющее дежурство непосредственно у объектов месторождений в открытом море и предназначенное для проведения работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а также предназначенное для выполнения поисково-спасательных работ.

**Заграждение боновое** – заграждение, создающее механическую преграду растеканию и/или дрейфу нефтяного поля (РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация).

**Зона чрезвычайной ситуации** – территория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

**Зона приоритетной защиты** – зона, морские или береговые ресурсы которой представляют высокую экономическую, экологическую, рекреационную ценность.

**Источник чрезвычайной ситуации** - опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02-2016).

**Координационный орган единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций** - Комиссия, образованная для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности (ГОСТ Р 22.0.02-2016).

**Ликвидация чрезвычайных ситуаций** - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций,

прекращение действия характерных для них опасных факторов (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

**Ликвидация разлива нефти и нефтепродуктов** – действия, обеспечивающие сбор и утилизацию разлива нефти.

**Локализация нефтяного поля** – технологическая операция по предотвращению свободного растекания и/или дрейфа нефтяного поля (РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация).

**Локализация и ликвидация ЧС(Н)** – комплекс мероприятий, направленных на предотвращение дальнейшего растекания нефти и нефтепродуктов по земле и/или водной поверхности, их сбор и утилизацию, а также на снижение размеров ущерба окружающей природной среде, материальных потерь и на сохранение здоровья людей в условиях чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти и нефтепродуктов.

**Материальный ущерб** – сумма затрат, состоящая из стоимости безвозвратных потерь нефтепродукта, убытков от перевода кондиционного нефтепродукта, собранного при аварии, повреждении, в нестандартный, и затрат на выполнение работ, связанных с ликвидацией аварии, повреждения, ущерба, нанесенного окружающей природной среде, ответственности сторонних предприятий, физических лиц и открытому акционерному обществу.

**Меры пожарной безопасности** – действия по обеспечению пожарной безопасности, в том числе по выполнению требований пожарной безопасности (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»).

**Мониторинг чрезвычайных ситуаций** - система наблюдений, производимых по определенной программе непрерывно или с заданной периодичностью, для оценки состояния окружающей среды или отдельных ее элементов, техногенных объектов, анализа происходящих в них процессов, явлений и своевременного выявления тенденций их изменения, опасных для жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества, с целью обеспечения предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

**Нефтеводяная смесь** – смесь воды с любым компонентом нефти (Международная Конвенция по предотвращению загрязнения с судов МАРПОЛ 73/78, Приложение VI, 2008).

**Нефтеводяная эмульсия** – смесь двух жидкостей (нефть и вода), которые не смешиваются естественным путем (Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, 1995 г.).

**Нефтепродукт** – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья (ГОСТ 26098-84).

**Нефтьесборщик (скиммер)** – устройство, способное выполнять сбор нефти с морской поверхности (РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация).

**Нефть** означает любую стойкую углеводородную минеральную нефть, в частности сырую нефть, мазут, тяжелое дизельное топливо и смазочное масло, независимо от того, перевозятся ли они на борту судна в качестве груза или в топливных танках такого судна. (Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря (Хельсинки, 22 марта 1974 г.), ратифицирована Указом Президиума Верховного Совета СССР 5 октября 1978 г. № 8207-IX).

**Окружающая среда** – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов (ст. 1 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»).

**Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях** - реализация системы ме-

роприятий, направленных на обеспечение защиты населения, объектов экономики, окружающей среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.02-2016).

**Потенциально опасный объект** - это объект, на котором расположены здания и сооружения повышенного уровня ответственности, либо объект, на котором возможно одновременное пребывание более пяти тысяч человек (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

**Предупреждение чрезвычайных ситуаций** – это комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде и материальных потерь в случае их возникновения (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

**Предупреждение чрезвычайных ситуаций на акваториях** - совокупность организационных и технических мероприятий, проводимых органами государственной власти Российской Федерации и ее субъектов, органами местного самоуправления и организационными структурами Российской системы предупреждения и действий в чрезвычайных ситуациях (РСЧС), направленных на предотвращение чрезвычайных ситуаций на акваториях и уменьшение их масштабов в случае возникновения (ГОСТ Р 22.0.09-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения).

**Прогнозирование чрезвычайных ситуаций** - опережающее отражение вероятности появления и развития техногенных чрезвычайных ситуаций и их последствий на основе оценки риска возникновения пожаров, взрывов, аварий, катастроф (ГОСТ Р 22.1.02-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Термины и определения (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.1.02-97)).

**Пожар** – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»).

**Разлив нефти и нефтепродуктов** – любой сброс и поступление нефти и нефтепродуктов в окружающую среду, произошедший как в результате аварии, катастрофы, опасного природного явления, стихийного или иного бедствия, так и при транспортировке нефти и нефтепродуктов, при строительстве или эксплуатации объекта, а также в процессе производства работ.

**Резерв финансовых и материальных ресурсов единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций** - запасы, создаваемые заблаговременно в целях экстренного привлечения необходимых средств в случае возникновения чрезвычайных ситуаций и включающие аварийно-спасательные средства, продовольствие, пищевое сырье, медицинское имущество, медикаменты, транспортные средства, средства связи, строительные материалы, топливо, средства индивидуальной защиты и другие материальные ресурсы (Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения»).

**Риск чрезвычайной ситуации** - мера опасности чрезвычайной ситуации, сочетающая вероятность возникновения чрезвычайной ситуации и ее последствия (Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения»).

**Система нефтесборная навесная** - комплекс средств ЛРН, размещенный на палубе и/или борту судна и обеспечивающий развертывание элементов системы, аккумуляцию нефтяной пленки и ее сбор (РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация).

**Сорбент нефти** – физико-химическое вещество, обеспечивающее удаление нефти, находящейся на морской поверхности, путем ее впитывания (РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация).

**Спасатель** - гражданин, подготовленный и аттестованный на проведение аварийно-спасательных работ (ст. 1 Федерального закона от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей»).

**Специальная подготовка по ЛРН** – совокупность теоретической и практической подготовки, в результате которой личный состав овладевает знаниями и практическими навыками ведения операций по ЛРН (совокупность теоретической и практической подготовки персонала, участвующего в ликвидации РН) (РД 31.75.01-93 Курс подготовки экипажей судов и подразделений Госморспасслужбы России к ликвидации последствий морских аварий (КП СП-93).

**Чрезвычайная ситуация** – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей (ст. 1 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

**Чрезвычайная ситуация на акватории (ЧС на акватории)** - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей и мореплавания, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, морским (речным) объектам, водной флоре и (или) фауне на море или внутреннем водном бассейне. (ГОСТ Р 22.0.09-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения).

## СОКРАЩЕНИЯ

- АСГ** - аварийно-спасательная готовность.  
**АСФ(Н)** - аварийно-спасательное формирование.  
**АСС** – аварийно-спасательное судно.  
**ДСС** – дежурно-спасательное судно.  
**ВКМСК** – Волго-Каспийский морской судоходный канал.  
**ДТ** – дизельное топливо (дизтопливо).  
**КЧС и ПБ** – комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.  
**ЛВЖ** – легковоспламеняющаяся жидкость.  
**ЛРН** – локализация и ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов.  
**ЛЧС(Н)** – мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов.  
**МСКЦ** - морской спасательно-координационный центр.  
**МЧС России** – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.  
**НВГП** – нефтеводогазопроявление.  
**НПБ** – нормы пожарной безопасности.  
**КФ ФГБУ «Морспасслужба»** - Каспийский филиал Федерального Государственного бюджетного учреждения Морспасслужба».  
**ООС** – охрана окружающей среды.  
**ОФПС** – отряд федеральной противопожарной службы.  
**ПВО** – противовыбросовое оборудование.  
**ПДК** – предельно допустимая концентрация.  
**План ПЛРН** - План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море.  
**ПП** – постановление Правительства Российской Федерации.  
**ПТБ** – Правила техники безопасности.  
**ПТЭ** – Правила технической эксплуатации.  
**РН** – разлив нефти и нефтепродуктов.  
**РС** – ручной ствол (50 и 70 диаметр условного прохода).  
**РСЧС** – единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.  
**СанПиН** – Санитарные правила и нормы.  
**СО** – судно обеспечения  
**СН** – Санитарные нормы.  
**ТБС** – транспортно-буксирное судно  
**ТВС** – топливовоздушная смесь.  
**ТС** – техническое средство.  
**ФЗ** – Федеральный закон.  
**ФС** – федеральная служба.  
**ЧС** - чрезвычайная ситуация.  
**ЧС(Н)** - тоже, чрезвычайная ситуация, связанная с разливом нефти и нефтепродуктов.  
**ШРО** – штаб руководства операциями (при КЧС и ПБ).

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Нормативно-правовая база разработки Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов .....	12
2. Общие сведения об эксплуатирующей организации, в том числе о видах деятельности, для осуществления которых разработан План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов .....	15
3. Сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов.....	36
4. Максимальные расчетные объемы разливов нефти и нефтепродуктов.....	38
5. Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов (с учетом проектных решений по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов) с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов для окружающей среды, населения и нормального функционирования систем его жизнеобеспечения .....	42
6. Географические и навигационно - гидрологические характеристики территории....	60
7. Гидрометеорологические и экологические особенности района .....	54
Длительность штормов и окон погоды для различных скоростей ветра представлена в таблице 7.4. ...	56
8. Предотвращение разливов нефти и нефтепродуктов .....	76
9. Перечень первоочередных действий производственного персонала при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов .....	81
10. Действия собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.....	83
11. Расчет достаточности собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов с учетом применяемых для этих целей технологий .....	92
11.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. Ю. Корчагина (морская зона) .....	96
11.1.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1 или БК месторождения им. Ю. Корчагина .....	96
11.1.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина (515 м <sup>3</sup> ). .....	100
11.1.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК (2,31 м <sup>3</sup> ) .....	102
11.1.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода БК - ЛСП-1 (1,22 м <sup>3</sup> ) .....	104
11.1.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного разлива нефти (4026,5 м <sup>3</sup> ) при аварии на ПНХ «Юрий Корчагин» .....	106
11.1.6. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии на судне обеспечения «Взморье» (107 м <sup>3</sup> и 8,34 м <sup>3</sup> ) .....	108
11.2 Расчет достаточности сил и средств для локализации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Филановского.....	110

11.2.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1, ЛСП-2 и БК м-я им. В. Филановского .....	110
11.2.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского .....	114
11.2.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода РБ - береговые сооружения .....	115
11.2.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода ЛСП-2 – РБ .....	118
11.2.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива на акватории при разгерметизации нефтепровода БК-РБ .....	120
11.2.6. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 м-я им. В. Филановского .....	121
11.2.7. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ м-я им. В. Филановского .....	122
11.2.8. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Урай» («Покачи») .....	124
11.2.8 Расчет достаточности сил и средств для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В.Филановского .....	126
11.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Грайфера .....	128
11.3.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП .....	128
11.3.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП .....	130
11.3.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского .....	132
11.3.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Полюс» .....	133
11.3.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Антарктик» .....	135
11.3.5. Расчет достаточности сил и средств для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В. Грайфера .....	137
11.4 Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождений .....	138
<b>12. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов .....</b>	<b>148</b>
12.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. Ю. Корчагина (морская зона) .....	148
12.1.1 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1 или БК месторождения им. Ю. Корчагина .....	148

12.1.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина (515 м <sup>3</sup> ) .....	151
12.1.3. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК (2,31 м <sup>3</sup> ) .....	152
12.1.4. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода БК - ЛСП-1 (1,22 м <sup>3</sup> ).....	154
12.1.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного разлива нефти (4026,5 м <sup>3</sup> ) при аварии на ПНХ «Юрий Корчагин».....	156
12.1.6 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии на судне обеспечения «Взморье» (107 м <sup>3</sup> и 8,34 м <sup>3</sup> ) .....	158
12.2 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Филановского .....	160
12.2.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1, ЛСП-2, БК м-я им. В. Филановского .....	160
12.2.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского .....	162
12.2.3 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода РБ - береговые сооружения .....	164
12.2.4 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода ЛСП-2 – РБ.....	166
12.2.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива на акватории при разгерметизации нефтепровода БК-РБ .....	168
12.2.6. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 м-я им. В. Филановского .....	170
12.2.7. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ м-я им. В. Филановского	171
12.2.8. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии судна обеспечения «Урай» («Покачи»).....	173
12.2.8 Расчетное время (сроки) мероприятий для защиты и очистки от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В.Филановского .....	175
12.3. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Грайфера .....	176
12.3.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП .....	176
12.3.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП .....	178
12.3.3 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского .....	180
12.3.4. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шлангующих устройств судна обеспечения «Полюс». ....	182
12.3.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шлангующих устройств судна обеспечения «Антарктик». ...	184
12.3.6. Расчет времени для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В. Грайфера .....	186

13. Схема оповещения, схема организации управления и связи при разливах нефти и нефтепродуктов.....	186
13.1 Структура органов управления.....	186
13.2 Организация связи и оповещения .....	191
14. Состав собственных сил и средств и (или) привлекаемых сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов....	199
15. Мероприятия по организации временного хранения и транспортировки собранной нефти и нефтепродуктов .....	214
16. Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.....	215
Приложение 1. Документ о наличии собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для обеспечения мероприятий Плана.....	257
Приложение 2. Документы об аттестации собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ и паспорт аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований). ...	281
Приложение 3. Лицензии на обращение с отходами.....	288
Приложение 3.1. Лицензия ФГБУ «Морспасслужба».....	289
Приложение 3.2. Лицензия ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» .....	291
Приложение 3.3. Лицензия ООО «ПК ЭКО+» .....	294
Приложение 3.4. Лицензии ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» .....	297
на осуществление основных видов деятельности .....	297
Приложение 4. Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов при аварийных ситуациях на объектах месторождения им. Ю. Коргачина, им. В. Филановского и им. В. Грайфера ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (отдельным томом) .....	301
Приложение 5. Резерв финансовых средств для ликвидации ЧС.....	302

## **1. Нормативно-правовая база разработки Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

### ***Международные соглашения:***

Международная конвенция по предупреждению загрязнения с судов МАРПОЛ 73/78;

Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьба с ним и сотрудничеству (БЗНС) ИМО, 1999;

Руководство по борьбе с загрязнением нефтью ИМО, 1998;

Международная конвенция по спасению человеческой жизни на море SOLAS ИМО, 1974;

Международная конвенция об учреждении Компенсационного фонда для возмещения ущерба от загрязнения нефтью, 1971;

Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью CLC n ИМО, 1969;

Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов ISGOTT, 1997;

Международный кодекс по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращением загрязнения (МКУБ) ИМО, 1993;

Требования Конвенции по предотвращению загрязнения с судов (МАРПОЛ 73/78) учтены в части, применимой для Каспийского моря.

### ***Федеральные законы:***

«О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.94 № 68-ФЗ;

«О пожарной безопасности» от 21.12.94 № 69-ФЗ;

«Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» от 22.08.95 № 151-ФЗ;

«Об экологической экспертизе» от 23.11.95 г. № 174-ФЗ;

«О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ;

«Об отходах производства и потребления» от 21.07.97 № 89-ФЗ;

«О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» от 31.07.98 № 155-ФЗ;

«Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ;

«Водный кодекс РФ» от 03.06.2006 № 73-ФЗ.

### ***Нормативные правовые акты Правительства РФ»:***

«Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» от 30.12.2020 № 2366;

«Об установлении требований к составу и оснащению аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований,

участвующих в осуществлении мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» от 16.12.2020 № 2124;

«Об утверждении правил осуществления взаимодействия Федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море» от 25.11.2020 № 1928;

«О внесении изменений в правила исчисления и взимания платы за негативное воздействие на окружающую среду» от 17.08.2020 № 1250;

«О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 № 913;

«О вопросах государственного контроля (надзора) и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» от 05.06.2013 № 476;

«О присоединении Российской Федерации к Международной конвенции о контроле судовых балластных вод и осадков и управлении ими» от 28.03.2012 № 256;

«Об утверждении технического регламента о безопасности объектов морского транспорта» от 12.08.2010 № 620;

«О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 № 304;

«Об утверждении Положения о ведении государственного мониторинга водных объектов» от 10.04.2007 № 219;

«О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» от 30.12.2003 № 794;

«О порядке создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации» от 19.01.2000 №44.

***Нормативные правовые акты федеральных органов исполнительной власти:***

Приказ Ростехнадзора РФ от 27.11.2020 №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

Приказ Минтранса РФ от 27.11.2020 №523 «Об утверждении требований к составу сил и средств постоянной готовности, предназначенных для предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;

Приказ Минтранса РФ от 27.11.2020 №520 «Об утверждении Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на внутренних водных путях с судов и объектов морского и речного транспорта единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;

Приказ Минприроды РФ от 30.07.2020 № 509 «Об утверждении порядка предоставления юридическими лицами независимо от их организационно-правовой формы и физическими лицами, осуществляющими сбор информации о состоянии окружающей среды и ее загрязнении, в Федеральную службу по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды указанной информации, а также информации о чрезвычайных ситуациях техногенного характера, которые оказали, оказывают и (или) могут оказать негативное воздействие на окружающую среду»;

Приказ МЧС России от 09.07.2020 № 565 «Об утверждении инструкции по подготовке и проведению учений и тренировок по гражданской обороне и защите населения от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, обеспечению пожарной безопасности людей на водных объектах»;

Приказ Минсельхоза РФ от 31.03.2020 №167 «Об утверждении методики исчисления размеров вреда, причиненного водным биологическим ресурсам»;

Приказ Минтранса РФ от 30.05.2019 №157 «Об утверждении Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности»;

Приказ Минприроды РФ от 13.02.2019 № 85 «Об утверждении Методики расчета финансового обеспечения осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;

Приказ Минприроды РФ от 13.04.2009 № 87 «Об утверждении методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства».

#### ***Нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации:***

Закон Астраханской области от 20.09.2006 года № 60/2006-ОЗ «О защите населения и территории Астраханской области от чрезвычайных ситуаций межмуниципального и регионального характера» (с изм. от 13.07.2020 года);

Закон Республики Дагестан от 19.10.2001 года № 34 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Закон Республики Калмыкия от 29.06.2010 года № 190-IV-3 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Постановление Правительства Астраханской области от 11.04.2005 г. № 61-П «О комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности Астраханской области»;

Постановление Правительства Республики Дагестан от 14.04.2003 г. № 89 «О Комиссии Правительства Республики Дагестан по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности»;

Постановление Правительства Республики Калмыкия от 15.06.2004 г. № 193 «О Комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности Республики Калмыкия».

***Другие нормативные и методические документы:***

«Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация» от 29.06.99 РД 31.04.99 МТ РФ;

Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения»;

РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация;

РД 11-14 Курс подготовки экипажей судов и подразделений Морспасслужбы Росморречфлота к ликвидации последствий морских аварий (КП СП-14);

ГОСТ Р 22.1.02-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Термины и определения (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.1.02-97);

ГОСТ Р 22.0.09-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.09-97) (с измен. № 1);

Инструкция Минприроды РФ от 12.05.94 г., Роскомрыболовства от 17.05.94 г., Минтранса РФ от 25.05.94 г. «О порядке передачи сообщений о загрязнении морской среды».

**2. Общие сведения об эксплуатирующей организации, в том числе о видах деятельности, для осуществления которых разработан План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

Организация: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Юридический адрес: 414000, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, 1,  
тел. (8512) 40-28-00, 40-28-02

Генеральный директор – Ляшко Николай Николаевич

Первый заместитель генерального директора - главный инженер –  
Усенков Андрей Владимирович

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» осуществляет:

вскрытие продуктивных нефтяных пластов месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. И. Грайфера на лицензионном участке ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть» в северной части Каспийского моря;

эксплуатацию добычных, газо- и водонагнетательных скважин;  
сбор пластовой продукции;  
подготовку нефти до товарной кондиции и ее транспортировку по подводному нефтепроводу.

Работы осуществляются в соответствии с лицензией на право пользование недрами с целью поиска, разведки и добычи углеводородов серия ШКС № 11386 НР, выданной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 22.01.2003 г.

Карта расположения объектов месторождений представлена на рисунке 2.1.

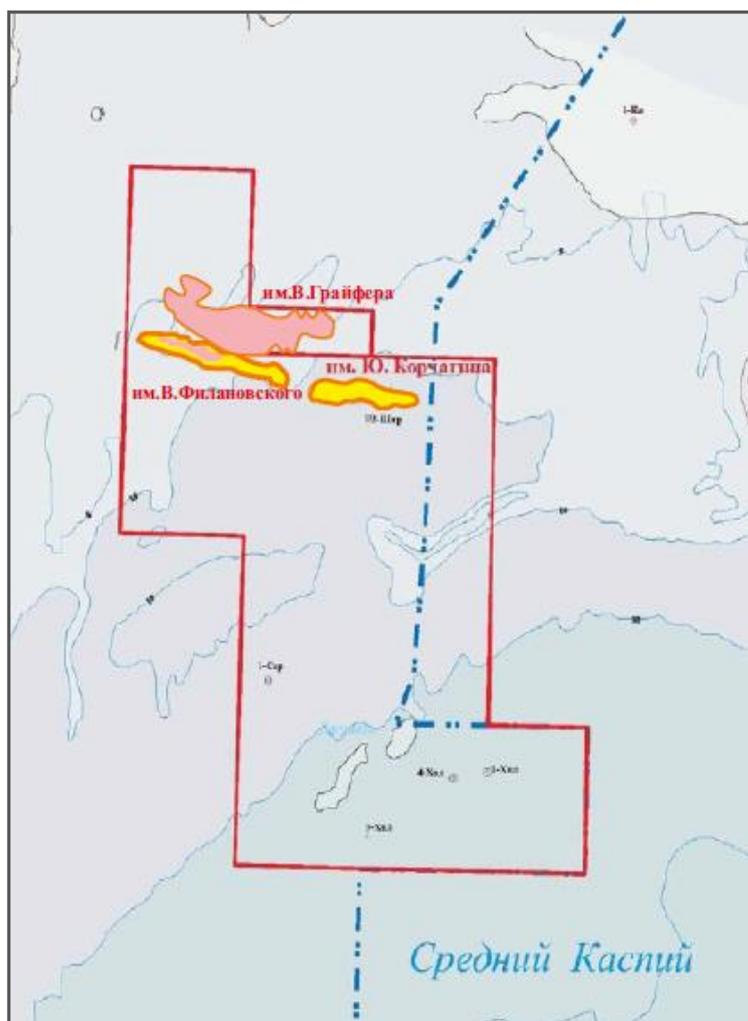


Рисунок 2.1. Карта расположения месторождений в северной части Каспийского моря

Эксплуатация месторождения им. Ю.Корчагина осуществляется с использованием следующих морских объектов обустройства:

- ледостойкая стационарная устьевая платформа (ЛСП-1) с буровым, технологическим и энергетическим комплексами (рисунок 2.2);
- платформа для проживания персонала (ЛСП-2) с соединительным мостом между ЛСП-1 и ЛСП-2 для прокладки коммуникаций и передвижения

персонала (рисунок 2.2);

- морской перегрузочный комплекс (МПК), состоящий из точечного причала (ТП) и плавучего нефтехранилища (ПНХ) (рисунок 2.7);
- морской подводный нефтепровод с ЛСП-1 до МПК (ТП);
- устьевой блок-кондуктор (БК) (рисунок 2.8);
- трубопровод для подачи многофазной пластовой продукции с БК на ЛСП-1;
- газопровод для подачи газлифтного газа с ЛСП-1 на БК.



**Рисунок 2.2. ЛСП месторождения им. Ю.Корчагина**

ЛСП-1 (координаты 44°54'50,81" с.ш., 48°57'35,57" в.д.) предназначена для:

строительства добычных, газонагнетательных и водопоглощающих скважин со вскрытием продуктивных пластов;

эксплуатации скважин;

сбора пластовой продукции, содержащей нефть, газ и пластовую воду;

подготовки пластовой продукции с получением нефти и газа товарной кондиции;

передачи подготовленной нефти по подводному трубопроводу для временного хранения нефти на плавучем нефтехранилище;

отгрузки нефти в танкеры.

Длина платформы 95,5 м, ширина 72,2 м, высота 90 м, вес 15,5 тыс. тонн. Ее устойчивость на дне моря обеспечивается фундаментом из 14 свай. Переходным мостом ЛСП-1 соединена с другой стационарной платформой ЛСП-2, предназначенной для персонала (имеет жилой блок на 120 человек и вертолетную площадку).

На ледостойкой стационарной платформе ЛСП-1 используются цистерны хранения дизельного топлива ( $2 \times 515 \text{ м}^3$  и  $2 \times 170 \text{ м}^3$ ), расположенные в понтонах и колоннах платформы. Расположение цистерн хранения топлива отражено на рисунках 2.3-2.6.

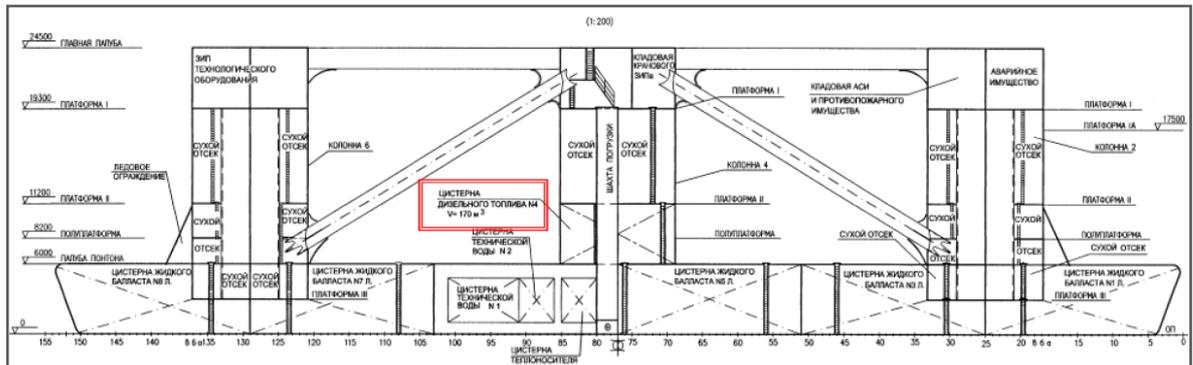


Рисунок 2.3. Продольный разрез левого понтона ЛСП-1 и колонн 2,4,6 с указанием мест расположения емкостей дизельного топлива объемом  $170 \text{ м}^3$

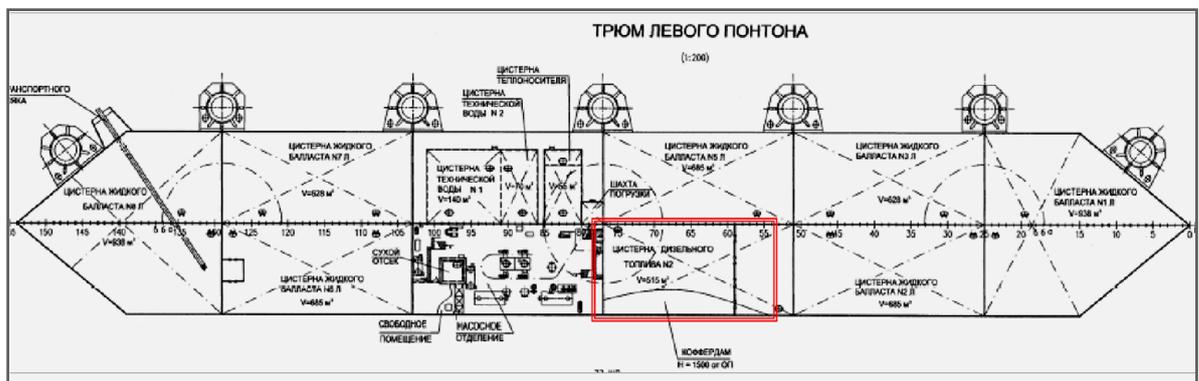


Рисунок 2.4. Вид триума левого понтона ЛСП-1 с указанием места расположения емкости дизельного топлива объемом  $515 \text{ м}^3$

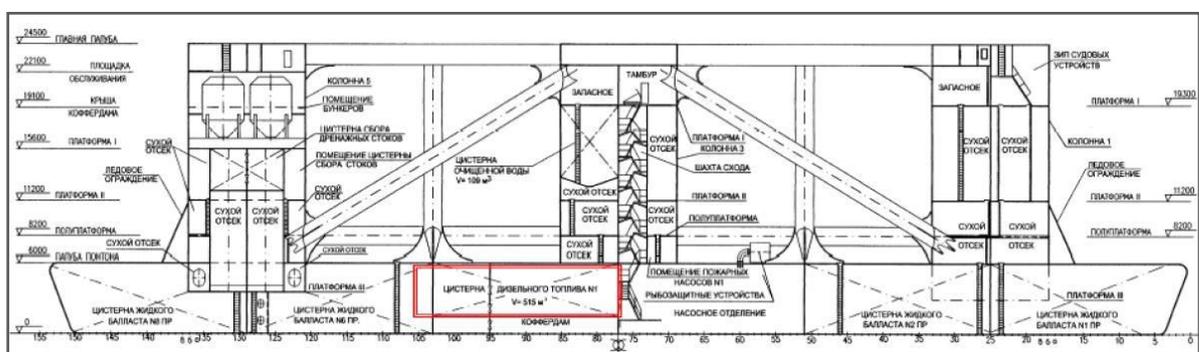
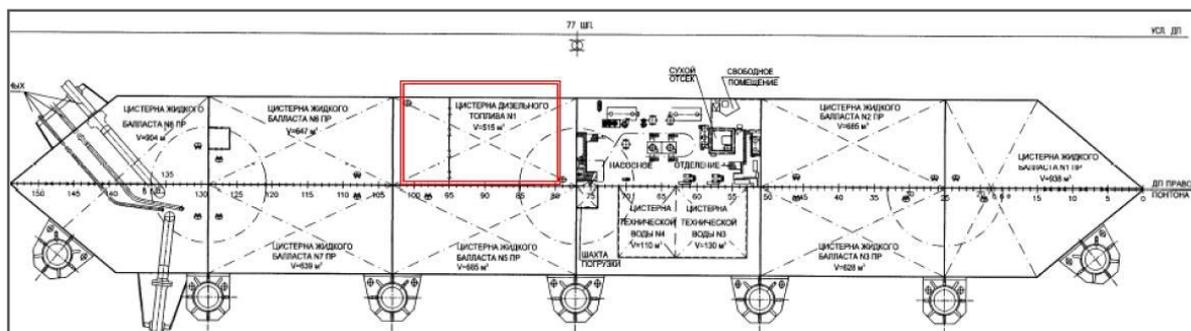


Рисунок 2.5. Продольный разрез правого понтона ЛСП-1 и колонн 1,3,5 с указанием места расположения емкости дизельного топлива объемом  $515 \text{ м}^3$



**Рисунок 2.6.** Вид трюма правого понтона ЛСП-1 с указанием места расположения емкости дизельного топлива объемом 515 м<sup>3</sup>

Максимальные дебиты добывающих скважин на ЛСП-1 и БК представлены в таблице 2.5.

Для замера дебета каждой скважины по нефти, газу и воде предусмотрен мульти-фазный расходомер. После замера пластовый продукт направляется в технологическую линию сепарации и подготовки пластовой продукции. С блока входного, газлифтного и водонагнетательного манифольда пластовый продукт направляется в систему сепарации состоящей из: блоков нефтегазовых и трехфазных сепараторов 1, 2, 3 и 4 ступеней.

В сепараторах 1, 2, 3, 4 ступени за счет понижения давления и отстоя происходит разделение пластового продукта на три фракции: нефть, нефтяной газ и пластовую воду. Для улучшения процесса сепарирования пластового продукта он нагревается в теплообменниках и нагревателях сырой нефти за счет тепла нефти, идущей на транспорт, и теплоносителя. После процесса сепарирования нефть для доведения ее до товарной кондиции поступает на дегидратор и обессоливатель нефти, за счет электромагнитного поля высокой частоты и подачи промывочной жидкости происходит обессоливание. Нефть товарной кондиции подается на нефтяные насосы внешнего транспорта, а оттуда через блок оперативного замера нефти по подводному нефтепроводу на МПК. Кроме того, на ЛСП-1 предусмотрено оборудование для сбора нефтеотходов и емкости для хранения дизельного топлива и масла, используемых для потребностей эксплуатации объектов месторождения.

Морской перегрузочный комплекс предназначен для приема товарной нефти с МЛСП месторождения им. Ю.Корчагина, ее хранения и отгрузки в танкеры-челноки.

Передача нефти с ЛСП-1 на морской перегрузочный комплекс осуществляется по подводному трубопроводу диаметром 325 мм протяженностью 57,86 км, рассчитанному на рабочее давление 5,0 МПа, конечное давление нефти на ПНХ - 0,1 МПа. Начальная температура транспортируемой нефти составляет 50°C, конечная температура - 25 °С (минимально до 1,3°C).

Нефтепровод проходит по дну моря, не заглублен, не имеет дополнительной балластировки, не теплоизолирован. Пропускная способность нефтепровода ЛСП-1 – МПК составляет 284 т/ч (347 м<sup>3</sup>/ч).

В состав МПК входят:

- стационарный точечный причал (ТП);
- плавучее нефтехранилище (ПНХ) (координаты 44°25'30.00" с.ш., 49°01'36.00" в.д.), выполненное как несамоходный танкер в двухкорпусном исполнении, пристыкованный к точечному причалу.

Управление ПНХ и грузовыми операциями осуществляется с Поста управления.



Рисунок 2.7. Внешний вид МПК

Таблица 2.1 – Технические характеристики ПНХ

Технические характеристики	Величины
Длина наибольшая, м	170,0
Длина корпуса, м	132,8
Ширина, м	32,0
Высота борта, м	15,70
Осадка, м	10,0
Общий объем грузовых и отстойных танков, м <sup>3</sup>	32578
Общая грузоподъемность грузовых танков и отстойников, т	25750
Свободные емкости, м <sup>3</sup>	16500
Плотность груза, т/м <sup>3</sup>	0,818
Максимальная производительность при выгрузке нефти на танкер-челнок, м <sup>3</sup> /час	1500
Максим. производительность при нефти в танки ПНХ, м <sup>3</sup> /ч	350
Автономность плавания по запасам топлива, масла, провизии, воды, дней	20

Система отгрузки нефти с ПНХ имеет производительность до 1500 м<sup>3</sup>/ч. Отгрузка производится через 2 плавучих грузовых шланга (тандемная отгрузка) или 2 бортовых манифольда (отгрузка борт-борт) диаметром 500 мм.

Вывоз нефти от ПНХ осуществляется танкерами типа Новая Армада ООО «Палмали» проекта RST22(M) класса KM(\*) Ice1 R2 AUT1 ECO-SOMBO oil tanker (ESP), имеющими 6 грузовых танков общей проектной вместимостью до 7800 м<sup>3</sup>.



**Рисунок 2.8. Внешний вид танкера типа Новая Армада**

Блок-кондуктор месторождения им. Ю.Корчагина (коорд. 44°53'55.09" с.ш., 49°03'22.51" в.д.) предназначен для эксплуатации скважин, сбора и подачи их продукции на ЛСП-1 по подводному многофазному трубопроводу. На БК предусматривается эксплуатация 6 добывающих скважин неокомского пласта и 3 добывающих скважины среднеюрского пласта, а также 2 водонагнетательных скважин среднеюрского пласта.

Блок-кондуктор концептуализирован и спроектирован как сооружение без обслуживающего персонала, которое управляется и эксплуатируется с основной платформы (ЛСП-1). Внешний вид БК показан на рисунке 2.9.



**Рисунок 2.9. Внешний вид блок-кондуктора**

Подводный многофазный трубопровод от БК до ЛСП-1 производительностью 183 м<sup>3</sup>/ч предназначен для транспортировки пластовой продукции. Трубопровод имеет протяженность 7,9 км и подсоединяется к БК и ЛСП-1 через вертикальные стояки (райзеры).

Для перевозки грузов используются судно обеспечения «Взморье» класса КМ\*ЛУЗ А1 SUPPLY VESSEL (рис. 2.10), технические характеристики представлены в таблице 2.2.



Рисунок 2.10. Внешний вид судна обеспечения «Взморье»

Таблица 2.2 – Технические характеристики судна обеспечения «Взморье»

Технические характеристики	Величины
Дальность плавания, морских миль	5800
Длительность плавания, день	21
Валовая вместимость, т	1788
Палубный груз, т	370
Площадь палубы, м <sup>2</sup>	325
Длина наибольшая, м	65,0
Ширина расчетная, м	15,0
Глубина расчетная, м	6,2
Вместимость танков для сбора нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	480
Скорость при осадке 3,5 м, уз.	13
Питьевая вода, м <sup>3</sup>	63
Груз. технич. пресной воды, м <sup>3</sup>	211
Навалочных грузов, м <sup>3</sup>	103
Пена для тушения пожара, м <sup>3</sup>	22
Экипаж судна, чел.	26

Эксплуатация месторождения им. В.Филановского осуществляется с использованием следующих морских объектов обустройства (рисунок 2.10, 2.11):

- ЛСП-1 (координаты 45°00' 09,74" с.ш. 48° 28' 47,02" в.д.) несет 10 наклонно - направленных скважин с горизонтальным заканчиванием ствола, в том числе 7 эксплуатационных скважин для добычи углеводородов и 3 нагнетательных скважины для поддержания пластового давления, максимальный годовой объем добычи нефти составляет 7975 тыс.м<sup>3</sup>;

- ЛСП-2 (координаты 44°59'42,74" с.ш. 48°33'16,17" в.д.) несет 15 наклонно - направленных скважин с горизонтальным заканчиванием ствола, в том числе 9 эксплуатационных скважин для добычи углеводородов и 6 нагнетательных скважины для поддержания пластового давления, максимум годовой добычи – 5417 тыс.м<sup>3</sup>;

- устьевой блок-кондуктор (БК) (координаты 45°01'54,04" с.ш. 48°25'26,69" в.д.) - несет 9 наклонно - направленных скважин с горизонтальным заканчиванием ствола, в том числе 6 добывающих и 3 водонагнетательных, максимум годовой добычи – 2531 тыс.м<sup>3</sup>;

- трубопроводы системы внешнего транспорта;

- нефтепровод внешнего транспорта от РБ месторождения им. В. Филановского до точки выхода на берег, расположенной на территории республики Калмыкия;

- газопровод внешнего транспорта от РБ месторождения им. В. Филановского до точки выхода на берег в республике Калмыкия;

- трубопровод подачи многофазной пластовой продукции с ЛСП-2 на РБ;

- трубопровод подачи многофазной пластовой продукции с БК на РБ;

- трубопровод газлифтного газа с РБ на ЛСП-2;

- трубопровод газлифтного газа с РБ на БК;

- трубопровод транспорта нефти от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского;

- трубопровод транспорта нефти от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского.

Трубопроводы внешнего и внутрипромыслового транспорта оснащены системами обнаружения утечек. Для отсечения подводного нефтепровода используется соответствующий кран с пневмоприводом. При обнаружении снижения давления происходит выдача сигнала на закрытие крана (без временной задержки). Время закрытия таких кранов составляет 24 секунды.

Подготовка всей продукции месторождения им.В.Филановского производится на Центральной технологической платформе (ЦТП), соединенной мостом с ЛСП-1.

Подготовка нефти осуществляется на двух параллельно работающих технологических линиях, мощностью по 3 млн.т/год каждая. Попутный газ

осушается до точки росы минус 5°С и компримируется до давления 15,4 МПа.

Далее часть газа транспортируется на береговые сооружения, а часть направляется для газлифта на ЛСП-1, ЛСП-2 и БК.

Для сжатия газа от 0,12 МПа до 1,6 МПа предусмотрено 2 линии (одна рабочая, одна резервная), от 1,6 до 15,4 МПа - 3 линии (2 рабочих, одна резервная).

Транспортировка нефти и газа на берег осуществляется через райзерный блок, подсоединенный к ЦТП переходным мостом, в составе которого размещены стояки внутрипромысловых трубопроводов и трубопроводов внешнего транспорта нефти и газа.

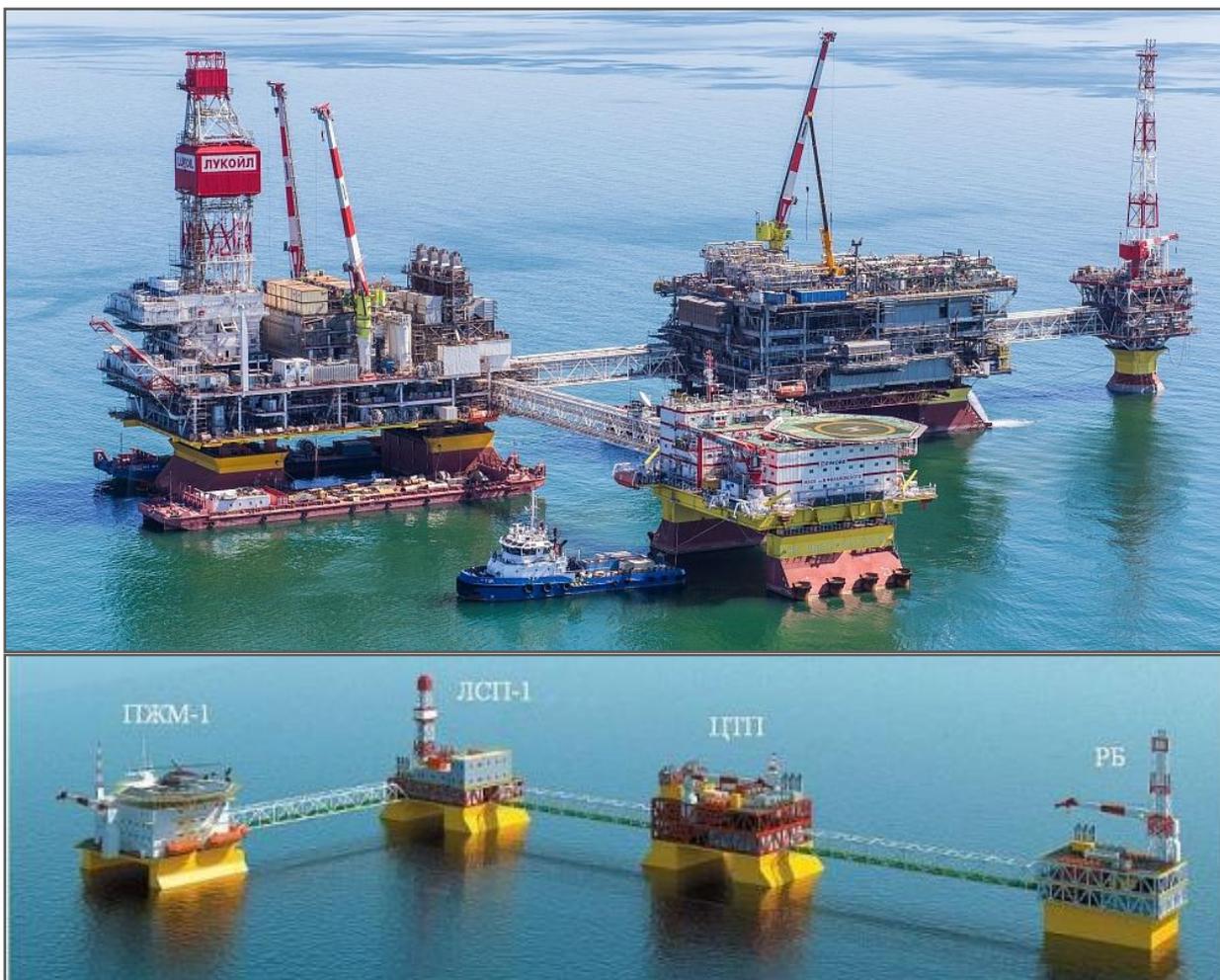


Рисунок 2.10. Месторождение им. В.Филановского

Для транспорта товарной продукции на берег используются:

- нефтепровод внешнего транспорта от РБ на береговые сооружения (диаметр 559 мм, толщина стенки 15,9 мм, протяженность до задвижки на берегу - 124 км, в том числе морская часть 101,6 км, расчетное давление 7,6 МПа), производительность до 7 млн.т/год;

- газопровод внешнего транспорта от РБ до узла отключающей арматуры (диаметр 711 мм, толщина стенки 25,4 мм, протяженность 134 км, расчетное давление 15,4 МПа), производительность до 6,0 млрд.м<sup>3</sup>/год.

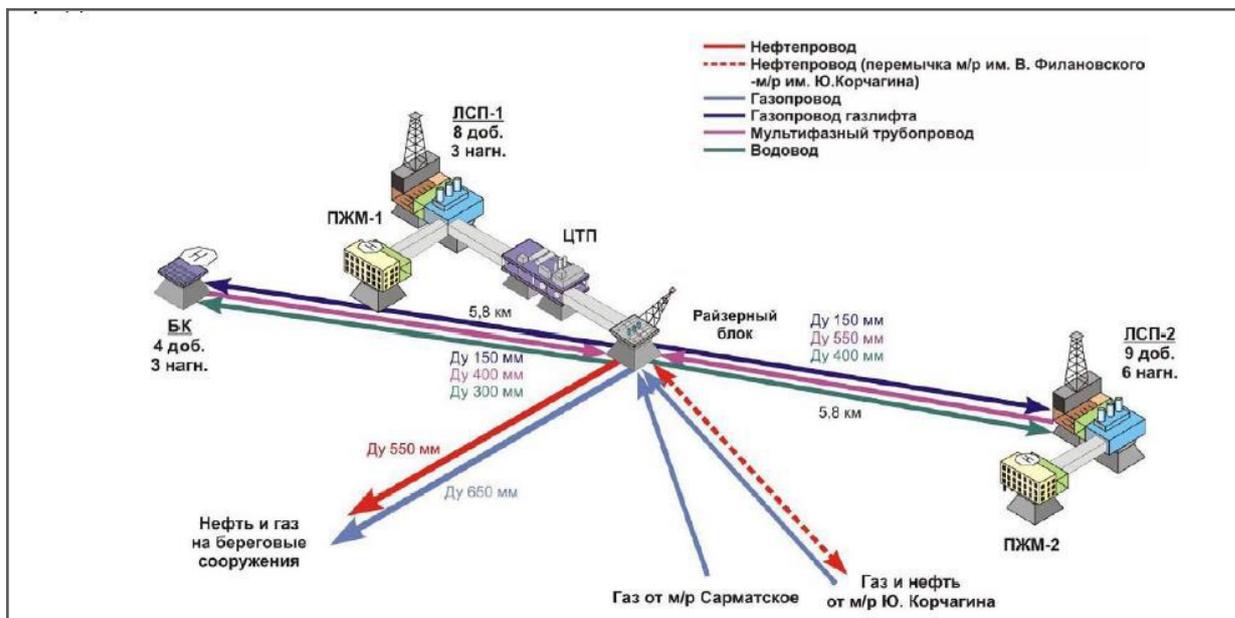


Рисунок 2.11. Расположение объектов месторождения им. В.Филановского

Внутрипромысловый транспорт обеспечивается следующим образом:  
пластовая продукция скважин ЛСП-1 подается на ЦТП по трубопроводам, проложенным по переходному мосту;

пластовая продукция скважин ЛСП-2 подается в мультифазный подводный трубопровод (диаметр 559 мм, толщина стенки 20,6 мм, протяженность 5,9 км, расчетное давление 10 МПа) на РБ и, далее, по трубопроводу, проложенному по переходному мосту на ЦТП;

пластовая продукция скважин, расположенных на БК, под устьевым давлением транспортируется по мультифазному подводному трубопроводу (диаметр 406,4 мм, толщина стенки 17,5 мм, протяженность 5,9 км, расчетное давление 10 МПа) на РБ и, далее, по переходному мосту на ЦТП;

газлифтный газ для обеспечения механизированной добычи подается от ЦТП на ЛСП-1 по газопроводу на переходном мостике, от ЦТП на РБ по газопроводу на переходном мостике и от РБ до ЛСП-2 и от РБ по подводным трубопроводам (диаметр 168,3мм, толщина стенки 12,7 мм, протяженность 5,9 км, расчетное давление 15,4 МПа, каждый).

В состав подводных внутрипромысловых трубопроводов входят: узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств (входят в состав сооружений БК, РБ и ЛСП-2); стояки трубопроводов в конструктивной части БК, РБ и ЛСП-2; подводные фланцевые соединения стояков и подводных трубопроводов у основания БК, РБ и ЛСП-2; линейная часть подводных трубопроводов.

Трубопроводы внешнего и внутрипромыслового транспорта оснащены системами обнаружения утечек:

трубопровод внешнего транспорта нефти с РБ на БС;  
трубопровод внешнего транспорта газа с РБ на береговой узел отключающей арматуры;  
внутрипромысловый трубопровод газожидкостной смеси с ЛСП-2 на РБ;  
внутрипромысловый трубопровод газожидкостной смеси с БК на РБ;  
внутрипромысловый трубопровод газлифтного газа с РБ на ЛСП-2;  
внутрипромысловый трубопровод газлифтного газа с РБ на БК.

Для отсечения подводного нефтепровода используется соответствующий кран с пневмоприводом. При обнаружении снижения давления происходит выдача сигнала на закрытие крана (без временной задержки). Время закрытия таких кранов составляет 24 секунды.

Для обеспечения работы энергетических агрегатов буровых и технологических установок и систем обеспечения на морских сооружениях хранятся запасы дизельного топлива: на ЛСП-1 общей емкостью 562 м<sup>3</sup>, на ЛСП-2 общей емкостью 494 м<sup>3</sup>.

Схема обустройства месторождения им. В.И. Грайфера предполагает транспортировку продукции скважин с ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера на ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского.

Пластовая продукция в многофазном состоянии, добываемая из скважин, расположенных на ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера, под устьевым давлением транспортируется по межпромысловому подводному трубопроводу наружным диаметром 406,4 мм и протяженностью 7,76 км на ЛСП-2 месторождения им. В.Филановского. Оттуда уже совместно со скважинной продукцией ЛСП-2 по внутрипромысловому подводному трубопроводу направляется на центральную технологическую платформу месторождения им.В.Филановского для дальнейшей подготовки.



Рисунок 2.12. Внешний вид устьевого блока-кондуктора (БК)

Для перевозки грузов используются суда обеспечения «Урай» и «Покачи» (рис. 2.13 и 2.14), технические характеристики представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические характеристики СО «Урай» и «Покачи»

Параметр	Значение
Валовая вместимость, т	2888
Вместимость танков для сбора нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	435
Длина наибольшая, м	81,11
Ширина расчетная, м	16,86
Глубина расчетная, м	6,2
Осадка проектная, м	3,8
Объем топлива, м <sup>3</sup>	612
Объем питьевой воды, м <sup>3</sup>	123,6
Объем замазученных вод, м <sup>3</sup>	50,4
Экипаж, чел.	до 24



KEPPEL NANTONG SHIPYARD Co Ltd (Nantong, CHN) (№ Н383) (2014.10.04 / 2015.03.10 / 2015.09.15). ТХ ТБС. Головное. BUMI ARMADA MARINE URAY Pte Ltd (ф. в. – ЛУКОЙЛ) (пп – Астрахань, флаг – РФ).  
 IMO 9756509.

3912 т. 1280 двт. 2888 брт. 866 нрт. 81,11×16,86×4,20 м. 2×Д W8L26F×2720 кВт. 2×ВРШ×4. 2×Г×492 кВт. 1×Г×438 кВт. 2×Г×1600 кВт. 12,0 уз.

Ледовый класс: Arc4.

Чтобы активировать Windows, перейдите к параметрам компьютера.

Рисунок 2.13. Внешний вид и характеристики судна обеспечения «Урай»



KEPPEL NANTONG SHIPYARD Co Ltd (Nantong, CHN) (№ Н384) (2014.10.04 / 2015.03.15 / 2015.09.15). ТХ ТБС типа БУМИ УРАЙ. BUMI ARMADA MARINE POKACHI Pte Ltd (ф. в. – ЛУКОЙЛ) (пп – Астрахань, флаг – РФ).

ИМО 9756511.

3911 т. 1303 двт. 2350 брт. 866 нрт. 81,11×16,86×4,20 м. 2×Д W8L26F×2720 кВт. 2×ВРШ×4. 2×Г×492 кВт + 1×Г×438 кВт + 2×Г×1600 кВт. 12,0 уз.

Ледовый класс: Arc4.

### Рисунок 2.14. Внешний вид и характеристики судна обеспечения «Покачи»

В состав объектов обустройства морского нефтегазоконденсатного многопластового месторождения им. В.И.Грайфера входят (рисунок 2.13):

- ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) (координаты 45°03'46,20" с.ш., 48°32'49,66" в.д.);

- платформа с жилым модулем (ПЖМ) (координаты 45°03'48,92" с.ш., 48°32'53,26" в.д.);

- подводный трубопровод подачи многофазной пластовой продукции от ЛСП месторождения им.В.И.Грайфера до ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского (Ø 406,4×19,1 мм, протяженность 7524,32 м), максимальный объем транспортировки пластовой продукции – 2552,7 м<sup>3</sup>/год;

- подводный трубопровод для транспорта газлифтного газа от ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского до ЛСП месторождения им.В.И.Грайфера (Ø 168,3×12,7 мм), максимальная потребность в газлифтном газе на ЛСП месторождения Ракушечное – 200,712 млн.м<sup>3</sup>/год;

- подводный трубопровод транспорта воды для системы поддержания пластового давления от ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского до ЛСП месторождения им.В.И.Грайфера (Ø 273,1×12,7 мм), максимальная потребность в воде для системы ППД на ЛСП месторождения Ракушечное – 1675,3 тыс.м<sup>3</sup>/год;

- взаиморезервируемые подводные кабельные линии (2 шт.) напряжением 10 кВ со встроенной оптоволоконной жилой от ЛСП-1 месторождения им. В.Филановского до ЛСП месторождения им. В.И.Грайфера.



**Рисунок 2.15. Объекты месторождения им. В. И. Грайфера (ЛСП, ПЖМ)**

Ледостойкая стационарная платформа предназначена для добычи следующей пластовой продукции неокотской и аптской залежей: нефти; пластовой воды; попутного нефтяного газа; конденсата (только для аптской залежи).

ЛСП предназначена обеспечивать одновременное бурение и эксплуатацию скважин; сбор и индивидуальный замер продукции скважин; отбор проб пластовой продукции; многофазный транспорт пластовой продукции на ЛСП-2 месторождения им. В.Филановского; прием, распределение, подачу, контроль и регулирование расхода поступающей с ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского подготовленной пластовой и морской воды в принимающий горизонт через водонагнетательные скважины, с целью поддержания пластового давления; прием, распределение, подачу, контроль и регулирование расхода газлифтного газа, поступающего с ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского, в нефтедобывающие скважины, газонагнетательную скважину и на подготовку топливного газа; подготовку топливного газа для собственных нужд; хранение и дозированную подачу химреагентов; хранение и дозированную подачу метанола; периодический и аварийный безопасный сброс газа и паров из оборудования эксплуатационно-технологического комплекса, находящегося под давлением; сбор дренажных стоков от всего технологического оборудования, находящегося под давлением в систему опасного закрытого дренажа; сбор утечек от технологического оборудования и трубопроводов в систему опасного открытого дренажа; пуск в эксплуатацию скважин после разбуривания и ремонта; освоение скважин; подачу пластовой продукции после освоения в многофазный трубопровод на ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского; вытеснение жидкости из многофазного

трубопровода; исследование скважин; прием и запуск средств очистки и диагностики подводных трубопроводов; автоматическое управление задвижками фонтанной арматуры и скважинными клапанами-отсекателями; дистанционное управление арматурой для безаварийной остановки технологического процесса; автоматическое отсечение технологических линий и сброс давления из технологических трубопроводов и оборудования при аварийных ситуациях; контроль и автоматизацию управления технологическими процессами; пропарку паром и продувку технологического оборудования и трубопроводов эксплуатационно-технологического комплекса инертным газом (азот) при вводе в эксплуатацию и аварийных ситуациях.

ЛСП включает в себя оборудование следующих комплексов: буровой комплекс; эксплуатационно-технологический комплекс; комплекс вспомогательно - производственного назначения; энергетический комплекс.

Буровой комплекс может обеспечивать бурение куста из 25 скважин: 13 добывающих скважин; 6 водогнетательных скважин; 1 газонагнетательная скважина; 5 резервных слотов для скважин.

ПЖМ обеспечивает проживание и отдых персонала, обслуживающего ЛСП. Жилой модуль рассчитан на 52 человека постоянного вахтового персонала. Для размещения временного персонала предусмотрены откидные койки на 41 человека; прием и обслуживание вертолетов класса Ми-8МТВ без постоянного базирования; прием электроэнергии по кабельным линиям 10 кВ, проложенным по переходной галерее, от ЛСП и ее подачу собственным потребителям; прием тепла, пара, сжатого воздуха и забортной воды (в т.ч. для водяного пожаротушения) от ЛСП и подачу их собственным потребителям; прием с ЛСП сточных бытовых вод; выдачу бытовых сточных вод на суда снабжения через станцию выдачи бытовых сточных вод; передачу на ЛСП нефтесодержащих вод; размещение ГПУ (главного поста управления), предназначенного для обеспечения общего руководства производственными процессами, действиями по обеспечению безопасности персонала, охраны окружающей среды ПЖМ и ЛСП.

Платформы ПЖМ и ЛСП соединены между собой переходным мостом. Его основное назначение – пешеходное сообщение (передвижение персонала) между платформами, прокладка коммуникаций (трубопроводов и электрокабелей) различного назначения.

На ЛСП предусмотрены 2 цистерны запаса дизельного топлива для морских объектов объемом  $163 \text{ м}^3$  и одна цистерна сепарированного топлива объемом  $44 \text{ м}^3$ . На ЛСП также находится запас нефтепродукта – базовой жидкости для бурового раствора на углеводородной основе – в двух емкостях хранения. Максимальный объем базовой жидкости в цистерне № 1 –  $380 \text{ м}^3$ .

Для подготовки топливного газа для собственных нужд платформы предусмотрена установка подготовки топливного газа, которая использует газ, поступающий на ЛСП для газлифта. Газ на установку подается от газового сепаратора.

Для перевозки грузов используются 2 судна обеспечения (СО) «Полус» (рис.2.14) и «Антарктик» (рис. 2.15) технические характеристики которых представлены в таблице 2.4. и 2.5.

**Таблица 2.4 – Технические характеристики СО «Полус»**

Параметр	Значение
Дедвейт, т	1649
Площадь палубы, м <sup>2</sup>	500
Длина наибольшая, м	73,3
Ширина расчетная, м	16,9
Осадка проектная, м	3,8
Объем топлива, м <sup>3</sup>	574
Объем питьевой воды, м <sup>3</sup>	200
Объем сточных вод, м <sup>3</sup>	539,1
Производительность насоса для топлива, м <sup>3</sup> /час	80
Экипаж, чел.	12

**Таблица 2.5 – Технические характеристики СО «Антарктик»**

Параметр	Значение
Дедвейт, т	1360
Площадь палубы, м <sup>2</sup>	459
Длина наибольшая, м	66,3
Ширина расчетная, м	16,5
Осадка проектная, м	3,7
Объем топлива, м <sup>3</sup>	565
Объем питьевой воды, м <sup>3</sup>	160
Объем технической питьевой воды, м <sup>3</sup>	57
Объем сточных вод, м <sup>3</sup>	539
Производительность насоса для топлива, м <sup>3</sup> /час	75
Вместимость танков для сбора нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	512
Экипаж, чел.	21

Для обеспечения совместной эксплуатации и транспорта продукции месторождений предусмотрены межпромысловые трубопроводы:

- трубопровод транспорта нефти от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского;
- трубопровод транспорта нефти от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского;
- подводный многофазный трубопровод подачи пластовой продукции от ЛСП месторождения им. В. И. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского;

- подводный трубопровод газлифтного газа для транспорта газлифтного газа от ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского до ЛСП месторождения им. В. И. Грайфера;
- подводный межпромысловый водовод для транспорта подготовленной пластовой и морской воды для системы поддержания пластового давления от ЛСП-2 месторождения им. В.Филановского до ЛСП месторождения им. В. И. Грайфера.

Продукцией месторождений является пластовая продукция, содержащая нефть, газ и пластовую воду.

Основные операции с нефтепродуктами приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.6 – Операции с нефтью и нефтепродуктами на объектах обустройства месторождений**

Объекты обустройства месторождений	Операции с нефтью (нефтепродуктами)	Нефть (нефтепродукт)
<i>месторождение им. Ю.Корчагина</i>		
Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП-1) с буровым, технологическим и энергетическим комплексами и жилым модулем (ЛСП-2)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
	хранение нефтепродуктов	дизельное топливо
Блок-кондуктор (БК)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
Мультифазный подводный нефтепровод от БК до ЛСП-1	транспорт пластовой продукции	пластовая продукция
Подводный нефтепровод от ЛСП-1 до ТП	транспорт нефти	подготовленная нефть
Морской перегрузочный комплекс МПК (плавающее нефтехранилище (ПНХ) и точечный причал (ТП))	хранение и отгрузка нефти	подготовленная нефть
<i>месторождение им. В.Филановского</i>		
Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП-1)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
	хранение нефтепродуктов	дизельное топливо
Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП-2)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
	хранение нефтепродуктов	дизельное топливо
Центральная технологическая платформа (ЦТП)	подготовка нефти	подготовленная нефть

Объекты обустройства месторождений	Операции с нефтью (нефтепродуктами)	Нефть (нефтепродукт)
Нефтепровод транспорта от РБ месторождения им.В.Филановского до береговых сооружений (выход на берег в Республике Калмыкия)	транспорт нефти	подготовленная нефть
Устьевой блок-кондуктор (БК)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
Трубопровод с ЛСП-2 на РБ	транспорт пластовой продукции	пластовая продукция
Трубопровод с БК на РБ	транспорт пластовой продукции	пластовая продукция
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им.В.Филановского	транспорт нефти	подготовленная нефть
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им.В.Филановского	транспорт нефти	подготовленная нефть
<i>месторождение им. В.Грайфера</i>		
Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП)	эксплуатация добывающих скважин	пластовая продукция
	хранение нефтепродуктов	дизельное топливо
Трубопровод транспорта от ЛСП месторождения им.В.И.Грайфера до ЛСП-2 месторождения им.В.Филановского	транспорт пластовой продукции	пластовая продукция

**Таблица 2.7 – Максимальные дебиты нефти эксплуатационных скважин месторождения им. Ю. Корчагина, т/сут**

№ скв.	год					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ЛСП-1						
11	101	95	98	58	64	59
12	49	70	98	202	155	95
13	65	79	77	75	50	42
14	19	42	58	51	47	43
15	40	55	56	45	36	36
16	46	34	31	34	39	45
101	102	68	39	24	19	17
103	145	<b>240</b>	190	119	101	84

№ скв.	ГОД					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
104	16	11	10	10		
105	74	120	67	45	36	32
106	39	48	47	30	22	22
107	55	53	47	35	30	37
108	164	153	150	117	83	75
109	68	73	93	96	81	70
110	111	77	57	32	27	27
114	26	168	98	114	88	59
115	39	58	111	63	48	39
116	43	58	121	77	49	46
117	37	47	45	32	34	36
120	82	79	110	69	48	43
121	83	68	39	182	52	48
122	52	38	30	29		
300	82	69	55	40	49	49
Макс.	164	<b>240</b>	190	202	155	95
БК						
311	18	25	27	34	32	29
312	151	161	141	118	86	76
313	80	48	63	190	114	71
314	67	64	76	73	57	45
315	122	119	121	254	238	169
316	105	79	74	59	53	46
317	55	31	32	97	72	58
318	<b>362</b>	299	290	272	190	143
319	-	-	-	-	205	88
Макс.	<b>362</b>	299	290	272	238	169

Таблица 2.8 – Максимальные дебиты нефти эксплуатационных скважин месторождения им. В. Филановского, т/сут

№ скв.	ГОД					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
БК						
1	955	997	972	820	703	523
2	1028	<b>1119</b>	1091	946	707	535
3	867	737	540	304	132	89
2Н	522	483	-	-	-	-
29	-	-	-	820	739	510
Макс.	1028	<b>1119</b>	1091	946	739	535

№ скв.	ГОД					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ЛСП-1						
4	1031	842	718	747	591	504
5	800	812	815	679	557	468
6	824	721	605	529	403	354
7	864	419	199	228	210	183
8	922	883	544	294	168	130
17	791	783	<b>1505</b>	1485	1107	1022
23	812	697	697	605	543	550
25	-	935	935	935	935	934
30а	-	396	203	144	125	109
15а	95,7	99	96	94	91	88
16а	105,4	161	156	150	144	137
Макс.	1031	935	<b>1505</b>	1485	1107	1022
ЛСП-2						
9	<b>2122</b>	1629	1273	831	573	400
10	506	405	366	325	230	201
11	769	711	575	492	348	202
12	112	56	26	17	14	-
13	544	433	273	204	164	132
14	1260	1358	743	444	305	254
20	1692	1558	1558	1382	1087	767
24	-	726	712	649	595	630
26	452	530	861	768	598	462
116			198	194	198	190
151			198	194	126	86
Макс.	<b>2122</b>	1629	1558	1382	1087	630

Таблица 2.9 – Максимальные дебиты нефти эксплуатационных скважин ЛСП месторождения им. В.Грайфера, т/сут

№ скв.	ГОД					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ЛСП-1						
1	-	463	389	316	387	399
3	618	550	344	360	247	241
4	215	211	171	325	333	368
5Н	-	-	104	69	-	-
6Н	-	107	155	-	-	-
7	<b>759</b>	580	263	265	253	295
8Н		106	100	104	136	
9	552	516	374	389	445	447

№ скв.	год					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
10	746	319	160	177	214	217
11Н		106	96			
12		444	357	316	446	447
13	297	282	230	203	35	79
14Н			103	37		
15	315	196	116	101	98	98
101				207	208	201
102				207	208	207
Макс.	<b>759</b>	580	389	389	446	447

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» обеспечивает несение готовности дежурно - спасательных судов в соответствии с договором с КФ ФГБУ «Морспасслужба». Дежурство ДСС осуществляется в течение всего рабочего периода.

### **3. Сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов**

Источниками разливов нефти и нефтепродуктов на морской акватории являются:

- утечки и выбросы пластовой продукции при авариях на добывающих скважинах ЛСП и БК;
- утечки нефтепродуктов из цистерн запаса и расхода ЛСП;
- повреждение перегрузочного шланга и разлив нефтепродуктов при бункеровочных операциях на ЛСП;
- утечки и выбросы нефти на подводных нефтепроводах;
- разгерметизация танков ПНХ;
- повреждение перегрузочного шланга и разлив нефтепродуктов при погрузке нефти на танкера с ПНХ;
- разлив нефтепродуктов при разгерметизации танков судов-обеспечения.

Возможные выбросы из скважины являются наиболее опасным по характеру, объемам и последствиям источником возможных разливов нефти и нефтепродуктов. Данный источник возникает в результате газонефтеводопроявлений, которые переходят в неконтролируемый выброс в форме открытого фонтанирования скважины.

Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений может явиться следствием:

- ошибок в прогнозировании пластовых давлений или определении проектной плотности бурового раствора;
- тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с аномально высоким пластовым давлением;

- разбуривания несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение - снижение гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный горизонт);
- ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;
- использования бурового раствора или жидкости для глушения скважины с заниженной плотностью;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня в скважине в результате поглощения;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;
- снижения плотности бурового раствора при его химической обработке;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- уменьшения забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;
- снижения забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб, росте структурно-механических и реологических параметров бурового раствора;
- разгазирования раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;
- разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;
- нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;
- некачественного крепления технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты.

Бункеровка ЛСП осуществляется беспричальным способом через гибкие наливные трубопроводы с производительностью 150 м<sup>3</sup>/ч.

Операционные утечки нефтепродуктов возможны при бункеровке с судов вспомогательного флота в результате обрыва или неконтролируемой растяжки рукавов подачи топлива.

Аварийные случаи на водном транспорте можно объединить в группы по совокупности свойств, определяющих их первопричину:

- навигационные аварии, связанные с использованием самого судна как транспортного объекта. Возникновение навигационных аварий чаще связано с ошибками экипажа и реже по причине отказа технических средств;

- аварии технического характера связаны с эксплуатацией судовых машин и механизмов. Как правило, первопричиной возникновения аварийной ситуации, являются ошибки экипажа, эксплуатирующего судовые машины и

механизмы, нарушение правил технической эксплуатации судовых устройств, систем, корпуса судна.

Одной из существенных причин происшествий является человеческий фактор, некомпетентность и несоблюдение нормативно-технических требований, пренебрежение метеорологическими прогнозами, грубые нарушения МППСС–72, неудовлетворительная организация ходовой вахты в условиях ограниченной видимости, неправильное использование навигационного оборудования, недостаточное знание судоводителями маневренных характеристик судна.

#### **4. Максимальные расчетные объемы разливов нефти и нефтепродуктов**

Прогнозирование объемов разливов нефти и нефтепродуктов производится в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2020 № 2366 «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»:

*Для следующих объектов:*

*а) нефтеналивные самоходные и несамоходные суда, суда для сбора и перевозки нефтесодержащих вод, плавучие нефтехранилища, нефтенакопители и нефтеналивные баржи (имеющие разделительные переборки) - 2 смежных танка максимального объема. Для указанных судов с двойным дном и двойными бортами - 50 процентов 2 смежных танков максимального объема;*

*...*

*в) морские поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины - объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебетом».*

*...*

*д) подводные трубопроводы при разрыве - 25 процентов максимального объема прокачки за время между последовательным осмотром (мониторингом), установленное распорядительной или нормативно-технической документацией организации. Для трубопроводов, оборудованных дистанционными системами обнаружения утечек нефти и (или) нефтепродуктов, системами контроля режимов работы трубопроводов, - 100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время срабатывания системы по нормативно-технической документации и закрытия задвижек на поврежденном участке;*

*е) склады нефти и (или) нефтепродуктов, склады горюче-смазочных материалов и другие емкости для нефти и (или) нефтепродуктов, входящие в состав технологических установок или используемые в качестве технологических аппаратов, - 100 процентов объема одной наибольшей емкости.*

В таблицах 4.1-4.3 указаны максимальные расчётные объёмы разливов нефти и нефтепродуктов, прогнозируемые при авариях на объектах обустройства месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им.В.Грайфера.

**Таблица 4.1 – Максимальные расчетные значения разливов нефти и нефтепродуктов прогнозируемые на объектах обустройства месторождения им. Ю.Корчагина**

Объекты обустройства месторождений	Положения постановления Правительства РФ от 30.12.2020 № 2366	Данные для расчета	Расчетные значения
ЛСП-1	Объем нефти, рассчитанный фонтанирующей за 3 суток по одной скважине с максимальным дебетом	Максимальный дебет 240 т/сут	720 т (880,2 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема одной наибольшей емкости	Объем емкости 515 м <sup>3</sup>	443 т (515 м <sup>3</sup> )
БК	Объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебетом	Максимальный дебет 362 т/сут	1086 т (1327,6 м <sup>3</sup> )
Мультифазный нефтепровод от БК до ЛСП-1	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время закрытия задвижек на поврежденном участке	Производительность 183 м <sup>3</sup> /ч; время автоматического закрытия задвижки 24 с	1 т (1,22 м <sup>3</sup> )
Нефтепровод от ЛСП-1 до МПК		Производительность 347 м <sup>3</sup> /ч; время автоматического закрытия задвижки 24 с	1,9 т (2,31 м <sup>3</sup> )
ПНХ «Юрий Корчагин»	50% 2-х смежных танков максимального объема	<b>Объемы танков 4030,3 м<sup>3</sup> и 4022,8 м<sup>3</sup></b> Двойное дно и двойные борта имеются.	<b>3422 т (4026,5 м<sup>3</sup>)</b>
Судно обеспечения «Взморье»	50 процентов 2 смежных танков максимального объема	Танки макс. объема: № 24 л/б – 107 м <sup>3</sup> и № 24пр/б – 107 м <sup>3</sup> . Всего 214 м <sup>3</sup> . Двойное дно и двойные борта имеются	91 т (107 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки	Производительность насосов 100 м <sup>3</sup> /ч.	9,8 т (8,34 м <sup>3</sup> )

**Таблица 4.2 – Максимальные расчетные значения разливов нефти и нефтепродуктов прогнозируемые на объектах обустройства месторождения им.В.Филановского**

Объекты обустройства месторождений	Положения постановления Правительства РФ от 30.12.2020 № 2366	Данные для расчета	Расчетные значения
ЛСП-1	Объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважина с максимальным дебетом	Максимальный дебет 1505 т/сут	4515 т (5519,6 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема одной наибольшей емкости	Объем емкости 562 м <sup>3</sup>	483 т (562 м <sup>3</sup> )
ЛСП-2	Объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебетом	<b>Максимальный дебет 2122 т/сут</b>	<b>6366 т (7782,4 м<sup>3</sup>)</b>
	100 процентов объема одной наибольшей емкости	Объем емкости 494 м <sup>3</sup>	425 т (494 м <sup>3</sup> )
БК	Объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебетом	Максимальный дебет 1119 т/сут	3357 т (4103 м <sup>3</sup> )
Нефтепровод транспорта от РБ месторожд. им. В. Филановского до береговых сооружений (выход на берег в Республике Калмыкия)	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время закрытия задвижек на поврежденном участке	Производительность 7 млн. т/год	5,32 т (6,5 м <sup>3</sup> )
Трубопровод транспорта с ЛСП-2 на РБ		Производительность 387 м <sup>3</sup> /ч	2,1 т (2,6 м <sup>3</sup> )
Трубопровод транспорта с БК на РБ		Производительность 183 м <sup>3</sup> /ч	1 т (1,22 м <sup>3</sup> )
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторожд. им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторожд. им. В. Филановского		Производительность 293 м <sup>3</sup> /ч	1,6 т (1,96 м <sup>3</sup> )
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторожд. им. Ю. Корчагина до РБ месторожд. им. В. Филановского		Производительность 255 м <sup>3</sup> /ч	1,4 т (1,7 м <sup>3</sup> )

Объекты обустройства месторождений	Положения постановления Правительства РФ от 30.12.2020 № 2366	Данные для расчета	Расчетные значения
Суда обеспечения («Урай», «Покачи»)	50 процентов 2 смежных танков максимального объема	Танки макс. объема: № ТКЗ.С – 112,5 м <sup>3</sup> и № ТКЗ.Р – 112,5 м <sup>3</sup> . Всего 225 м <sup>3</sup> . Двойное дно и двойные борта имеются	95,5 т (112,5 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки	Производительность насосов 150 м <sup>3</sup> /ч	10,5 т (12,5 м <sup>3</sup> )

**Таблица 4.3 – Максимальные расчетные значения разливов нефти и нефтепродуктов прогнозируемые на объектах обустройства месторождения им. В.И. Грайфера**

Объекты обустройства месторожд.	Положения постановления Правительства РФ от 30.12.2020 № 2366	Данные для расчета	Расчетные значения
ЛСП	Объем нефти, рассчитанный за 3 суток по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебетом	<b>Максим. дебет 759 т/сут</b>	<b>2277 т (2783,6 м<sup>3</sup>)</b>
	100 процентов объема одной наибольшей емкости	Объем емкости 163 м <sup>3</sup>	163 м <sup>3</sup>
Трубопровод транспорта от ЛСП месторожд. им. В. И. Грайфера до ЛСП-2 месторожд. им. В. Филановского	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время закрытия задвижек на поврежденном участке	Производительность 104,2 м <sup>3</sup> /ч	9 м <sup>3</sup>
Судно обеспечения «Полюс»	2 смежных танка максимального объема	Танки макс. объема: № 18S – 69 м <sup>3</sup> и № 18P – 69 м <sup>3</sup> . Всего 138 м <sup>3</sup> . Двойных бортов нет.	117,3 т (138 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки	Производительность насосов 80 м <sup>3</sup> /ч	7,85 т (6,7 м <sup>3</sup> )
Судно обеспечения «Антарктик»	2 смежных танка максимального объема	Танки макс. объема: № 11S – 81,7 м <sup>3</sup> и № 11P – 81,7 м <sup>3</sup> . Всего 138 м <sup>3</sup> . Двойных бортов нет.	138,9 т (163,4 м <sup>3</sup> )
	100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при	Производительность насосов 75 м <sup>3</sup> /ч	7,35 т (6,25 м <sup>3</sup> )

Объекты обустройства месторожд.	Положения постановления Правительства РФ от 30.12.2020 № 2366	Данные для расчета	Расчетные значения
	максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки		

### **5. Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов (с учетом проектных решений по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов) с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов для окружающей среды, населения и нормального функционирования систем его жизнеобеспечения**

Растекание нефти является основным фактором, влияющим на изменение нефтяного поля при разливе. Равномерное по всем направлениям от центра поля при спокойной воде растекание имеет наибольшую динамику в начальный период разлива. Скорость растекания нефти зависит от ее количества, вязкости, поверхностного натяжения и гидродинамических условий процесса: температуры воды, скорости ветра, волнения.

В начальной стадии растекание нефти обусловлено главным образом действием удельного веса, которому противостоит сила инерции. После растекания нефти до критической толщины около 8 мм наиболее важным фактором, способствующим распространению нефти, становится поверхностное натяжение. В дальнейшем распространение нефтяной пленки тормозится тонким слоем воды. К тому моменту, когда толщина слика станет равной толщине этого водного слоя, вязкость становится основным фактором, препятствующим растеканию, и в связи с этим скорость последнего заметно снижается.

Процесс растекания приводит к увеличению площади пятна. В растекании по поверхности моря выделяют три режима: инерционный, гравитационно-вязкий и режим поверхностного натяжения.

Переход от инерционного к гравитационно-вязкому режиму происходит тогда, когда толщина пленки  $h$  становится достаточно малой, а толщина вязкого пограничного слоя достаточно большой, так что выполняется равенство:

$$\delta = \sqrt{\nu \cdot t}, \text{ где:}$$

$\nu$  – кинематический коэффициент молекулярной вязкости воды.

Согласно работам Фей (Fay J.A. The spread of oil slicks on a calm sea. In Oil on the Sea, edited by D.Hoult, p.53 64, Plenum, New York, 1969) площадь нефтяного разлива зависит от времени с момента начала растекания.

Для гравитационно-инерционной фазы растекания, площадь пятна может быть вычислена по следующей формуле:  $A_1 = c_1 \pi \cdot t \sqrt{\Delta g Q_0}$ , где:

$A_1$  – площадь разлива;

$Q_0$  – объем нефтяного разлива;  
 $g$  – ускорение свободного падения;  
 $t$  – время с начала разлива, с;  
 $c_1=1,3$  – эмпирический коэффициент;

$$\Delta = \frac{\rho_B - \rho_H}{\rho_B}, \text{ где:}$$

$\rho_B, \rho_H$  – плотность воды и нефти (нефтепродукта) соответственно.

Для гравитационно-вязкой фазы растекания, зависимость площади нефтяного разлива от времени имеет следующий вид:

$$A_2 = c_2 \pi \cdot \sqrt{t} \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta g Q_0^2}{\nu_w}}, \text{ где:}$$

$A_2$  – площадь разлива;  
 $c_2=0,96$  – эмпирический коэффициент;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость воды.

В опытах Фейя растекание происходило на «свободной воде». Пятно имело форму окружности. Таким образом, зависимость площади поверхности от времени может быть представлена в следующем виде:

$$\pi \cdot R_1^2 = c_1 \pi \cdot t \sqrt{\Delta \cdot g \cdot Q_0} \quad \pi \cdot R_2^2 = c_2 \pi \cdot \sqrt{t} \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta g Q_0^2}{\nu_w}}$$

Откуда, зависимость радиуса пятна разлива от времени:

$$R_1 = \sqrt{c_1 \cdot t \sqrt{\Delta \cdot g \cdot Q_0}} \quad R_2 = \left( c_2 \cdot \sqrt{t} \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta g Q_0^2}{\nu_w}} \right)^{1/2}$$

Границей зоны загрязнения водной среды при разливе нефти (нефтепродуктов) представляется граница акватории, соответствующей максимально возможной площади распространения нефтяного пятна. Для определения границ распространения нефтяного поля было выполнено математическое моделирование, результаты которого представлены в приложении 4 к Плану ПЛРН (отдельный том).

В приложении 5 отражены также расчеты программного обеспечения «Модуль прогнозирования аварийных разливов нефти в Каспийском море в составе ИСЭМ на базе ПО SPILLMOD». Показаны результаты вычислений в реальном времени. Данная программа используется в проектах по оценке риска аварийных разливов нефти в Каспийском море. Модель позволяет проводить расчеты, необходимые для обоснования планов ПЛРН для морских объектов по добыче и транспортировке углеводородов, в том числе для различных стадий развития нефтяных разливов, при наличии свободных и контактных границ.

Расчетные условия и вероятности поражения участков суши определены путем моделирования поведения и распространения максимального расчетного разлива при неблагоприятных гидрометеорологических условиях.

Нефть, месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» имеет вы-

сокое содержание легких фракций, поэтому совместное действие интенсивных процессов испарения и диспергирования приводит к тому, что при усилении ветра до 12,5 – 13 м/с нефтяное пятно полностью исчезает с поверхности воды через 22 – 23 часа после аварии.

Штормовые условия обуславливает невозможность применять силы и средства для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Расстояние, которое нефтяное пятно может преодолеть в пределах 23-часового промежутка времени позволяет прогнозировать возможность загрязнения нефтью островов и ООПТ.

Участки суши, которые могут попасть в зону загрязнения нефтью и нефтепродуктов указаны в таблицах 5.1 – 5.3.

**Таблица 5.1 – Прогнозирование загрязнения участков суши при разливе нефти (нефтепродуктов) с объектов м-я им. Ю. Корчагина при штормовых условиях в пределах 24-часового промежутка времени.**

№ п/п	Наименование сухопутного объекта	Объекты месторождений	Расстояние до сухопутного объекта, км	Загрязнение нефтью прогнозируется Да/Нет
1	Остров Малый Жемчужный	ЛСП-1	52	Нет
		БК	59,8	Нет
		МПК	85	Нет
2	о. Чистой банки	ЛСП-1	77	Нет
		БК	85,5	Нет
		МПК	114	Нет
3	Участок «Кизлярский залив»	ЛСП-1	147,2	Нет
		БК	154,3	Нет
		МПК	151,7	Нет
4	Заказник «Аграханский»	ЛСП-1	148	Нет
		БК	156,9	Нет
		МПК	116,2	Нет
5	Заказник «Каспийский»	ЛСП-1	125,8	Нет
		БК	135,6	Нет
		МПК	160,4	Нет
6	о. Тюлений	ЛСП-1	120,3	Нет
		БК	128,7	Нет
		МПК	116,8	Нет
7	о. Чечень	ЛСП-1	133,6	Нет
		БК	137	Нет
		МПК	103,8	Нет

**Таблица 5.2 – Прогнозирование загрязнения участков суши при разливе нефти (нефтепродуктов) с объектов м-я им. В. Филановского при штормовых условиях в пределах 24-часового промежутка времени.**

№ п/п	Наименование сухопутного объекта	Объекты месторождений	Расстояние до сухопутного объекта, км	Загрязнение нефтью прогнозируется Да/Нет
1	Остров Малый Жемчужный	ЛСП-1	13,9	Да
		ЛСП-2	19,8	Да
		БК	8,7	Да
2	о. Чистой банки	ЛСП-1	38,2	Да
		ЛСП-2	43,9	Да
		БК	32,6	Да
3	Участок «Кизлярский залив»	ЛСП-1	117,6	Нет
		ЛСП-2	123	Нет
		БК	115	Нет
4	Заказник «Аграханский»	ЛСП-1	133,3	Нет
		ЛСП-2	135,6	Нет
		БК	134,2	Нет
5	Заказник «Каспийский»	ЛСП-1	85,6	Нет
		ЛСП-2	91,3	Нет
		БК	80	Нет
6	о. Тюлений	ЛСП-1	92,9	Нет
		ЛСП-2	97,5	Нет
		БК	90,9	Нет
7	о. Чечень	ЛСП-1	121,3	Нет
		ЛСП-2	122,8	Нет
		БК	122,2	Нет

**Таблица 5.3 – Прогнозирование загрязнения участков суши при разливе нефти (нефтепродуктов) с объектов м-я им. В. Грайфера при штормовых условиях в пределах 24-часового промежутка времени.**

№ п/п	Наименование сухопутного объекта	Объекты месторождений	Расстояние до сухопутного объекта, км	Загрязнение нефтью прогнозируется Да/Нет
1	Остров Малый Жемчужный	ЛСП-1	17,5	Да
2	о. Чистой банки	ЛСП-1	39,4	Да
3	Участок «Кизлярский залив»	ЛСП-1	123,8	Нет
4	Заказник «Аграханский»	ЛСП-1	151,2	Нет
5	Заказник «Каспийский»	ЛСП-1	86,4	Нет
6	о. Тюлений	ЛСП-1	101	Нет
7	о. Чечень	ЛСП-1	129,5	Нет

**Вывод.** В случае возникновения штормовых условий при которых невозможно применение сил и средств по локализации и ликвидации разливов нефти прогнозируется загрязнение следующих сухопутных территорий:

о. Малый Жемчужный – при аварии на объектах м-я им. В. Филановского, объектах м-я им. В. Грайфера;

о. Чистой банки - при аварии на объектах м-я им. В. Филановского и на объектах м-я им. В. Грайфера.

Определены критерии, по которым необходимо установить, при каких погодных условиях следует определять геометрические границы нефтяного поля. В данном случае понятие «наиболее неблагоприятные условия» следует понимать в смысле наибольшего количества средств, необходимых для сбора нефтяного пятна. Очевидно, что в этом контексте и боновых заграждений, и плавсредств для их доставки, и нефтесборных систем понадобится больше, если пятно будет иметь форму приближенной к форме круга.

В случае если имеется значительное ветровое воздействие, пятно принимает форму эллипса, и локализация облегчается, так как достаточно установить меньшее боновых заграждений перпендикулярно вектору движения пятна.

При значениях ветра менее 5 м/с форма пятна мало отличается от округлой. Именно по этой причине максимальное количество средств локализации

разлива требуется в маловетреную погоду. При увеличении скорости ветра происходит быстрое вытягивание пятна в эллипс, и его локализация облегчается. Таким образом, с точки зрения количества привлекаемого к операции по ЛРН оборудования, наиболее неблагоприятными погодными условиями следует признать ветер 5 м/с.

Расчетные параметры нефтяного поля при аварии на объектах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» отражены в таблице 5.4.

**Таблица 5.4 – Расчетные параметры нефтяного поля**

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
месторождение им. Ю.Корчагина						
ЛСП-1 (скважина с максимальным дебетом)	12,3	1	76	18106	477	0,68
	24,6	2	114	40623	716	0,61
	36,8	3	144	65009	904	0,57
	73,7	6	216	146631	1356	0,50
	110,5	9	274	234886	1721	0,47
	147,3	12	324	328856	2035	0,45
	196,4	16	383	458785	2405	0,43
	221	18	410	526752	2575	0,42
	293,4	24	484	733463	3040	0,40
	442,8	36	615	1184799	3862	0,37
	586,8	48	725	1646576	4553	0,36
880,2	72	918	2643141	5765	0,33	
ЛСП-1 (емкость хранения дизельного топлива)	515	1	248	193495	1559	2,66
		2	295	273643	1854	1,88
		3	327	335143	2052	1,54
		4	351	386990	2205	1,33
		6	389	473963	2440	1,08
		12	462	670279	2901	0,76
		16	496	773979	3118	0,66

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
		18	511	820929	3211	0,62
		24	549	947927	3450	0,54
БК (скважина с максимальным дебетом)	18,4	1	87	23342	546	0,79
	36,8	2	130	52368	816	0,70
	55,2	3	165	83850	1036	0,66
	110,4	6	245	188116	1539	0,59
	165,6	9	310	301882	1947	0,55
	220,8	12	367	422720	2305	0,52
	295,0	16	435	592231	2732	0,50
	331,9	18	466	679451	2926	0,49
	442,5	24	550	949900	3454	0,47
	663,8	36	697	1524484	4377	0,44
	885,1	48	825	2132313	5181	0,42
1327,6	72	1044	3420657	6556	0,39	
Нефтепровод от ЛСП-1 до МПК	2,31	1	43	5723	268	0,40
		1,4	46	6761	292	0,34
		2	51	8093	319	0,28
		2,4	53	8865	334	0,26
		4	60	11445	379	0,20
		6	67	14017	419	0,16
		12	79	19823	498	0,12

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
		16	85	22890	536	0,10
		24	94	28034	593	0,08
Мультифазный нефтепровод от БК до ЛСП-1	1,22	1	35	3739	217	0,32
		1,4	38	4424	236	0,27
		2	41	5288	258	0,23
		4	48	7478	306	0,16
		6	54	9159	339	0,13
		12	64	12952	403	0,09
		16	69	14956	433	0,08
		24	76	18317	479	0,06
ПНХ «Юрий Корчагин»	4026,5	1	514	828826	3226	4,85
		2	611	1172139	3837	3,43
		3,3	692	1505640	4349	2,67
		4	726	1657656	4563	2,43
		6	804	2030205	5049	1,98
		12	956	2871147	6005	1,40
		16	1028	3315312	6453	1,21
		18	1058	3516420	6646	1,14
		24	1137	4060412	7141	0,99
Судно обеспечения «Взморье»	107	1	147	67877	923	1,58
		1,5	163	83132	1022	1,29

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
(разгерметизация корпуса судна)		2	175	95922	1098	1,12
		4	208	135753	1306	0,79
		6	230	166263	1445	0,64
		12	274	235132	1718	0,46
		16	294	271507	1847	0,39
		24	325	332526	2044	0,32
Судно обеспечения «Взморье» (разгерметизация шланговой линии)	8,34	1	63	12385	394	0,67
		1,5	69	15169	436	0,55
		2	74	17516	469	0,48
		4	89	24771	558	0,37
		6	98	30338	617	0,28
		12	117	42904	734	0,19
		16	126	49541	789	0,17
		24	139	60676	873	0,14
месторождение им. В.Филановского						
ЛСП-1 (скважина с максимальным дебетом)	76,7	1	142	63618	894	1,20
	153,4	2	213	142729	1339	1,07
	230	3	271	229985	1699	1,01
	460	6	405	514337	2542	0,89
	690	9	513	824992	3219	0,84
	920	12	606	1153897	3807	0,80

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
	1226,6	16	717	1613745	4502	0,76
	1379,9	18	768	1851652	4822	0,74
	1840	24	908	2589302	5703	0,71
	2759,8	36	1150	4154051	7223	0,66
	3680	48	1360	5809906	8542	0,63
	5519,6	72	1723	9320912	10820	0,59
ЛСП-1 (емкость хранения дизельного топлива)	562	1	256	205095	1605	2,74
		2	304	290048	1909	1,94
		2,5	321	324284	2018	1,73
		3	336	355235	2112	1,58
		6	400	502378	2512	1,12
		12	476	710470	2987	0,79
		16	511	820381	3210	0,68
		18	526	870145	3306	0,64
ЛСП-2 (скважина с максимальным дебетом)	108,1	1	159	80353	1005	1,34
		2	240	180443	1504	1,19
		3	304	289553	1907	1,12
		6	455	649593	2856	0,98
		9	576	1041617	3617	0,93
		12	681	1457112	4278	0,89

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
	1729,3	16	805	2037029	5058	0,85
	1945,6	18	863	2337469	5418	0,83
	2594,4	24	1020	3269704	6408	0,78
	3891,2	36	1292	5245020	8116	0,74
	5188,8	48	1528	7335187	9598	0,71
	7782,4	72	1936	11767331	12157	0,66
ЛСП-2 (емкость хранения дизельного топлива)	494	1	245	188198	1537	2,62
		2	291	266153	1828	1,86
		2,5	308	297568	1933	1,66
		3	322	325969	2023	1,52
		6	383	460990	2406	1,07
		12	456	651938	2861	0,76
		16	490	752793	3075	0,66
		18	504	798458	3167	0,62
БК (скважина с максимальным дебетом)	57	1	123	47899	770	1,19
		2	184	106070	1154	1,13
		3	233	170989	1465	1,00
		6	351	388636	2209	0,88
		9	444	618072	2786	0,83
		12	525	865823	3298	0,79

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
	912	16	618	1199850	3882	0,76
	1025,8	18	669	1405205	4201	0,74
	1367,7	24	766	1844775	4813	0,73
	2051,5	36	1002	3156154	6296	0,65
	2735,4	48	1225	4716207	7696	0,58
	4103	72	1548	7528440	9724	0,54
Нефтепровод транспорта от РБ месторождения им. В. Филановского до береговых сооружений (выход на берег в Р.Калмыкия)	6,5	1	60	11406	378	0,57
		2	72	16130	450	0,40
		4	85	22811	535	0,28
		6	94	27938	592	0,23
		12	112	39510	704	0,16
		17	122	47027	768	0,14
		18	124	48390	780	0,13
		24	133	55876	838	0,12
Трубопровод транспорта с ЛСП-2 на РБ	2,6	1	44	6192	279	0,42
		2	53	8757	332	0,29
		4	63	12384	394	0,21
		6	69	15167	436	0,17
		12	83	21449	519	0,12
		16	89	24768	558	0,10
		24	91	26270	574	0,09

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
Трубопровод транспорта с БК на РБ	1,22	1	34	3739	217	0,33
		1,4	38	4424	236	0,27
		2	41	5288	258	0,23
		4	49	7478	306	0,16
		6	54	9158	339	0,13
		12	64	12952	403	0,09
		16	69	14956	433	0,08
		24	71	15863	446	0,07
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского	1,96	1	40	5129	254	0,38
		2	48	7253	302	0,27
		4	57	10258	359	0,19
		6	63	12563	397	0,15
		12	75	17767	472	0,11
		16	81	20515	508	0,09
		18	83	21759	523	0,08
		24	89	25126	562	0,07
Трубопровод транспорта от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского	1,7	1	38	4664	242	0,36
		2	46	6597	288	0,26
		4	54	9329	342	0,18
		6	60	11426	379	0,15
		12	72	16158	450	0,10

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
		16	77	18658	484	0,09
		18	79	19790	498	0,08
		24	85	22851	536	0,07
Суда обеспечения «Урай», «Покачи» (разгерметизация корпуса судна)	112,5	1	149	70183	939	1,60
		2	178	99254	1116	1,13
		4	211	140366	1328	0,80
		6	234	171913	1469	0,65
		12	278	243122	1747	0,46
		16	299	280733	1878	0,40
		24	331	343826	2078	0,32
Суда обеспечения «Урай», «Покачи» (разгерметизация шлангующей линии)	12,5	1	72	16221	451	0,77
		2	85	22940	537	0,54
		4	102	32442	638	0,38
		6	112	39733	706	0,31
		12	134	56190	840	0,22
		16	144	64883	903	0,19
		24	159	79465	999	0,15
месторождение им. В.Грайфера						
ЛСП (скважина с максимальным дебетом)	38,7	1	109	37467	686	1,03
	77,4	2	164	84099	1028	0,92
	116,1	3	207	134984	1302	0,86

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
	232,2	6	311	302977	1951	0,77
	348,3	9	394	486336	2472	0,72
	464,4	12	465	680296	2923	0,68
	619,2	16	551	951612	3457	0,65
	696,6	18	590	1091776	3703	0,63
	928,8	24	697	1527219	4380	0,61
	1393,2	36	883	2450979	5548	0,57
	1857,6	48	1045	3428477	6562	0,54
	2783,6	72	1323	5498575	8310	0,51
ЛСП (емкость хранения дизельного топлива)	163	1	169	89865	1062	1,81
		2	201	127088	1263	1,28
		2,5	213	142089	1336	1,15
		3	223	155650	1398	1,05
		6	265	220123	1663	0,74
		12	315	311301	1977	0,52
		16	338	359459	2125	0,45
		18	348	381264	2188	0,42
		24	374	440246	2351	0,37
Трубопровод транспорта от ЛСП месторождения им. В. И. Грайфера до	0,7	1	28	2582	180	0,27
		2	34	3651	214	0,19
		4	41	5163	255	0,13

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
ЛСП-2 месторождения им.В. Филановского		6	45	6324	282	0,11
		12	53	8943	335	0,08
		16	57	10327	360	0,07
		18	59	10953	371	0,06
		24	59	10953	371	0,06
Судно обеспечения «Полюс» (разгерметизация корпуса судна)	138	1	160	80424	1005	1,71
		2	190	113736	1195	1,21
		4	226	160847	1421	0,85
		6	250	196997	1573	0,70
		12	298	278596	1871	0,49
		16	320	321695	2010	0,43
		24	354	393994	2224	0,35
Судно обеспечения «Полюс» (разгерметизация шланговой линии)	6,7	1	58	10703	367	0,62
		2	69	15137	436	0,44
		4	82	21406	518	0,31
		6	91	26217	574	0,26
		12	109	37077	682	0,18
		16	117	42813	733	0,15
		24	129	52435	811	0,13
Судно обеспечения «Антарктик»	163,4	1	169	90011	1063	1,81
		2	201	127296	1264	1,28

Объекты обустройства месторождений	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Продолжительность растекания, ч	Радиус, м	Площадь, м <sup>2</sup>	Периметр, м	Толщина пленки, мм
(разгерметизация корпуса судна)		4	239	180023	1504	0,90
		6	265	220483	1664	0,74
		12	315	311810	1979	0,52
		16	339	360047	2126	0,45
		24	375	440966	2353	0,37
Судно обеспечения «Антарктик» (разгерметизация спланирующей линии)	6,25	1	57	10218	358	0,61
		2	68	14451	426	0,43
		4	81	20437	506	0,30
		6	89	25030	561	0,25
		12	106	35398	667	0,17
		16	114	40874	716	0,15
		24	126	50060	793	0,12

## **6. Географические и навигационно - гидрологические характеристики территории**

Объекты обустройства месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. Грайфера расположены на территории лицензионного участка «Северный», принадлежащего ООО «ЛУКОЙЛ» в российском секторе северо-западной части Каспийского моря. Схема расположения лицензионного участка «Северный» представлена на рисунке 2.1.

Глубины моря в районе расположения объектов обустройства месторождения им. Ю. Корчагина составляют: ЛСП-1 и ЛСП-2 – 11,2 м, МПК - 20,5 м.

Ближайшими объектами являются:

- порт Астрахань на расстоянии 345 км;
- о-в Малый Жемчужный на расстоянии 52 км;
- о-в Тюлений на расстоянии 120 км;
- о-в Чечень на расстоянии 130 км;
- порт Баутино (Казахстан) на расстоянии около 110 км;
- судоходный морской путь – порт Астрахань – порт Баутино на расстоянии около 90 км;
- береговая черта к западу от ЛСП-1 в 90 км.

Прямой путь воздушного транспорта к г. Астрахань составляет 170 км.

Направлениями вывоза нефти с МПК являются:

- порт Махачкала (основной) на расстоянии 213 км от ПНХ на запад;
- порт Оля на расстоянии 337 км от ПНХ на север;
- порт Нека (Иран) на расстоянии 925 км от ПНХ на юг.

Глубины моря в местах установки морских сооружений обустройства месторождения им. В. Филановского составляют: ЛСП-1 – 6,8 м; ЛСП-2 - 9,4 м; ЦТП – 7,2 м; РБ – 7,4 м; БК – 6,9 м.

Ближайшими объектами являются:

- о. Малый Жемчужный 14 км;
- о. Тюлений 93 км;
- ближайшее российское побережье 130 км.

Объекты обустройства месторождения им. В. Грайфера расположены в мелководной зоне на удалении около 100 км от западного побережья, на расстоянии около 160 км от г. Астрахань, в 17,5 км восточнее о. Малый Жемчужный.

Ближайшее месторождение – им. В. Филановского – находится в 8,5 км южнее, месторождение им. Ю. Корчагина – в 36 км на юго-восток. Расположение объектов месторождений показано на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1. Карта расположения объектов обустройства месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. Грайфера

## 7. Гидрометеорологические и экологические особенности района

Основные черты климата района определяются его географическим положением и характеризуют его как континентальный, в некоторой степени смягченный морскими водными массами. Это выражается в несколько меньших наблюдаемых экстремальных температурах воздуха летом и зимой, более высоких средних характеристиках влажности воздуха, повторяемости ограниченной видимости за счет густых дымок и туманов в холодное время года, а также весной и осенью, особенностях ветрового режима.

К опасным метеорологическим явлениям (ОЯ) относятся явления погоды, которые интенсивностью, продолжительностью и временем возникновения представляют угрозу безопасности людей, а также могут нанести значительный ущерб отраслям экономики. К неблагоприятным метеорологическим явлениям (НЯ) относятся метеорологические явления, которые по своим характеристикам (интенсивности, продолжительности) не достигают критериев ОЯ, но значительно затрудняют хозяйственную деятельность.

Для данного района в соответствии с типовым перечнем Росгидромета (РД 52.27.724 – 2019 «Наставление по краткосрочным прогнозам погоды общего назначения») к перечню НЯ и ОЯ можно отнести сильные и продолжительные осадки, очень сильный ветер, шквалы и смерчи, сильные туманы и атмосферное обледенение. Наиболее вероятными из перечисленных явлений являются усиления ветра. При достижении и превышении скорости ветра 33 м/с, он считается ураганным.

### Метеорологические условия

#### Ветер

Таблица 7.1 - Скорости ветра (м/с), возможные 1 раз в год, 5, 10, 25, 50 и 100 лет, на высоте 10 м при часовом, 10 и 2-минутном интервалах осреднения

T (лет)	Направление, румбы								Общее
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
Осреднение 1 час									
1	20,7	14,5	16,8	20,0	14,3	9,4	16,0	24,0	24,0
5	23,2	16,6	18,8	22,1	16,7	12,1	19,0	26,9	26,9
10	24,3	17,5	19,6	23,1	17,7	13,2	20,2	28,2	28,2
25	25,8	18,6	20,8	24,3	19,0	14,6	21,9	29,9	29,9
50	26,9	19,5	21,6	25,3	20,0	15,7	23,1	31,1	31,1
100	28,0	20,4	22,5	26,2	21,0	16,8	24,3	32,4	32,4
Осреднение 10 мин									
1	22,4	15,5	18,1	21,6	15,3	10,0	17,2	26,1	26,1
5	25,3	17,8	20,3	24,0	17,9	12,9	20,5	29,5	29,5
10	26,5	18,8	21,2	25,1	19,1	14,1	21,9	30,9	30,9
25	28,2	20,1	22,5	26,5	20,6	15,7	23,7	32,9	32,9

T (лет)	Направление, румбы								Общее
	C	CB	B	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
50	29,4	21,1	23,5	27,6	21,7	16,9	25,1	34,3	34,3
100	30,7	22,1	24,4	28,7	22,8	18,1	26,5	35,5	35,5
Осреднение 2 мин									
1	24,0	16,5	19,2	23,1	16,2	10,5	18,3	27,8	27,8
5	27,1	18,9	21,6	25,7	19,1	13,6	21,9	31,6	31,6
10	28,5	20,0	22,7	26,9	20,3	14,9	23,4	32,9	32,9
25	30,3	21,4	24,1	28,5	21,9	16,6	25,4	34,9	34,9
50	31,7	22,5	25,1	29,7	23,2	17,9	27,0	36,9	36,9
100	33,1	23,6	26,2	30,9	24,4	19,2	28,5	38,0	38,0

Таблица 7.2 - Скорости ветра (м/с), возможные 1 раз в год, 5, 10, 25, 50 и 100 лет, на высоте 10 м в порывах с интервалами осреднения 5 и 3 секунды

T (лет)	Направление, румбы								Общее
	C	CB	B	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
Осреднение 5 с									
1	27,0	18,3	21,5	25,9	18,0	11,5	20,4	31,8	31,8
5	30,7	21,2	24,3	29,1	21,3	15,0	24,6	36,3	36,3
10	32,4	22,4	25,5	30,5	22,7	16,5	26,4	38,3	38,3
25	34,6	24,1	27,1	32,4	24,6	18,5	28,7	40,9	40,9
50	36,2	25,3	28,4	33,8	26,1	20,0	30,6	42,9	42,9
100	37,9	26,6	29,6	35,2	27,5	21,5	32,4	44,9	44,9
Осреднение 3 с									
1	27,5	18,6	21,8	26,4	18,3	11,7	20,8	32,0	32,0
5	31,3	21,5	24,7	29,6	21,7	15,3	25,0	36,7	36,7
10	33,0	22,8	26,0	31,1	23,1	16,8	26,8	38,6	38,6
25	35,2	24,5	27,6	33,0	25,1	18,8	29,3	40,7	40,7
50	37,0	25,8	28,9	34,4	26,5	20,3	31,1	42,8	42,8
100	38,7	27,1	30,2	35,9	28,0	21,9	33,0	44,9	44,9

Таблица 7.3 - Среднее число дней со скоростью ветра менее 4, 8, 12, 16 и 20 м/с по месяцам и за год

V, (м/с)	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<4	0	0	0	1	2	3	3	2	1	1	0	0	13
<8	5	5	8	11	14	17	17	15	10	8	6	5	121
<12	16	16	20	23	26	26	28	26	23	20	17	17	258
<16	25	24	28	29	30	29	31	30	28	28	26	26	332
<20	29	27	30	30	31	30	31	31	30	31	29	30	359

Примечание: продолжительность ветровых ситуаций определена по данным 4-х срочных наблюдений (дискретность 6 часов)

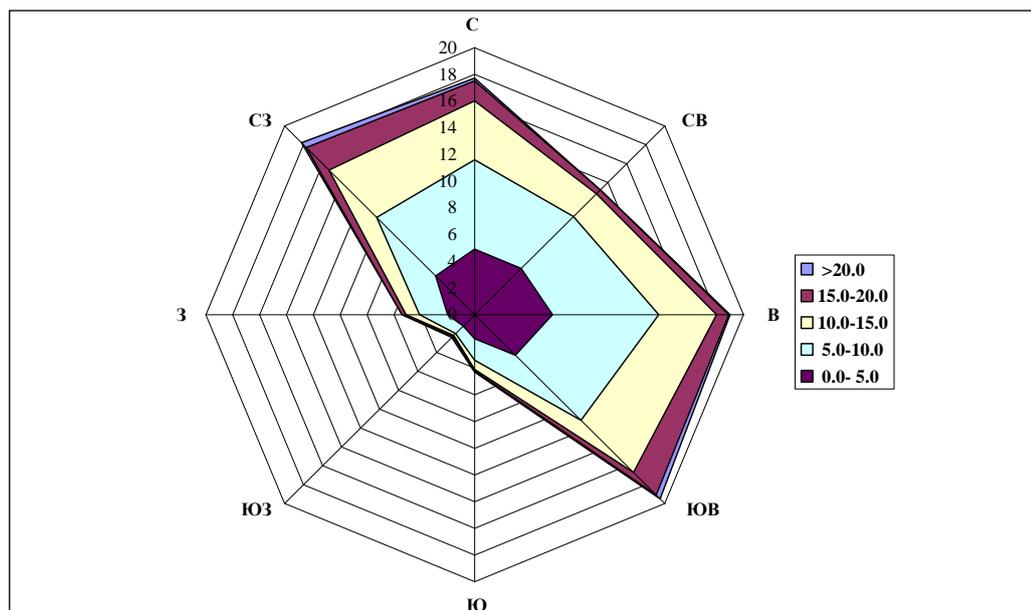


Рисунок 7.1. Годовая роза повторяемости скорости ветра

Длительность штормов и окон погоды для различных скоростей ветра представлена в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Длительность (сутки) штормов  $S$  и окон погоды  $\Theta$  для скоростей ветра по градациям (средние значения, среднеквадратические отклонения  $\sigma$  и максимальные значения)

V (м/с)	Шторма $S (\geq V)$			Окна погоды $\Theta (< V)$		
	S	$\sigma_s$	max[S]	$\Theta$	$\sigma_\Theta$	max[ $\Theta$ ]
<b>ЯНВАРЬ</b>						
5	3,0	1,9	8,9	0,6	0,9	1,8
10	1,3	1,3	3,8	1,8	1,5	5,6
15	0,8	1,0	2,3	5,6	2,6	16,8
20	0,4	0,8	1,3	23,3	5,3	31,0
25	0,2	0,3	0,4	31,0	-	31,0
<b>ФЕВРАЛЬ</b>						
5	3,1	2,0	9,2	0,6	0,9	1,9
10	1,2	1,3	3,7	2,1	1,6	6,3
15	0,7	1,0	2,2	6,6	2,9	19,9
20	0,5	0,8	1,5	28,0	-	28,0
25	0,2	0,3	0,6	28,0	-	28,0

Продолжение таблицы 1.5

V (м/с)	Шторма S ( $\geq V$ )			Окна погоды $\Theta (< V)$		
	S	$\sigma_S$	max[S]	$\Theta$	$\sigma_\Theta$	max[ $\Theta$ ]
<b>МАРТ</b>						
<b>5</b>	2,8	1,9	8,1	0,7	1,0	2,2
<b>10</b>	1,0	1,1	3,1	2,5	1,7	7,3
<b>15</b>	0,6	0,9	1,9	10,1	3,5	28,0
<b>20</b>	0,4	0,7	1,2	31,0	-	31,0
<b>25</b>	0,2	0,2	0,4	31,0	-	31,0
<b>АПРЕЛЬ</b>						
<b>5</b>	2,1	1,6	6,4	0,9	1,0	2,6
<b>10</b>	0,9	1,0	2,6	3,5	2,0	10,6
<b>15</b>	0,6	0,8	1,6	20,6	4,8	29,7
<b>20</b>	0,4	0,6	1,1	30,0	-	30,0
<b>25</b>	0,2	0,2	0,4	30,0	-	30,0
<b>МАЙ</b>						
<b>5</b>	1,8	1,5	5,5	1,0	1,1	3,2
<b>10</b>	0,9	1,0	2,5	4,8	2,3	14,3
<b>15</b>	0,6	0,8	1,7	24,7	5,3	31,0
<b>20</b>	0,4	0,8	1,3	31,0	-	31,0
<b>25</b>	0,2	0,3	0,5	31,0	-	31,0
<b>ИЮНЬ</b>						
<b>5</b>	1,4	1,3	4,2	1,3	1,2	3,8
<b>10</b>	0,7	0,9	2,1	6,5	2,7	19,4
<b>15</b>	0,4	0,8	1,3	27,2	1,5	30,0
<b>20</b>	0,2	0,6	0,6	30,0	-	30,0
<b>25</b>	0,1	0,2	0,2	30,0	-	30,0
<b>ИЮЛЬ</b>						
<b>5</b>	1,4	1,3	4,4	1,3	1,2	3,8
<b>10</b>	0,7	0,9	2,0	7,1	2,8	20,8
<b>15</b>	0,3	0,7	1,0	28,6	1,6	31,0
<b>20</b>	0,1	0,1	0,2	7,8	-	31,0

Продолжение таблицы 1.5

V (м/с)	Шторма S ( $\geq V$ )			Окна погоды $\Theta (< V)$		
	S	$\sigma_s$	max[S]	$\Theta$	$\sigma_\Theta$	max[ $\Theta$ ]
<b>АВГУСТ</b>						
<b>5</b>	1,9	1,5	5,6	1,2	1,1	3,5
<b>10</b>	0,8	1,0	2,4	5,7	2,5	17,0
<b>15</b>	0,5	0,7	1,3	27,4	1,5	31,0
<b>20</b>	0,2	0,2	0,5	31,0	-	31,0
<b>25</b>	0,1	0,1	0,2	31,0	-	31,0
<b>СЕНТЯБРЬ</b>						
<b>5</b>	2,1	1,6	6,5	0,9	1,0	2,5
<b>10</b>	0,9	1,1	2,8	3,4	2,0	10,1
<b>15</b>	0,6	0,8	1,6	18,5	4,6	29,2
<b>20</b>	0,3	0,6	1,0	30,0	1,2	30,0
<b>25</b>	0,1	0,2	0,3	30,0	-	30,0
<b>ОКТАБРЬ</b>						
<b>5</b>	2,6	1,8	7,8	0,7	1,0	2,2
<b>10</b>	1,2	1,1	3,4	2,5	1,7	7,3
<b>15</b>	0,6	0,9	2,0	9,9	3,4	28,0
<b>20</b>	0,4	0,7	1,2	31,0	-	31,0
<b>25</b>	0,2	0,2	0,4	31,0	-	31,0
<b>НОЯБРЬ</b>						
<b>5</b>	3,0	2,0	9,1	0,6	0,9	2,0
<b>10</b>	1,2	1,2	3,6	2,0	1,5	6,0
<b>15</b>	0,7	0,9	2,0	7,1	2,9	21,3
<b>20</b>	0,5	0,8	1,6	30,0	-	30,0
<b>25</b>	0,2	0,3	0,6	30,0	-	30,0
<b>ДЕКАБРЬ</b>						
<b>5</b>	3,0	1,9	8,9	0,6	0,9	1,9
<b>10</b>	1,2	1,3	3,7	2,0	1,5	5,9
<b>15</b>	0,7	1,0	2,2	6,5	2,8	19,4
<b>20</b>	0,5	0,8	1,5	31,0	-	31,0
<b>25</b>	0,2	0,3	0,6	31,0	-	31,0

### Шквалы и смерчи

В восточном секторе Северного Каспия в период с 2006 г. по настоящее время периодически отмечаются смерчи, также не зафиксированные наблюдательной метеорологической сетью, но имеющие подтверждение в виде фото и видеоматериалов. Благоприятствующую роль в образовании смерчей играют температурные контрасты между перегретой пустынной сушей и акваторией моря.

По многолетним наблюдениям Астраханского центра по гидрометеорологии за период 1977-2002 гг. на территории области шквалы и смерчи отмечались в мае (39,4%), июне (21,3%), июле (15,3%) и по 12% в августе-сентябре.

В 51,5% случаев эти явления наблюдались на холодных фронтах, в 22,2% случаев – на теплых фронтах, в 9,1% случаев – на фронтах окклюзии и в 18,2% при внутримассовых атмосферных процессах [Вознесенская, Бесчетнова 2002].

### Пыльные бури

Среднее число дней с пыльными бурями 6, максимальное число дней с пыльными бурями 19 (1980 год).

**Таблица 7.5 - Повторяемость (%) пыльных бурь различной непрерывной продолжительности, средняя и максимальная продолжительность**

Продолжительность, ч							Максимум		Средняя
<3	3-6	6-9	9-12	12-15	15-18	18-21	Часы	Дата	
57	22	12	5	2	1	1	21	26 II 1951	4

### Метели

**Таблица 7.6 - Повторяемость (%) метелей различной непрерывной продолжительности, средняя и максимальная продолжительность**

Продолжительность, ч									Максимум		Средняя
<3	3-6	6-9	9-12	12-15	15-18	18-21	21-24	>24	Часы	Дата	
43,8	9,6	19,2	15,1	6,8	2,7	-	1,4	1,4	31	7-8 I 1958	5,9

### Грозы

**Таблица 7.7 - Среднее число дней с грозой и суммарная продолжительность**

Месяцы												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее число дней с грозой												
-	-	-	0,006	1,1	2,2	3,0	1,4	0,4	0,03	-	-	8,2
Средняя суммарная продолжительность, ч												
-	-	-	1,3	2,2	2,4	3,0	2,4	3,4	0,1	-	-	14,8

### Град

Выпадение града происходит в послеполуденные часы и обычно продолжается от нескольких минут до получаса (80-100%). Градобития сопровождаются шквальным ветром и ливневыми осадками.

**Таблица 7.8 - Повторяемость (%) числа дней с градом**

<i>Месяцы</i>											
<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>
-	-	-	-	33,6	16,6	16,6	16,6	16,6	-	-	-

### Температура воздуха

#### *Среднемесячные и экстремальные значения температуры*

Для определения средних и экстремальных значений температуры воздуха в районе объектов обустройства месторождений использованы данные многолетних метеорологических наблюдений по ближайшим российским гидрометеорологическим станциям (ГМС) «о. Искусственный», «о. Чистой Банки» [Гидрометеорология..., 1991; Гидрометеорологические..., 1986; Справочник по климату, вып. 13, часть II, 1966] и данные судовых наблюдений, (таблица 7.8).

**Таблица 7.9 - Экстремальные и среднемесячные значения температуры воздуха (°С) по данным ближайших к району работ ГМС**

<i>Параметр</i>	<i>месяцы</i>												<i>Год</i>
	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>	
<b>ГМС «о.Искусственный» (1929-1965)</b>													
Средняя	-5,5	-4,8	0,3	9,5	17,0	21,8	24,8	24,1	18,4	11,3	4,5	-1,6	10,0
Минимум	-26	-30	-23	-5	3	10	15	12	4	-5	-22	-27	-30
Максимум	8	14	20	26	35	35	36	36	33	27	17	9	36
<b>ГМС «о.Чистой Банки» (1940-1958)</b>													
Средняя	-4,3	-4,2	0,5	9,1	17,4	22,2	25,2	24,0	18,5	11,6	4,6	-1,1	10,3
Минимум	-26	-32	-23	-6	2	9	14	9	3	-5	-21	-28	-32
Максимум	10	11	19	24	33	36	34	35	32	28	19	15	36

#### *Сведения о суточном ходе температур в зимние месяцы*

В суточном ходе температуры воздуха отмечается один максимум и один минимум. В течение большей части года (зима, весна, осень) максимум температуры наступает в 13-14 часов. Минимум суточной температуры воздуха приходится зимой на 6-7 часов, весной и летом – на 4-5 часов, осенью – на 5-6 часов.

Наименьшими суточными колебаниями температуры отличаются зимние месяцы, величина колебаний, как правило, лежит в пределах 3°С. Наибольшие суточные колебания температуры воздуха характерны для теплого периода и осени.

**Таблица 7.10 - Средние значения суточных колебаний температуры воздуха по месяцам и в среднем за год (°С)**

Месяцы											
XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
1,5	1,6	1,9	2,3	3,6	3,9	4,0	3,9	3,8	3,3	2,8	2,0
Сезоны											
Зима (XII-II)			Весна (III-V)			Лето (VI-VIII)			Осень (IX-XI)		
1,7			3,3			3,8			2,7		
Год											
2,9											

Средняя дата перехода температуры воздуха ниже 0°С – 11 декабря;  
 Средняя дата перехода температуры воздуха выше 0°С – 9 марта.

*Распределение осадков по месяцам*

Данные об ежемесячном количестве осадков и их сумме за год [Гидрометеорология..., 1992; Гидрометеорологические условия..., 1986; Справочник по климату..., вып. 13, часть IV, 1968, Справочник по климату..., вып. 15, часть IV, 1969,] приведены в таблице 7.10.

**Таблица 7.11 - Данные об ежемесячном количестве осадков и их сумме за год**

ГМС	Месяцы												Сумма за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
«о. Искусственный»	13	11	10	10	13	15	10	10	10	9	10	10	156
«о. Чистой Банки»	13	11	11	11	14	15	11	11	11	10	11	11	140

Туман

Наиболее часто туманы наблюдаются в море с ноября по апрель [Гидрометеорология..., 1991; Справочник по климату..., вып. 13, часть IV, 1968]. В таблице 7.11 приводится повторяемость числа дней с туманом по данным ближайших к району работ ГМС.

**Таблица 7.12 - Количество дней с туманом (видимость < 1 км) по месяцам и за год**

Месяцы												Сумма за год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
7,0	8,0	6,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,5	4,0	4,0	7,0	39,0

Туманы наблюдаются в основном в предутренние и утренние часы в период полного затишья или слабых (1-3 м/с) ветров, при понижении температуры перед восходом солнца. На северо-западном побережье на долю таких туманов в теплое полугодие приходится 60-65 % случаев с туманом. Рассея-

ние туманов происходит днем после восхода солнца при некотором повышении температуры воздуха и усилении ветра.

В течение всего года наиболее вероятны (более 85%) туманы с продолжительностью до 6 часов. Следует отметить, что на акватории Северного Каспия наибольшая продолжительность одного тумана достигает трех суток и более.

#### *Продолжительность и сроки навигационного периода*

Согласно [Гидрометеорология..., 1992], отмечены следующие сроки основных ледовых фаз (таблица 7.12).

**Таблица 7.13 - Сроки ледовых фаз**

Появление устойчивого льда			Окончательное очищение ото льда		
Средний	Ранний	Поздний	Средний	Ранний	Поздний
22.12	08.11	05.01	20.03	15.03	22.04

Продолжительность навигационного периода: средняя – 9,5 месяцев; максимальная – 10,5 месяцев (район свободен ото льда практически круглый год); минимальная - 7 месяцев.

#### Гидрологические условия

##### Режим уровня моря

##### *Общая характеристика колебаний уровня моря, приливы*

Колебания уровня Каспийского моря происходят вследствие изменения составляющих водного баланса и, прежде всего, величины речного стока, а также испарения. С изменениями составляющих водного баланса связаны межгодовые и сезонные колебания уровня моря. Средние годовые уровни изменяются от года к году в пределах 30 см.

Размах приливных колебаний уровня Каспийского моря не превышает 7 см. Соответственно наивысший и наименьший теоретические уровни моря, возможные по астрономическим причинам не превысят 4 см.

##### *Сезонные колебания уровня моря*

Внутригодовые колебания уровня Каспия имеют четко выраженный периодический (сезонный) характер, который хорошо прослеживается по среднемесячным величинам. Сезонный ход уровня определяется сезонными изменениями составляющих водного баланса. Основную роль в сезонном подъеме уровня играет сток рек (75% - сток Волги), а в спаде – испарение с водной поверхности моря. За счет притока речных вод происходит повышение уровня в среднем за год на 77 см (от 55 до 115 см), что в отдельные годы составляет 60-90% годового приращения уровня моря.

Роль атмосферных осадков в сезонных колебаниях уровня по сравнению со стоком рек и испарением менее существенна. Ежегодное повышение уровня моря в результате выпадения атмосферных осадков на водную поверхность составляет приблизительно 20 см, тогда как за счет испарения уровень понижается в среднем за год на 97 см.

В Северном Каспии по сравнению с морем в целом размах годовых колебаний немного больше и составляет за многолетний период на ГМС «о.Кулалы» около 34 см и на ГМС «о.Тюлений» 40 см. В отдельные годы размах сезонного хода уровня моря значительно изменялся, составляя, например, на ГМС «о.Тюлений» 20 см в 1968 г. и 71 см в 1959 г., на ГМС «о.Кулалы» 20 см в 1983 г. и 51 см в 1942 г. Наиболее значительные сезонные колебания уровня отмечаются в мелководной части устьевого взморья Волги, в особенности у морского края дельты, где они достигают в среднем 1 м и постепенно уменьшаются к морскому бару до значений, характерных для сезонного хода всего Каспийского моря. Годовой ход может искажаться сгонно-нагонными колебаниями уровня. Так, в ноябре 1952 г. средний месячный уровень под влиянием сильного нагона был на 25 см выше обычного.

По данным [Гидрометеорологические условия..., 1986] сезонные колебания уровня на ГМС «о. Укатный» составляют 30 см, с максимумом в июне-июле (отклонение от среднегодового уровня 14-16 см) и минимумом в феврале – отклонение от среднегодового уровня около 15 см.

**Таблица 7.14 - Сезонная изменчивость уровня моря (см)**

Характеристика уровня, см	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Максимальный	33	18	7	13	32	43	28	38	27	23	26	31
Средний	-12	-12	-8	2	11	9	7	7	2	-2	-2	-2
Минимальный	-42	-28	-42	-23	-8	-7	-6	-8	-22	-27	-44	-25

### Температура воды

*Среднемесячные и экстремальные значения температуры и солености воды на стандартных горизонтах (включая придонный)*

Результаты расчетов режимных характеристик температуры морской воды по месяцам для поверхностного слоя воды (стандартная глубина измерения - 30 см) приведены в таблице 7.14 [Гидрометеорологические условия..., 1986].

**Таблица 7.15 - Статистики температуры воды (°С) в северной части Каспийского моря**

ГМС	T <sub>воды</sub>	Месяцы												Год
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
«о. Искусственный» (1941-1980)	сред.	0,2	0,3	2,2	10,6	18,0	22,9	25,4	24,9	19,4	11,9	4,8	1,0	11,8
	макс.	4,4	7,2	15,1	24,4	28,1	31,3	35,1	32,0	30,0	21,7	15,7	9,4	35,1
	мин.	-0,2	-0,1	-0,3	0,0	5,1	13,4	16,9	12,1	6,5	0,0	-0,1	-0,2	-0,3
«о. Чистой	сред.	0,3	0,5	2,8	11,2	19,1	24,0	25,8	25,0	18,7	12,3	4,7	1,0	12,1

ГМС	Т <sub>воды</sub>	Месяцы												Год
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Банки» (1941 - 1943, 1945, 1947 - 1957)	макс.	7,5	8,7	16,6	27,7	31,3	32,2	34,5	34,0	30,1	24,7	17,1	8,7	34,5
	мин.	-0,6	-0,7	-0,3	0,0	6,8	12,9	15,7	11,0	2,6	-0,1	-0,4	-0,9	-0,9

Примечание: в скобках приведены годы наблюдений

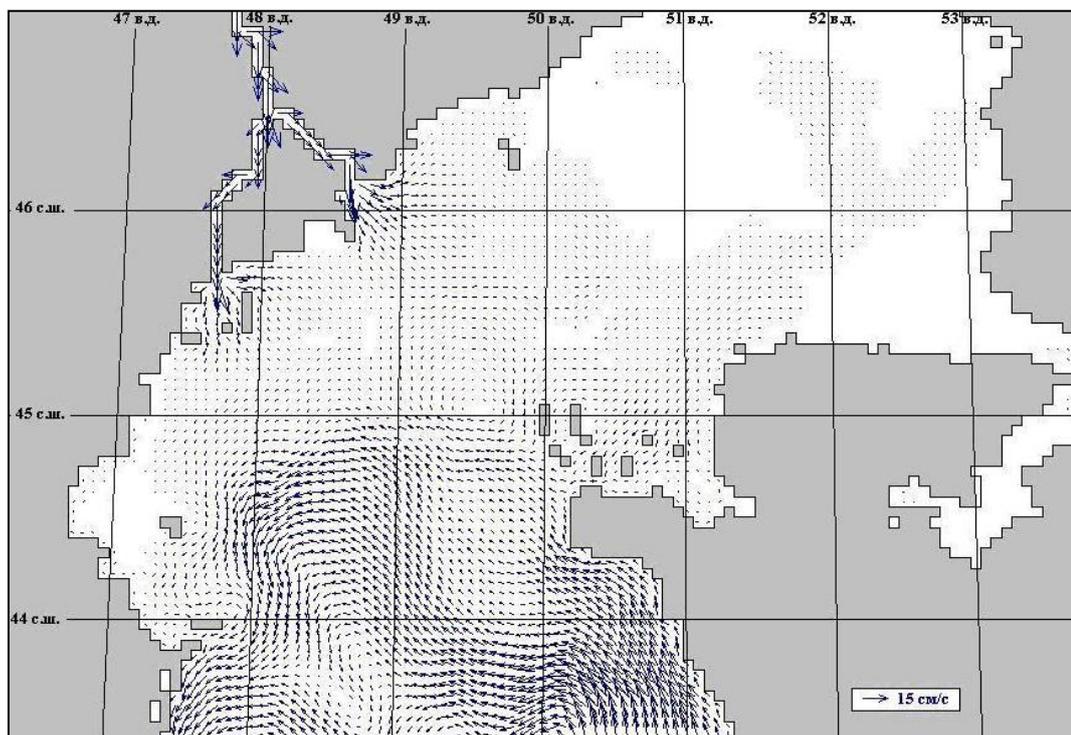
### Течения

При устойчивом ветре над Северным Каспием на Кулалинском пороге более 80% времени действуют устойчивые дрейфовые или дрейфово-градиентные течения, когда обычно наблюдается однонаправленный поток вод. Дрейфовое течение на фазе своего развития создает нагон или сгон у восточного или западного берега Северного Каспия, вызывая на фазе затухания скорости ветра при существенном изменении его направления градиентное течение в виде компенсирующего уклон водной поверхности потока обратного направления.

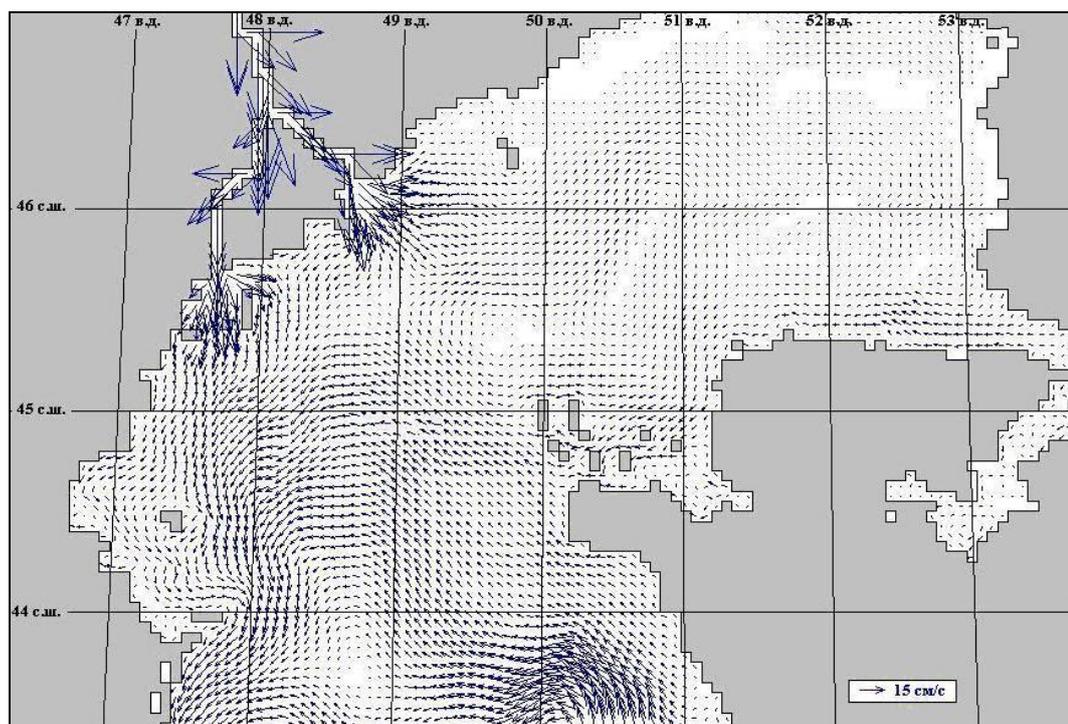
Анализ материалов наблюдений на станциях показал, что при устойчивом ветре течение однонаправленно от поверхности до дна. При неустойчивых, обычно слабых течениях, когда отмечается смена параметров ветра, происходит коренная перестройка направления течения, могут проявляться двухслойные потоки, однако повторяемость таких случаев мала. При среднем уровне моря –28,0 м БС в 85-90% случаев наблюдений течение у дна отклоняется от направления течения в поверхностном слое не более чем на  $\pm 45^\circ$ . Только в редких случаях (2-5%) перестройки с одного преобладающего направления течения на другое могут наблюдаться кратковременные (1-2 ч) придонные противотечения.

Установлено, что независимо от других параметров, на мелководье (до глубины 4 м) касательное напряжение действия ветра является преобладающей силой, вызывающей движение вод. Весь слой воды должен двигаться по направлению ветра, отклоняясь в соответствии с рельефом дна и конфигурации береговой черты. Данные многочисленных наблюдений на устьевых взморьях рек показали, что при отсутствии резко выраженного слоя скачка плотности воды дрейфовые течения при устойчивом ветре в районах с глубинами менее 4-5 м почти всегда однонаправлены по вертикали и не имеют компенсационных придонных противотечений. Развитие придонных противотечений затруднено, поскольку в связи с большими значениями коэффициентов вертикального обмена при таких глубинах вообще не могут создаваться вертикальные градиенты скорости больше тех критических значений, которые необходимы для развития противотечений в придонном слое. Приближенный расчет Ржеплинского [Ржеплинский, 1955] показал, что критическая глубина существования двухслойного течения составляет около 5 м, т.е. больше, чем глубины на Кулалинском пороге.

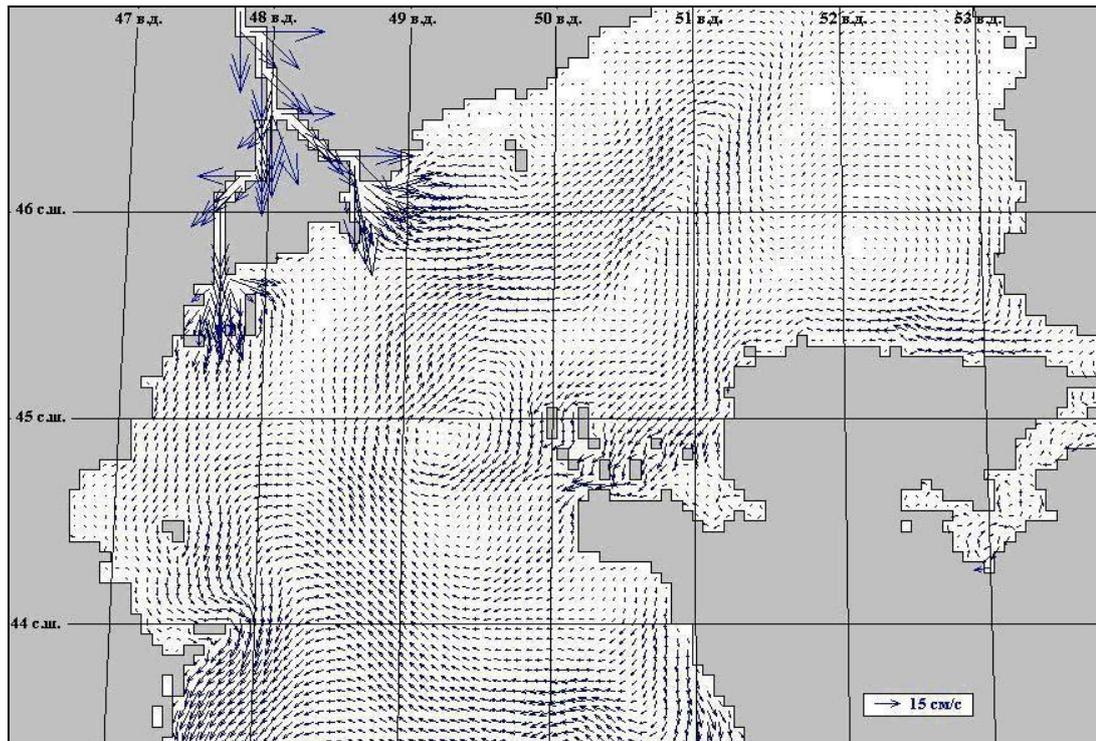
*Общая схема течений в районе исследований с детализацией по сезонам*  
Рассчитанные общие схемы квазипостоянных течений по сезонам приведены на рисунках 7.2-7.5.



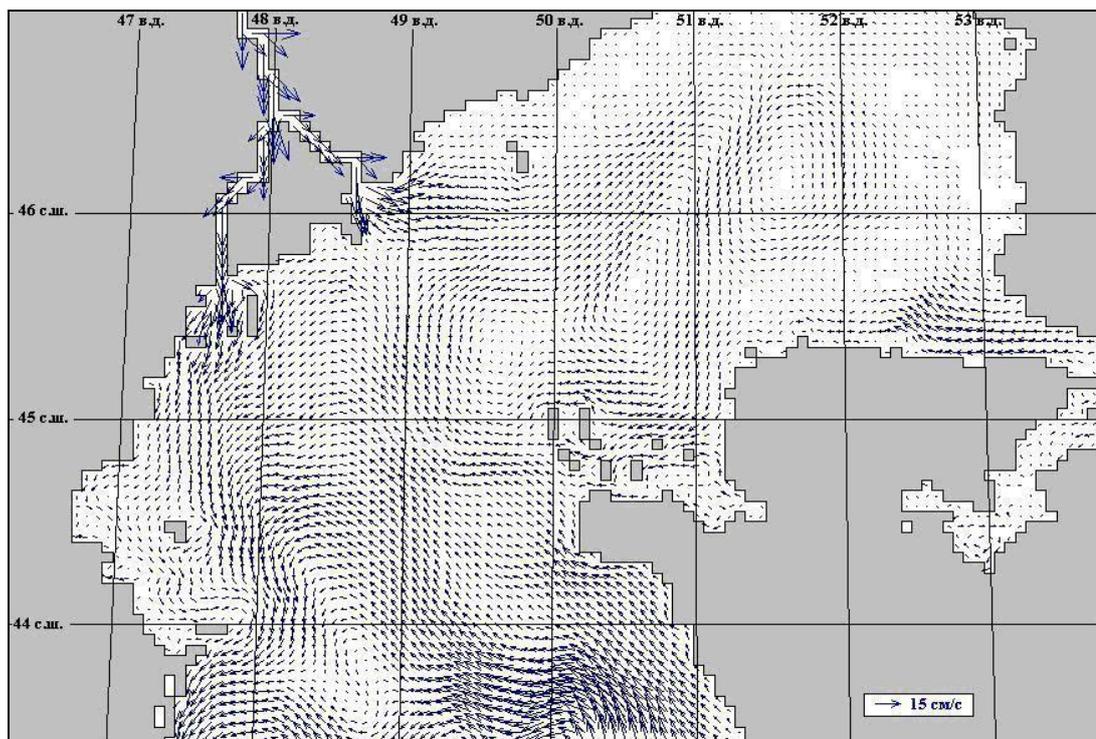
**Рисунок 7.2. Общая схема квазипостоянных течений для зимнего периода**



**Рисунок 7.3. Общая схема квазипостоянных течений для весеннего периода**



**Рисунок 7.4. Общая схема квазипостоянных течений для летнего периода**



**Рисунок 7.5. Общая схема квазипостоянных течений для осеннего периода**

Повторяемость скоростей течения по направлениям представлены в таблице 7.16.

**Таблица 7.16 - Повторяемость скоростей течения (см/с) по направлениям**

Скорость течения, см/с	Направление скорости течения, градусы ГОРИЗОНТ 1,0 метр																								Σ
	360	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285	300	315	330	345	
0,1-5	0,3	0,4	0,4	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,4	0,5	0,1	0,1	0,4	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	6,2
5-10	0,1	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,9	1,1	0,8	0,8	1,9	1,3	1,4	1,0	0,8	0,5	0,6	0,9	17,7
10-15	0,3	0,4	0,7	0,4	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,6	0,7	0,8	1,6	1,4	1,9	2,6	1,7	2,0	1,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	22,0
15-20	0,3	0,3	0,5	0,3	0,8	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	1,0	1,2	1,1	1,3	2,2	2,9	2,0	1,7	1,0	1,2	0,7	0,3	0,4	0,3	21,7
20-25	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,4	0,4	1,4	1,7	2,0	1,9	1,5	1,1	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	14,8
25-30	0,1	-	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,4	0,3	-	-	0,1	0,3	0,4	1,2	0,8	1,0	0,5	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1	-	7,2
30-35	0,1	-	0,3	0,2	0,2	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,5	0,2	0,3	-	0,1	0,1	-	-	4,7
35-40	0,1	0,1	-	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-	0,1	-	-	-	3,3
40-45	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,9
45-50	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	0,1	-	-	-	0,1	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	0,6
50-55	-	-	-	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
55-60	-	-	-	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
60-65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
>65	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Сумма	1,4	1,7	2,6	2,4	3,3	3,5	3,3	3,7	2,2	2,4	2,6	3,5	5,4	6,5	9,0	10,5	9,6	7,7	6,3	3,8	2,7	2,0	2,0	2,1	100,0
V <sub>макс</sub>	37,4	37,6	67,8	58,4	59,9	56,9	44,5	40,6	47,2	35,1	35,4	38,6	48,3	69,6	56,9	53,7	41,7	47,0	39,8	28,5	36,1	31,4	26,4	24,2	69,6
V <sub>сред</sub>	14,8	12,0	16,1	23,2	23,3	23,9	20,5	16,6	18,9	14,6	15,1	15,4	16,1	18,7	20,2	18,3	17,4	16,7	14,9	14,5	14,6	12,5	12,1	11,1	17,4
	Направление скорости течения, градусы ГОРИЗОНТ 2,0 метра																								
0,1-5	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,1	0,4	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,6	7,9
5-10	0,6	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,7	0,5	0,6	0,7	1,0	1,2	1,6	1,3	1,4	1,1	1,3	1,5	1,0	1,1	0,8	0,6	0,6	0,4	20,0

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

Скорость течения, см/с	Направление скорости течения, градусы ГОРИЗОНТ 1,0 метр																								Σ
	360	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285	300	315	330	345	
10-15	0,1	0,6	0,5	0,8	0,7	0,3	0,7	0,6	0,8	0,2	1,0	0,6	1,6	1,7	2,1	2,5	2,5	2,5	2,2	1,3	0,6	0,6	0,6	0,4	25,4
15-20	0,3	0,2	0,6	0,6	0,7	0,8	0,5	0,3	0,4	0,1	0,4	0,6	1,3	1,8	1,9	2,8	2,6	2,6	1,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,4	22,4
20-25	0,3	0,4	0,5	1,0	0,5	1,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,4	0,1	0,6	1,2	0,9	1,9	1,4	0,6	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,2	12,8
25-30	0,2	-	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4	0,1	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,6	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1	-	0,1	-	0,1	6,3
30-35	0,1	0,1	-	0,1	0,3	0,3	0,2	-	-	-	0,1	-	0,2	0,1	0,3	0,4	0,1	0,2	-	-	0,1	-	-	-	2,5
35-40	-	0,1	-	0,1	0,2	0,2	0,1	-	-	-	0,1	-	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	1,4
40-45	-	0,1	0,1	0,2	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
45-50	-	-	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,4
50-55	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
55-60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
>60	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Сумма	1,6	2,2	2,7	3,8	3,8	3,8	3,2	2,0	2,5	1,6	3,1	2,9	6,2	7,5	7,8	9,9	9,1	8,3	5,6	3,7	2,5	2,2	2,2	2,0	100,0
V <sub>макс</sub>	30,4	43,5	45,4	44,4	62,4	37,3	44,7	29,8	24,5	29,2	39,6	29,4	59,4	46,0	52,7	44,2	47,9	32,1	29,8	28,5	31,5	27,9	23,1	25,3	62,4
V <sub>сред</sub>	15,3	16,2	17,7	19,7	22,3	20,2	17,2	12,8	11,1	10,1	13,3	10,9	14,1	15,9	16,7	17,1	16,1	14,7	14,6	12,9	11,4	12,1	11,2	11,0	15,5
Направление скорости течения, градусы ГОРИЗОНТ 3,0 метра																									
0,1-5	0,4	0,3	0,4	0,1	0,5	0,2	0,4	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,3	0,4	0,8	0,8	0,3	0,5	0,9	0,3	0,3	0,4	0,6	0,4	9,8
5-10	0,6	0,8	0,8	0,8	1,1	0,7	0,5	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	1,3	1,7	1,8	1,9	1,3	0,9	1,2	0,6	0,6	0,8	0,9	22,7
10-15	0,9	0,6	1,5	1,2	0,5	0,8	0,4	0,7	0,8	0,3	0,6	0,8	1,5	2,2	2,6	1,9	3,1	2,7	1,2	1,7	1,0	0,5	0,4	0,6	28,2
15-20	0,9	0,8	1,1	1,3	0,7	0,4	0,4	0,1	0,5	0,1	0,3	0,6	1,3	1,3	2,0	2,9	2,4	1,6	1,3	0,5	0,4	0,3	0,7	0,2	22,0
20-25	0,6	0,9	1,0	0,5	0,8	0,3	0,1	-	0,1	-	0,2	0,4	0,4	0,6	1,0	1,5	0,7	0,4	0,5	0,3	0,2	0,3	0,1	0,3	11,0
25-30	0,1	0,6	0,5	0,2	0,4	0,1	-	-	-	0,1	-	0,1	0,2	0,1	0,3	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	0,1	3,8

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

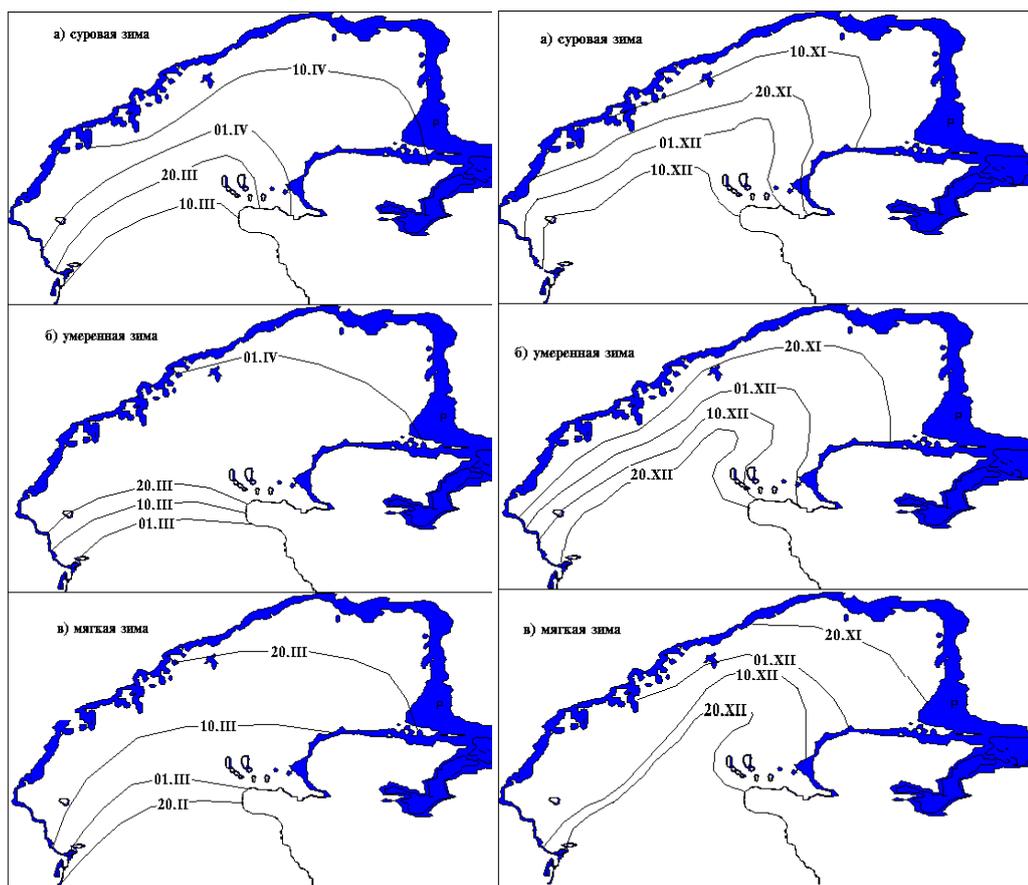
Скорость течения, см/с	Направление скорости течения, градусы ГОРИЗОНТ 1,0 метр																								Σ
	360	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285	300	315	330	345	
30-35	-	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	1,3
35-40	-	0,1	0,1	0,1	0,2	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	0,1	-	-	-	-	-	1,0
>40	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	0,1	-	-	-	-	0,1	-	-	0,4
Сумма	3,4	4,3	5,6	4,5	4,2	2,6	1,8	1,6	2,3	1,5	2,2	3,4	4,5	6,1	8,6	9,5	8,6	6,7	4,9	4,0	2,7	2,2	2,4	2,5	100,0
V <sub>макс</sub>	25,1	41,5	40,4	36,3	37,6	33,1	23,6	18,9	21,9	29,8	24,7	37,5	37,3	37,4	41,2	35,3	40,5	30,6	35,3	28,1	31,4	44,1	21,3	32,3	44,1
V <sub>сред</sub>	13,7	17,7	16,7	16,2	15,4	14,2	10,5	9,7	11,3	8,5	10,9	13,4	14,1	13,6	14,3	15,0	13,9	13,0	12,6	11,9	12,6	13,6	10,4	12,0	13,8

Сведения о ледовом режиме и характеристиках льда

*Границы льда и их годовые изменения (среднегодовые и экстремальные)*

В суровые зимы вся акватория Северного Каспия покрывается льдом, в мягкие, как правило, он не выходит за пределы 3-метровой изобаты [Гидрометеорологические условия..., 1986].

В умеренные зимы ледообразование начинается на мелководных северо-восточных акваториях в первой половине ноября (рисунок 7.6), когда температура воды понижается до точки замерзания, затем оно распространяется на запад, охватывая почти одновременно мелководные западные участки моря.



**Рисунок 7.6. Слева: изохроны первого появления льда на Северном Каспии; Справа: изохроны окончательного очищения ото льда на Северном Каспии.**

**а) суровая зима; б) умеренная; в) мягкая**

(синим цветом выделены участки побережья, затопленные в результате подъема уровня моря с -28 до -27 м. БС)

К концу первой декады декабря льды (в виде ниласа и серого льда) распространяются на всю прибрежную зону, ограниченную изобатой 3 м. В течение декабря лед появляется в мористых районах Северного Каспия, но на глубинах свыше 8 - 10 м, где ощущается влияние теплых вод Среднего Каспия, он появляется только в последней декаде января.

Сроки первого появления льда в суровые и мягкие зимы значительно различаются: в суровые зимы ледообразование начинается рано и протекает дружно, в мягкие - оно запаздывает по сравнению с нормой и медленно

распространяется по всей акватории Северного Каспия.

Если в предзимье и в начале зимы происходит частая перестройка атмосферной циркуляции с преобладанием западных ветров, то появление льда запаздывает по сравнению с нормой на 10 - 20 суток, при этом в открытом море южнее линии о. Тюлений - о.Кулалы первое появление льда может отмечаться только в феврале, т.е. на полтора-два месяца позднее нормальных сроков. Повторяемость очень мягких зим с поздними сроками ледообразования не превышает 10%.

**Таблица 7.17 - Сроки начала устойчивого ледообразования, окончательного очищения ото льда и продолжительность ледового периода по опорным ГМС Северного Каспия**

а) ГМС	Дата начала устойчивого ледообразования				Длина ряда (годы)	
	средняя	ранняя	поздняя			
«о. Искусственный»	18 XII	14 XI 1941	14 I 1975		37	
«о. Тюлений»	31 XII	26 XI 1959	8 II 1976		42	
«о. Кулалы»	10 XII	14 XI 1952	4 I 1940		17	
«о. Укатный»	10 XI	15 XI 1952	1 I 1962		13	
б) ГМС	Дата окончательного очищения от льда				Длина ряда (годы)	
	средняя	ранняя	поздняя			
«о. Искусственный»	25 III	2 III 1944	16 IV 1954		34	
«о. Тюлений»	15 III	12 II 1966	11 IV 1969		39	
«о. Кулалы»	20 III	17 II 1944	16 IV 1942		16	
«о. Укатный»	31 III	9 III 1962	20 IV 1954		12	
в) ГМС	Продолжительность ледового периода (сутки)					
	средняя	максимальная		минимальная		Число зим
		значение	зима	значение	зима	
«о. Искусственный»	119	154	1979-80	72	1980-81	23
«о. Тюлений»	98	149	1957-58	51	1980-81	39
«о. Кулалы»	94	151	1953-54	39	1961-62	37
«о. Укатный»	126	169	1953-54	95	1951-52	14

Характерной чертой прибрежных вод Каспийского морского шельфа является припайный лед. В холодные и экстремально холодные зимы неподвижный лед устанавливается на всей акватории Северного Каспия до изобаты 20 м. В суровые и умеренные зимы в северной части зоны дрейфующих льдов их сплоченность на Каспии уже в декабре составляет 9-10 баллов (очень сплоченный – сплошной лед). В январе-марте на участке Астраханский морской рейд - о.Чечень также преобладает сплоченность льда 9-10 баллов.

В очень теплые зимы на большей части Северного Каспия устойчивого замерзания не происходит – сплоченность льда редко достигает 9-10 баллов и обычно колеблется от 1-3 (отдельные льдины – редкий лед) до 6-7 баллов (разреженный лед – сплоченный лед). Поэтому неподвижный лед на Северном Каспии не является примером классического припая, представляющего собой сплошной ледяной покров, примерзающий к берегу и сохраняющийся в течение всей зимы. Зона припая даже в период максимального его развития в январе не выходит за пределы прибрежных мелководных участков. В открытых районах Северного Каспия льда или нет, или он присутствует в виде дрейфующего.

На Северном Каспии частичный взлом припая наблюдается ежегодно, а в северо-западных районах моря – в среднем каждую третью зиму припай взламывается и устанавливается вновь от берега до видимого горизонта 4-10 раз и более за сезон.

В умеренные зимы примерно в середине марта очищаются открытые, а затем мелководные прибрежные участки моря севернее 44°-45° с. ш. Большая часть устьевого взморья Волги к юго-западу от о. Укатный освобождается ото льда к концу марта. В первой декаде апреля ото льда очищается почти все мелководное побережье Северного Каспия.

В суровые зимы разрушение ледяного покрова протекает медленно, сроки разрушения припая и очищения западных районов Северного Каспия сдвигаются до первой половины апреля, а восточных – до второй половины апреля. В мягкие зимы процессы разрушения ледяного покрова и очищение ото льда происходят в более ранние сроки.

Значения максимальной толщины льда для некоторых пунктов дельты Волги и Северного Каспия представлены в таблице 7.18.

Таблица 7.18 – Абсолютные максимумы толщины льда (см)

Пункт	Декады										
	декабрь			январь			февраль			март	
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II
Астрахань	32	42	46	49	47	52	60	64	64	62	60
Оля	19	27	29	32	35	45	52	55	55	46	35
о. Искусственный	15	20	21	28	38	49	52	55	55	47	36
о. Тюлений	20	20	20	20	40	45	50	52	50	50	43
о. Чистой Банки	17	22	26	28	42	56	69	70	68	67	59

#### Ландшафтно-экологическая характеристика

В настоящее время опубликовано всего три работы, где дается ландшафтно - экологическая характеристика Северного Каспия.

В «Атласе донных осадков Каспийского моря» (ГУНИО МО РФ, 2000) в западной части Северного Каспия выделено три типа и пять подтипов донных ландшафтов. При этом ландшафты в районе работ приурочены к типу А, подтипу А<sub>ц</sub>. Для этого подтипа характерна соленость придонного слоя 4-6‰, скорость придонного течения 15 см/с, мелкий и среднезернистый

песок с целой и битой ракушей, преобладание эвригалинных моллюсков фильтраторов и присутствие ракообразных фильтраторов.

В работе (Бурцацкий и др., 2005) в западной части Северного Каспия выделено семь подводных природно-территориальных комплекса (ПТК). При этом рассматриваемый приурочен к морскому мелководному комплексу (ПТК IV). Данный комплекс занимает обширную площадь на акватории Северного Каспия, располагаясь большей частью в мелководной, удаленной от устья зоне аккумулятивного шельфа. Перераспределение водных масс здесь происходит в основном за счет ветрового воздействия, что способствует формированию мозаичной структуры донных отложений. Условия обитания на этой части акватории обычны для относительно мелководного морского водоёма. При относительно стабильной солености и разнообразии донных осадков, среди которых преобладают песчаные фракции, зообентос этого комплекса представлен сообществами с доминирующими видами всех трофических групп, кроме обитающих на поверхности дна собирающих детритофагов.

Малашенков и Митина (Митина и Малашенков, 2009) на Северном Каспии выделяют 2 физико-географических области, 5 подобластей, 3 округа, 23 ландшафта, 8 местностей и 40 сложных урочищ. Следуя данной классификации (Малашенков, 2008) район следует отнести к донному природному комплексу (ДТК) Волго-Каспийская равнина, характеристика которого не приводится в данных работах.

#### Особо охраняемые природные территории

Около 1/6 части российского побережья Северного Каспия отнесено к особо охраняемым природным территориям (заповедники, заказники, ключевые орнитологические территории, охотхозяйства), среди которых объекты федерального, республиканского и местного значения. Особую экологическую ценность представляют водно-болотные угодья (ВБУ) Волжской дельты, охраняемые Рамсарской конвенцией и имеющие международный статус.

Рассматриваемый район расположен в северной части Каспия. Непосредственно в районе работ особо охраняемых территорий и акваторий нет. К северу от него находятся водно-болотные угодья «Дельта Волги» и Астраханский государственный биосферный заповедник (рисунок 7.7). Наиболее близко расположенным к району планируемых работ является о. Малый Жемчужный – памятник природы федерального значения (рисунок 7.8).

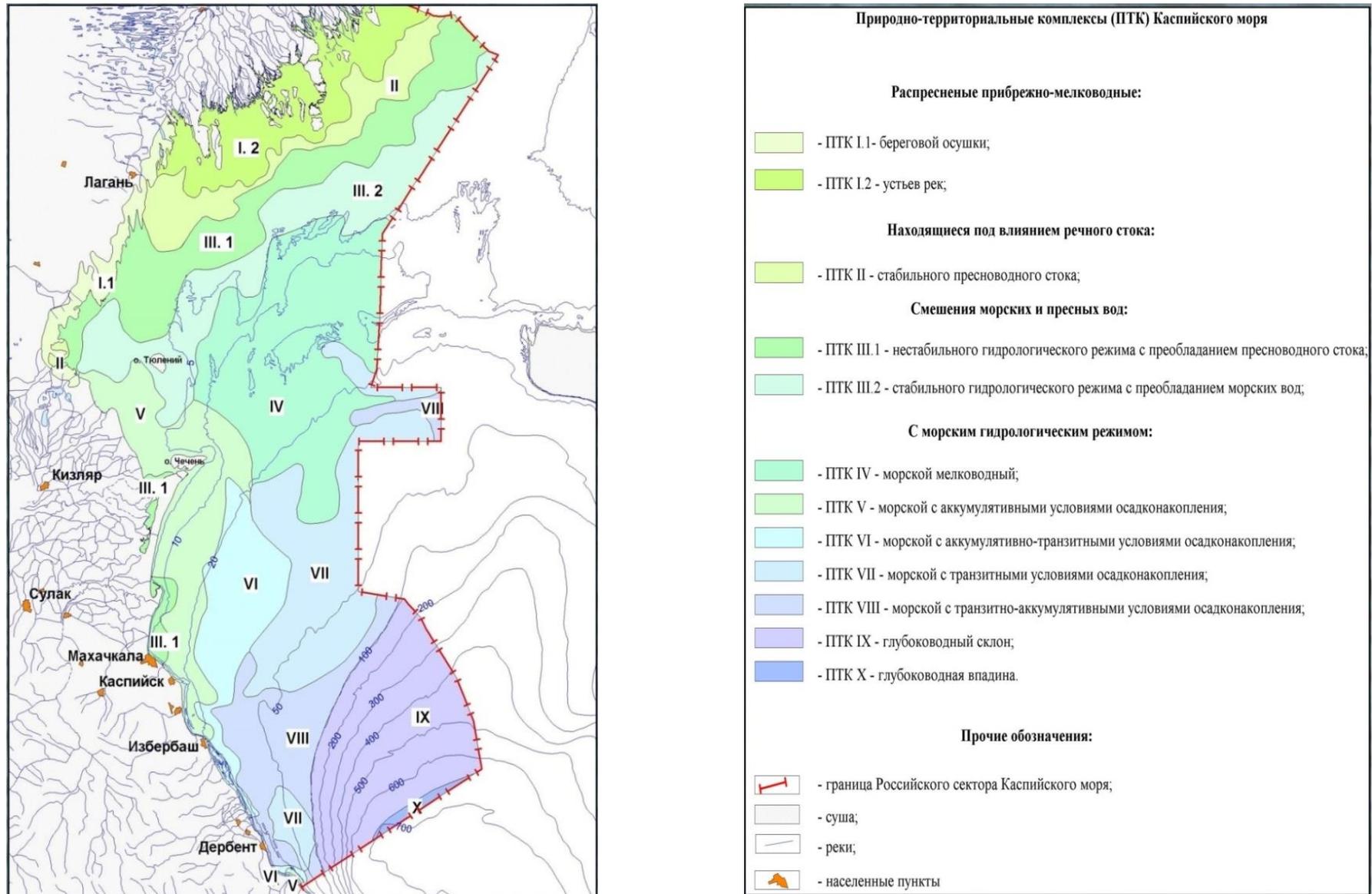
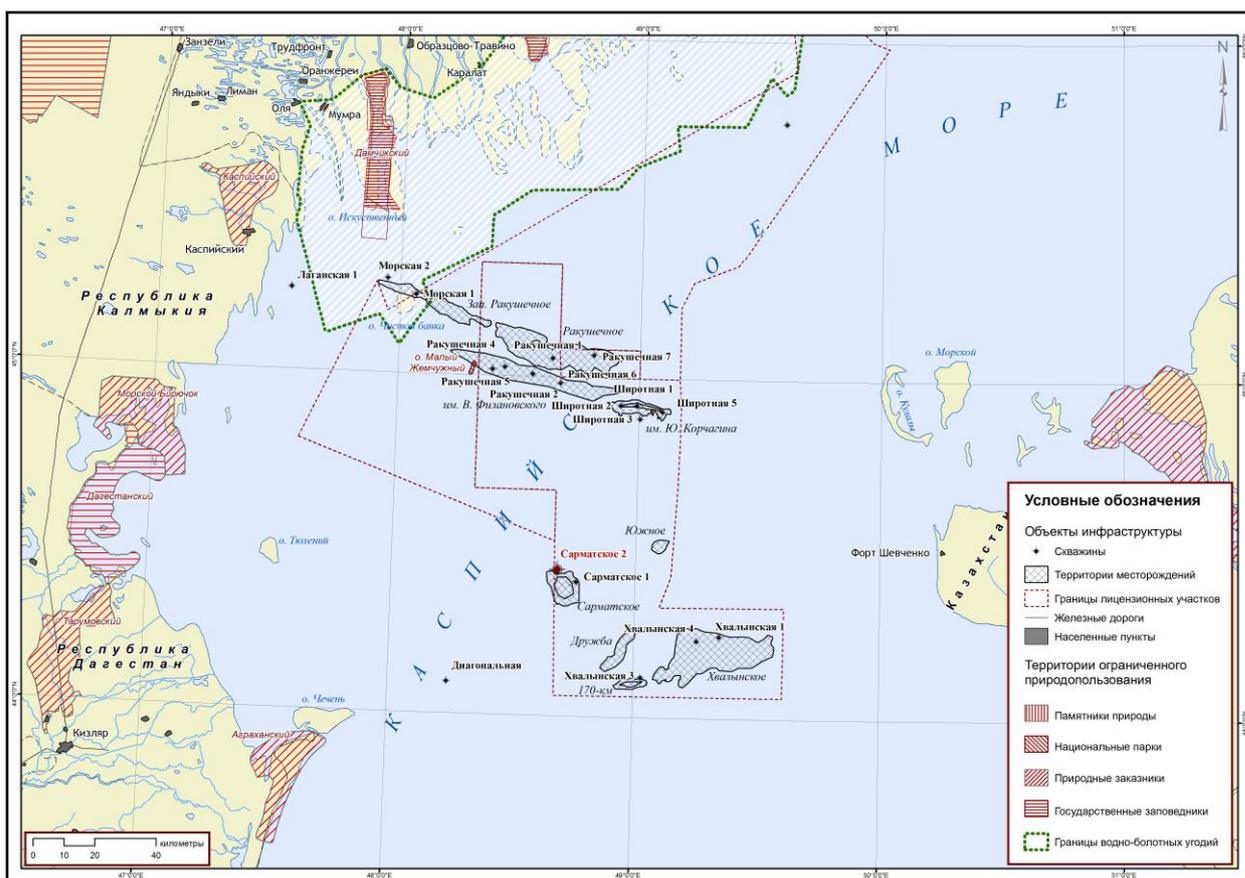


Рисунок 7.7. Карта-схема природно-территориальных комплексов Северного Каспия (Буркацкий и др., 2005)



**Рисунок 7.8. Схема расположения основных ООПТ, кластеров Астраханского биосферного заповедника, границ ВБУ «Дельта Волги», лицензионных участков нефтяных компаний**

### *Водно-болотное угодье «Дельта Волги» (площадью 8000 км<sup>2</sup>)*

Водно-болотные угодья считаются одним из ключевых элементов экосистем планеты. Основным механизмом их охраны в настоящее время является Международная конвенция об охране водно-болотных угодий, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитаний водоплавающих птиц (Рамсарская конвенция 1971 г.). ВБУ «Дельта Волги», являясь одним из первых получивших международный статус, создано согласно Постановлению Совета Министров СССР № 1049 от 25.12.75 г. Оно располагается на территории Лиманского, Икрянинского, Камызякского, Володарского районов Астраханской области, в крупнейшем в Европе пойменном комплексе в дельте реки Волги. Основное функциональное значение ВБУ – охрана массового гнездования, линьки и миграции водоплавающих и колониальных околоводных птиц (здесь гнездится более 1,5 млн. птиц, во время миграций отмечается от 10 до 20 млн. особей), нерест осетровых рыб, 4 вида растений и 21 вид животных, обитающих здесь, занесены в Красную книгу России.

ВБУ включает в себя дельтовую область с островами, покрытыми тростниково-рогозовыми крепями, ивовыми лесами, зарослями тростника, ежеголовника и открытыми акваториями с подводно-луговым зарастанием.

Основным критерием отнесения этого района Северного Каспия к ВБУ явилось наличие мест массового гнездования водоплавающих и колониально гнездящихся веслоногих и голенастых птиц и расположение района на одном из крупнейших пролетных путей водных птиц. Кроме того, на этой акватории отмечены места массового нереста полупроходных рыб и миграций на нерест осетровых рыб.

Угодье расположено на одном из крупнейших пролетных путей водоплавающих и околоводных птиц, гнездящихся на территории Западно-Сибирской равнины, Северного Казахстана и других районов и зимующих на обширном пространстве юга Западной Европы, Африки и Передней Азии.

В границах территории ВБУ «Дельта Волги» функционирует трёхкластерный Астраханский государственный биосферный заповедник, один из старейших заповедников страны. Имеется четыре охотничьих заказника (Туманка, Теплушка, Жиротопка, Крестовый), а также ряд «зон покоя» для водоплавающих птиц в сезон охоты. В границах водно-болотного угодья расположены также четыре памятника природы: «Староиголкинский», «Гандуринский», «Хазовский» – гнездовые колонии птиц – и нерестовый массив «Эстакадный».

*Астраханский государственный биосферный заповедник (площадь – 66,8 тыс. га).* Заповедник был образован в дельте р. Волги в 1919 г. В настоящее время общая площадь территории заповедника составляет 66,8 тыс. га, в том числе 11, 3 тыс. га – морская акватория. Статус и границы Астраханского биосферного заповедника определены Законом Российской Федерации от 14.03.1995 г. № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» и Положением об Астраханском биосферном природном государственном заповеднике. Статус международного Астраханский биосферный заповедник (АБЗ) получил в 1984 г.

Заповедник состоит из трёх участков: «Обжоровского» площадью 28,046 тыс. га, «Дамчикского» площадью 29,262 тыс. га и «Трехизбинского» площадью 9,509 тыс. га. Покрытая лесом территория заповедника составляет 3044 га. Это леса специального целевого назначения. В видовом составе преобладает ива древовидная, занимающая 2970 га, или 99 % от общей площади насаждений. Общий запас насаждений составляет 258,9 тыс. м<sup>3</sup>, из них спелых и перестойных – 245,2 тыс. м<sup>3</sup>.

При заповеднике работает Каспийская орнитологическая станция, изучающая численность, размещение и миграции птиц. Астраханский заповедник – крупнейший центр кольцевания птиц, здесь проводят комплексные научные исследования низовой дельты Волги, охраняют массовые гнездовья птиц, места линьки водоплавающих, нерестилища рыб.

В границах АБЗ расположены большие и малые острова, разделённые многочисленными протоками, покрытые ивовыми лесами и зарослями тростника. В водоёмах – обильные заросли водных растений, в том числе лотоса и водяного ореха – чилима. В приморской части (в пределах авандельты) – обширные подводные луга из валлиснерии. Флора АБЗ

насчитывает около 300 видов.

Богаче всего представлена фауна птиц – около 260 видов. Во время пролёта, гнездования и линьки в АБЗ сосредоточивается огромное количество птиц: уток, лысух, казарок, лебедей и др. Около 60 видов гнездятся: лебедь-шипун, серый гусь, кудрявый пеликан, большая и малая белые цапли, жёлтая и серая цапли, колпица и др. Из рыб наиболее типичны сазан и сом, также обитают щука, жерех, окунь и др.

Фауна млекопитающих взморья не столь разнообразна. На косах и култуках держатся стада кабанов; на приморских косах встречаются горностаи и лисы.

В состоянии экосистем Астраханского заповедника в настоящее время отмечается тенденция к ухудшению, связанная с последним поднятием уровня вод Каспийского моря и подтоплением заповедных участков.

*Памятник природы «Остров Малый Жемчужный».* По предложению администрации Астраханской области и Министерства природных ресурсов РФ постановлением Правительства РФ от 14.01.2002 г. № 13 памятником природы федерального значения объявлен остров Малый Жемчужный, расположенный в северной части Каспийского моря. Соответственно, территория острова объявлена особо охраняемой природной территорией федерального значения.

Малый Жемчужный остров представляет собой узкую полосу ракушечника около 10 км длиной и до 500 м шириной. Остров образовался в 80 км от морского края дельты Волги на месте подводной отмели – банки – после понижения уровня Каспийского моря в 1930-1940 гг. На этом острове находится уникальная гнездовая колония чаек. Здесь – самое крупное в Северном Каспии гнездовье черноголового хохотуна. Этот вид чайки, как и чеграва, также гнездящаяся здесь, занесены в Красную книгу. В большом количестве на острове гнездятся серебристые чайки, крачки, другие виды птиц.

## **8. Предотвращение разливов нефти и нефтепродуктов**

Для предотвращения аварийных ситуаций с разливами нефтепродуктов на судах принимаются следующие меры организационно-технического характера:

проводится своевременное техническое обслуживание оборудования;

проводится своевременное техническое обслуживание и испытание электрооборудования;

осуществляется техническое обслуживание, ремонт, восстановление оборудования танков, баков и мерников в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации и инструкции по их ремонту»;

проводятся инструктажи по технике безопасности и противопожарной безопасности с экипажем;

соблюдается особая осторожность во время проведения швартовых операций;

соблюдаются правила безопасности при проведении бункеровочных операций.

*Перед проведением бункеровки в обязательном порядке вокруг судна производится установка собственного бонового заграждения.*

В случае разлива нефтепродукта на палубу при бункеровке необходимо приступить к устранению его последствий:

ограничить растекание разлива по палубе, оградив его по периметру подручными средствами (песок, опилки, ветошь);

организовать сбор разлитых нефтепродуктов в ведра, бочки и с помощью впитывающих нефтепродукты материалов (песок, опилки, ветошь, сорбент).

При повреждении корпуса судна по сигналу общесудовой тревоги экипаж действует в соответствии с Расписанием по тревогам:

- получение подробной информации о повреждениях корпуса в районе топливных танков путем визуального осмотра и обследования;

- организация перекачки топлива из поврежденного танка в пустые или частично заполненные собственные судовые танки или другого судна;

- организация заделки пробоины;

- принятие мер по обеспечению пожарной безопасности в районе разлива.

При появлении нефтяных пятен от попавших с судна за борт нефтепродуктов подходит дежурно-спасательное судно для локализации и ликвидации АРН.

Предотвращение попадания нефтепродуктов за борт, на почву и в акваторию обеспечивается путем установки на судне цистерны для сбора топлива от главного и вспомогательного двигателей, промачивающегося через неплотности топливных насосов, форсунок и т.п.; цистерны для сбора и хранения отработанного масла; цистерны для сбора нефтесодержащих вод и электроприводного насоса для осушения моторного отделения; цистерны для сбора утечного груза от сальников грузовых насосов и от поддона фильтровлушки.

Предотвращение утечек и разливов нефти и нефтепродуктов при производстве буровых работ обеспечивается следующими системами:

• системами контроля (обнаружения) аварийных ситуаций, аварийного отключения и оповещения;

• при производстве буровых работ – комплексом противовыбросового оборудования;

• при ведении технологического процесса – системой локализации утечек (сбор, очистка и утилизация сточных вод).

#### Предупреждение и борьба с газонефтеводопроявлениями

Для прогноза и принятия мер по предупреждению газонефтеводопроявлений при строительстве скважин геологической службой бурового подрядчика производится комплекс геофизических работ приборами, спускаемыми

на кабеле или с помощью системы доставки приборов в интервал исследования на бурильном инструменте, и приборами, выполняющими исследования непосредственно в процессе бурения скважины.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений (ГНВП) приняты следующие меры в соответствии с *Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-254-98)*:

1. Определен перечень работ, выполняемых только с разрешения противофонтанной службы (в частности, все работы, связанные со снятием ПВО);

2. По согласованию с противофонтанной службой разработаны документы:

- схемы обвязки устьев скважины при бурении;
- планы работ по вскрытию продуктивных горизонтов или зон аномально высокого пластового давления;
- планы работ по консервации и ликвидации скважин при вскрытых продуктивных горизонтах (в том числе на случай длительного перерыва или простоя буровых работ);
- планы работ по ликвидации осложнений, аварий при вскрытых возможно продуктивных горизонтах;
- планы работ по ликвидации ГНВП.

3. На буровом комплексе обеспечен запас промывочной жидкости, технических средств, технологических материалов, труб и других материально-технических ресурсов с учетом особенностей скважин;

4. Буровой модуль и буровое оборудование обеспечены средствами технологического контроля раннего обнаружения ГНВП (система контроля и регистрации всех параметров процесса проводки скважин, включая контроль параметров бурового раствора);

5. В циркуляционную систему включен дегазатор с отводом выделяемого газа на факельную систему.

Весь персонал буровых бригад проходит обучение и проверку знаний по противофонтанной безопасности (курс «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении») в специализированных учебных центрах.

При производстве работ проводятся учебные тревоги «Выброс» с каждой вахтой и контрольно-учебные тревоги «Выброс» перед проведением всех ответственных операций на скважинах, а также после перерывов в работе вахт.

На буровом комплексе обеспечено постоянное присутствие и контроль производства работ представителями противофонтанной службы, включая средства оперативной связи и транспорта для аварийных бригад противофонтанной службы (взаимодействие с противофонтанной службой определяется договором).

Все изменения проектной документации на строительство скважин (изменение глубины, конструкции скважин, плотности бурового раствора, схемы монтажа и обвязки устья ПВО) подлежат обязательному согласованию с

противофонтанной службой.

На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана составлен план ликвидации аварий, содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации ГНВП;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении ГНВП;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

#### Контроль аварийных ситуаций

Для контроля аварийных ситуаций на буровом комплексе предусмотрены средства обнаружения:

- утечек опасных веществ и материалов (горючих жидкостей, взрывоопасных и токсичных газов);
- очагов возгорания на ранних стадиях.

Утечки жидкостей обнаруживаются средствами автоматического контроля параметров технологического процесса и датчиками обнаружения горючих и токсичных газов (паров), сопровождающих утечки жидкостей.

Датчики пожарной сигнализации обнаружения очагов возгорания по признакам появления дыма, повышения температуры, пламени, а также ручные пожарные извещатели обеспечивают возможность подачи сигналов пожарной тревоги. Основные щиты системы пожарной сигнализации и обнаружения газа расположены в центральном диспетчерском зале/радиорубке. Щит ретранслятора находится в кабине бурильщика.

При обнаружении очагов возгорания обеспечивается:

- формирование световой и звуковой сигнализации на постах контроля и управления бурового комплекса;
- аварийное отключение топливных и масляных насосов;

- аварийное отключение механизмов и останов технологических процессов в зависимости от места возгорания;
- пуск приводов пожарных насосов.

Для обеспечения аварийных отключений системой пожарогазовой сигнализации формируются сигналы повышенной достоверности (подтвержденные не менее чем по двум датчикам). Предусмотрена выдача сигналов на автоматическое включение авральной сигнализации, если сигналы об обнаружении очага возгорания не будут приняты и квитированы вахтенной службой в течение 120 секунд.

#### Противовыбросовое оборудование и фонтанная арматура

Все противовыбросовое оборудования рассчитано и испытано на расчетное рабочее давление. Кроме того:

- противовыбросовое оборудование подвергается опрессовке совместно с каждой секцией обсадных колонн;
- перед вскрытием продуктивного горизонта производится испытание противовыбросового оборудования на герметичность на ожидаемое устьевое давление.

Система опасных стоков предназначена для сбора сточных вод, содержащих жидкие углеводороды, во время работы и техобслуживания. Система состоит из герметичных ограждений по бортам буровых платформ и вспомогательных барж, шпигатов открытых палуб, приемных коллекторов, сливных емкостей для сбора жидких стоков и трубопроводов с арматурой. Все выводы в закрытую дренажную систему выполнены в виде труб, идущих от возможных источников утечки в коллекторы дренажной системы.

Система собирает поступающие самотеком сливы через дренажные коробки, поддоны и отстойники и направляет их в емкости дренажной системы, расположенные в теле понтонов. По мере заполнения резервуаров производится периодическая откачка нефтесодержащих вод с передачей на плавсредства для вывоза на береговые сооружения для утилизации.

В случае внештатной ситуации, при переполнении системы маслосодержащая и нефтесодержащая вода направляется в резервные емкости системы приготовления бурового раствора. Система обеспечивает сбор воды стоков пожаротушения, поступающей через дренажные отверстия настилов опасных зон.

#### Системы локализации утечек

Сбор, очистка и утилизация производственных сточных вод осуществляется дренажной системой ЛСП, выполненной с учетом следующих основных принципов:

- выполнение требования о «нулевом сбросе» (слив за борт допускается только для воды дренажной системы пожаротушения);
- разделение дренажных систем, обслуживающих опасные и безопасные участки;

•стоки закрытых дренажных систем из сосудов, емкостей хранения и прочего оборудования не пересекаются и не смешиваются со стоками открытых дренажных систем.

Для выполнения требования по нулевому сбросу, дренажные системы собирают все разливы маслосодержащей и нефтесодержащей воды.

## **9. Перечень первоочередных действий производственного персонала при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов**

При оповещении персонала на объектах обустройства месторождения об аварийном разливе нефти (нефтепродуктов) предпринимаются действия по остановке технологического процесса согласно действующим инструкциям. Экипаж действует согласно расписанию по тревогам, а также распоряжениям капитана. При необходимости экипаж и обслуживающий персонал покидают платформу в установленном порядке. Одновременно оповещается аварийно-спасательное судно, находящееся на постоянном дежурстве в районе расположения объекта.

В соответствии с действующей Инструкцией о порядке передачи сообщений о загрязнении морской среды в МСКЦ направляется сообщение о любом факте или возможности сброса нефти и нефтепродуктов, даже в случаях, когда объем такого разлива не позволяет классифицировать его как ЧС(Н).

Оповещение производится вахтенным дежурным по утвержденной схеме. Оповещение участников взаимодействия производится по решению председателя КЧС и ПБ (ШРО) при установленной необходимости мобилизации или приведения в готовность дополнительных сил и средств. При невозможности немедленного оповещения отдельных адресатов по состоянию связи (отказы и помехи связи, отсутствие подтверждения о получении сигналов оповещения) такие оповещения должны повторяться или доводиться до адресатов другими доступными средствами.

Каждый факт внешнего оповещения и оповещения участников взаимодействия подтверждается докладом лица, ответственного за проведение оповещения, и регистрируется в Журнале учета операций ЛРН.

При получении сигнала об обнаружении нефтяного загрязнения или угрозе такого загрязнения капитан ЛСП совместно с капитанами дежурно-спасательных судов и судов обеспечения (во взаимодействии с представителями АСФ(Н)) принимает меры по установлению источника и места фактической или возможной утечки нефти и, при обнаружении утечки, принимает следующие меры:

- принимает на себя обязанности руководителя аварийных работ на объекте и вводит в действие План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

- вводит в действие Судовой план чрезвычайных мер по предупреждению загрязнения моря.

В составе эксплуатационной документации на объектах обустройства месторождения имеется Руководство по действиям в чрезвычайных ситуациях, разработанное в соответствии с требованиями Международного кодекса по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращению загрязнения (МКУБ, принят Ассамблеей ИМО 04.11.93 г.) и Положения планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах (утверждены постановлением Правительства РФ от 26.08.2013 г. № 730).

В Плане мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий отражена последовательность действий ответственного персонала при возникновении признаков газонефтеводопроявлений, которая включает действия по проверке загазованности, объявлению тревоги, оповещению. Меры по герметизации устья скважины отражены с соответствующих инструкциях по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов.

Для защиты персонала предусмотрен запас средств индивидуальной защиты, спецодежды, спецобуви и индивидуальных спасательных средств из расчета двойной численности людей ЛСП.

В зависимости от рода выполняемых работ при угрозе поражения персонал использует противогазы шланговые, респираторы, костюмы защитные, индивидуальные перевязочные пакеты, аптечки. При больших концентрациях паров – изолирующие противогазы.

В процессе работы обязательно периодическое проведение контроля загазованности воздушной среды. При обнаружении опасных концентраций необходимо вывести людей из загазованной зоны; приостановить все работы, кроме требуемых, по соображениям безопасности; устранить причины загазованности; эвакуировать из опасной зоны персонал, не задействованный в аварийных работах при наличии угрозы для их жизни и здоровья.

Эвакуация персонала с объектов обустройства месторождения производится в два этапа:

- первый этап – движение персонала по эвакуационным маршрутам для сбора и переклички во временных убежищах и на пунктах сбора;
- второй этап – переход персонала из пунктов сбора к местам посадки в спасательные средства для покидания аварийного объекта.

Эвакуационные маршруты обеспечивают безопасный проход всего персонала во временное убежище и к местам посадки в спасательные средства в оптимально короткое время. Пути эвакуации, а также относящиеся к ним трапы защищаются от воздействия пожаров и взрывов. Из каждого закрытого помещения к эвакуационным путям ведут не менее двух эвакуационных выходов.

Ввиду значительного удаления объектов обустройства месторождения от населенных пунктов чрезвычайные ситуации, связанные с разливом нефти (нефтепродуктов), безопасности населения не угрожают.

Предусмотрены три уровня приоритетности эвакуации:

1. Основной – высадка на ДСС;

2. Вспомогательный – спасательные моторные шлюпки (полностью закрытые моторные спасательные плавучие средства);

3. Дополнительный – спасательные плоты и индивидуальные спасательные средства.

Оптимальный способ эвакуации зависит от особенностей аварийной обстановки и погодных условий. Окончательное решение по выбору способов эвакуации принимается капитаном ЛСП.

Обследование состояния морской акватории с целью обнаружения местонахождения и оценки состояния аварийного разлива нефти производится с борта ДСС или вертолета. Первоочередному обследованию подлежат морские акватории:

- в зоне безопасности объекта;
- прилегающие акватории в пределах не менее 6 часов возможного распространения разлива по направлениям ветра при наблюдаемых гидрометеорологических условиях.

Если устанавливается факт аварийной утечки нефти на объекте обустройства месторождения, то старшее должностное лицо:

- сообщает дежурному ЦДУ, капитанам ДСС об аварийной ситуации, разливе нефти и принимаемых мерах;

- дает указание о подготовке сообщения о разливе, проверяет его содержание и дает указание о его передаче, проведении оповещения о разливе по утвержденной схеме.

Если устанавливается факт разлива нефти в море с ЛСП или из других источников, старшее должностное лицо отдает распоряжение АСФ(Н) на ДСС о проведении операций по локализации и сбору нефти на акватории в соответствии с настоящим Планом ПЛРН.

В соответствии с законодательством, находящееся на ДСС старшее должностное лицо АСФ(Н) имеет полномочия руководителя ликвидации чрезвычайной ситуации и исполняет их до назначения и прибытия руководителей ликвидации чрезвычайных ситуаций, назначенных КЧС и ПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

По решению председателя КЧС и ПБ в район аварии направляются уполномоченные должностные лица Общества и представители аварийно-спасательных формирований для координации действий сил и средств на месте ЧС. По прибытию в район ЧС Штаб руководства операциями осуществляет управление группировкой сил с одного из судов обеспечения, либо с дежурно-спасательного судна.

## **10. Действия собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

Настоящий План ПЛРН предусматривает привлечение сил и средств КФ ФГБУ «Морспасслужба» для обеспечения локализации и ликвидации

аварийного разлива нефти в море, в прибрежной зоне и на берегу.

Привлечение сил и средств КФ ФГБУ «Морспасслужба» осуществляется на договорной основе. Копии договоров и состав привлекаемых сил и средств представлены в приложении 2.

В случае если разлив нефтепродуктов произошел в объеме, превышающем максимальный расчетный объем разлива нефтепродуктов, указанный в данном Плане ПЛРН и не позволяющем обеспечить его устранение на основе данного Плана ПЛРН, то ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» обращается по существующим каналам связи в Росморречфлот через ГМСКЦ ФГБУ «Морспасслужба» для привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Взаимодействие с привлекаемыми силами и средствами организовано по принципу единого руководства всеми операциями ЛРН. Организация взаимодействия производится руководителем КЧС и ПБ (ШРО) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

#### Локализация разлива у источника

Локализация разливов у источника осуществляется путем установки боновых заграждений на участке водной поверхности с охватом источника («нулевой» рубеж локализации). Этот рубеж применяется в случаях, когда предполагается длительное истечение нефти в море (например, при потере контроля над скважиной), и предназначен для максимально компактной локализации загрязнения.

Нулевой рубеж формируется при соответствующих погодных условиях (скорость ветра < 6 м/с, высота волны < 1 м, скорость течения < 1 узла) из линии боновых заграждений длиной до 250 м, швартовые концы которой крепятся непосредственно к опорам ЛСП, и устанавливается в направлении выхода нефтяного загрязнения.

Нулевой рубеж локализации создается в следующем порядке:

- разворачивание бонового заграждения с ДСС, подача первого швартового конца и его закрепление на опорной колонне ЛСП катером-бонопостановщиком;
- прием второго швартового конца с ДСС на катер-бонопостановщик;
- заведение ДСС или катером-бонопостановщиком второго швартового конца к противоположной опорной колонне платформы (как вариант – прием второго швартового конца на гак грузового крана и заведение к противоположной колонне движением стрелы);
- закрепление второго швартового конца на противоположной стабилизирующей колонне платформы с катера-бонопостановщика.

Схема и этапы постановки нулевого рубежа локализации показаны на рисунке 10.1.

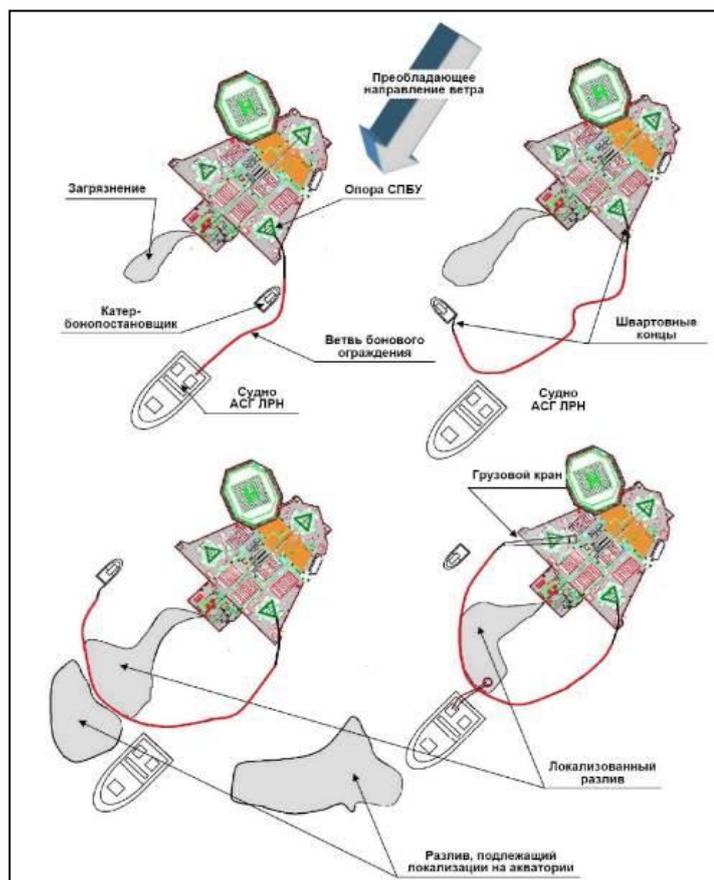


Рисунок 10.1. Схема и этапы организации нулевого рубежа локализации

Использование технологии нулевого рубежа локализации производится с учетом повышенной опасности обеспечивается контроль соблюдения мер безопасности проведения работ и при обязательном непрерывном контроле взрывоопасных концентраций в воздухе.

При принятии решения об использовании технологии нулевого рубежа локализации учитываются установленные для платформы гидрометеорологические ограничения по условиям швартовки судов, а подход плавсредств и закрепление боновых заграждений на опорах платформы производится только с разрешения капитана ЛСП.

Локализация разливов в море обеспечивается мобильной линией боновых заграждений, буксируемой ДСС с помощью катера-бонопостановщика (или дежурного судна обеспечения) с перекрытием вероятных направлений распространения разлива по фактическим и прогнозируемым гидрометеорологическим условиям.

Постановка мобильных боновых заграждений осуществляется в следующих целях:

- предотвращение распространения и рассеяния разлива, в том числе в направлении к особо охраняемым объектам;
- накопление в боновом заграждении поступающих в море и переносимых ветром и течением нефтепродуктов;
- создание условий (максимальной локальной концентрации) для сбора

нефтепродуктов из боновой ловушки скиммерами, спускаемыми и управляемыми с судна – нефтесборщика.

При вытянутой форме шлейфа свободного распространения нефтепродуктов используется тактика локализации разлива за счет маневра концами первоначально развернутого бонового заграждения и ордерам в целом навстречу преобладающему направлению распространения разлива с движением к источнику. Возможные схемы использования нефтесборных ордерам показаны рисунке 10.2.

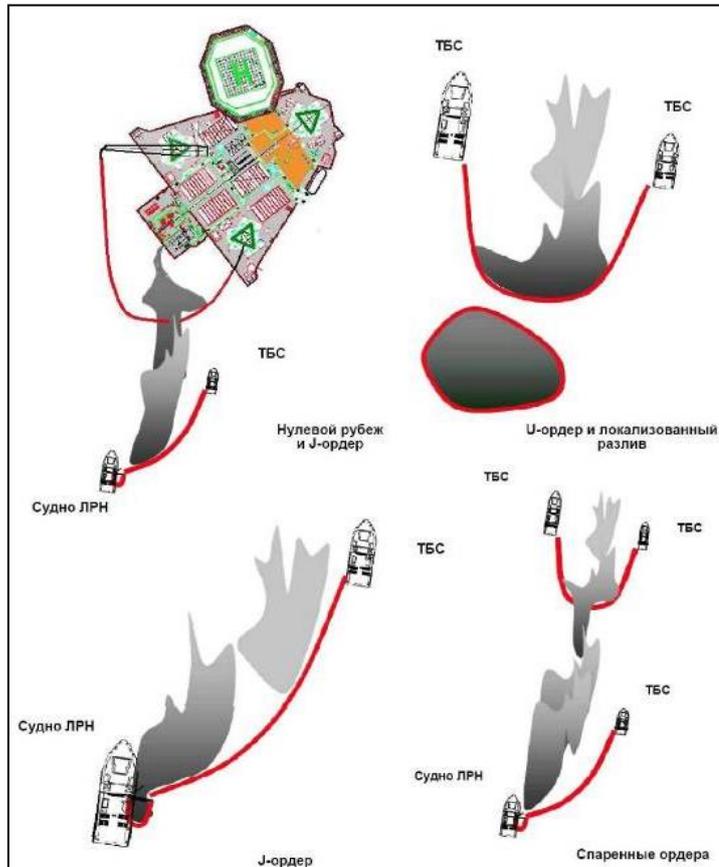


Рисунок 10.2. Схемы организации нефтесборных ордерам

При продолжительном истечении нефтепродуктов из источника используется тактика подтягивания бонового заграждения для перехвата разлива на минимально возможном расстоянии от источника с целью максимальной концентрации нефти в боновой ловушке и сужения разброса возможных направлений распространения разлива при изменении гидрометеорологических условий.

При постановке бонового заграждения и управлении маневрами ордерам должен учитываться переменный характер ветра и течений в районе размещения платформы.

Для удержания дрейфующего пятна нефтепродуктов в ловушке используется траление разлива согласованной буксировкой бонового заграждения в U- или J-ордере ДСС и катером-бонопостановщиком (или судном обеспечения). Для сбора удерживаемых нефтепродуктов используется J-ордер со

спуском нефтесборного скиммера и плавучих емкостей с судна-нефтесборщика. При наличии дополнительных плавсредств производится постановка дополнительного перехватывающего рубежа для перекрытия распространения части разлива, не охваченной первичными рубежами, а также для повышения надежности локализации при возможных утечках разлива через первичный рубеж.

Формы нефтесборных ордеров различных конфигураций показаны на рисунке 10.2.

При проведении работ по локализации нефтеразливов следует учитывать:

- скорость буксировки боновых заграждений, согласно «Правил ведения работ по очистке загрязненных акваторий портов» РД 31.04.01. 90 не должна превышать 1 узла;

- при удержании локализованного нефтяного пятна в границах бонового заграждения необходимо, до спуска скиммеров, соблюдать осторожность при маневрировании во избежание повреждения бонов и их попадания под винт судна бонопостановщика;

- боновые заграждения устанавливаются по периметру нефтяного пятна с подветренной стороны и их длины должно хватать для обеспечения прохода внутрь с наветренной стороны, судов, проводящих операцию по ликвидации разливов нефтепродуктов.

За установленными для локализации разлива нефтепродуктов боновыми заграждениями необходимо вести постоянное наблюдение в течение всего периода ликвидации разлива и принимать соответствующие меры против их повреждения плавающим мусором, проходящими судами и нефтесборщиками.

При плавании судов в районе установленных боновых заграждений все суда обязаны снизить скорость до безопасного предела и принять все меры для предупреждения их повреждения.

Боновые заграждения можно устанавливать в виде «ловушки». Выбор боновых заграждений и варианта постановки бон (ловушки нефтяного пятна) производится в зависимости от масштаба нефтеразлива и условий проведения операции. В общем случае ставятся «J» и «U» - образные ордера. При этом они выстраиваются таким образом, чтобы организовать дугу из одного ордера или, при необходимости, несколькими «U» - образными конфигурациями.

В случае если по тем или иным причинам не удалось локализовать нефтепродукты на акватории, то необходимо организовать превентивную защиту прибрежных вод и экологически чувствительных районов берега.

#### Сбор нефтепродуктов с поверхности воды

Основным методом сбора нефтепродуктов является забор поверхностного слоя разлитой нефти плавучими скиммерами, устанавливаемыми в месте наибольшей концентрации нефти и управляемым с борта ДСС. При повышенной толщине слоя нефтепродуктов в боновых ловушках сбор может производиться скиммером порогового типа.

При ликвидации разливов на начальных этапах собранная нефтеводная смесь собирается в судовые емкости ДСС, СО и танкера.

При работе на мелководье по зачистке прибрежной акватории применяются также плавучие емкости временного хранения с последующей откачкой в транспортные нефтеналивные суда или в судовые емкости судов обеспечения.

Дополнительными методами сбора нефти являются:

- сбор нефти тралением с помощью навесных линий бонов и нефтесборных систем с галсами по местам наибольшей толщины нефтяного слоя (ширина полосы захвата одной нефтесборной системой составляет 10-12 м, из которых 6,5 м – захват выносной линией бонов и 3,5-5,5 м – полуширина корпуса нефтесборного судна);

- захват свободно плавающей нефти сорбентными боновыми заграждениями со сменными картриджами (применяются с боновыми заграждениями);

- нанесение сорбентных материалов с последующим их сбором тралением (для доочистки ограниченных участков водной поверхности).

Промежуточное хранение собранных жидких и твердых отходов может осуществляться на ДСС, а также на судах обеспечения с последующей передачей для утилизации специализированным организациям.

#### Локализация при защите сухопутных территорий

В целях недопущения загрязнения районов приоритетной защиты (ООПТ и островов) обеспечивается выполнение следующих задач:

- локализация загрязнения на возможно дальнем расстоянии от островов;

- при перемещении нефтяных пятен в сторону островов – предотвращение или минимизация попадания нефти на береговую часть путем отвода нефтяных пятен в сторону от берега;

- организация выдвижения судов АСС, дислоцирующихся в районе ВКМСК, в район острова о. М. Жемчужный с дальнейшей установкой боновых заграждений вдоль всего острова, как отражено на рис. 10.3.

Для предотвращения попадания нефтяного пятна в прибрежную зону и на участки берега, нуждающиеся в особой защите, также применяется способ выставления отклоняющего каскада, который выстраивается из боновых заграждений. Линия каскада через отрезки 25-50 м и концы боновых заграждений заякориваются. Длина якорных цепей равна трех-пятикратной глубине моря в месте установки.

Ограждение из бонов для прибрежных приливо-отливных зон предназначено для изоляции районов, нуждающихся в приоритетной защите от нефти, путем размещения перед ними преграды (рисунок 10.3). Концы боновых заграждений для прибрежных приливо-отливных зон закрепляются на берегу.

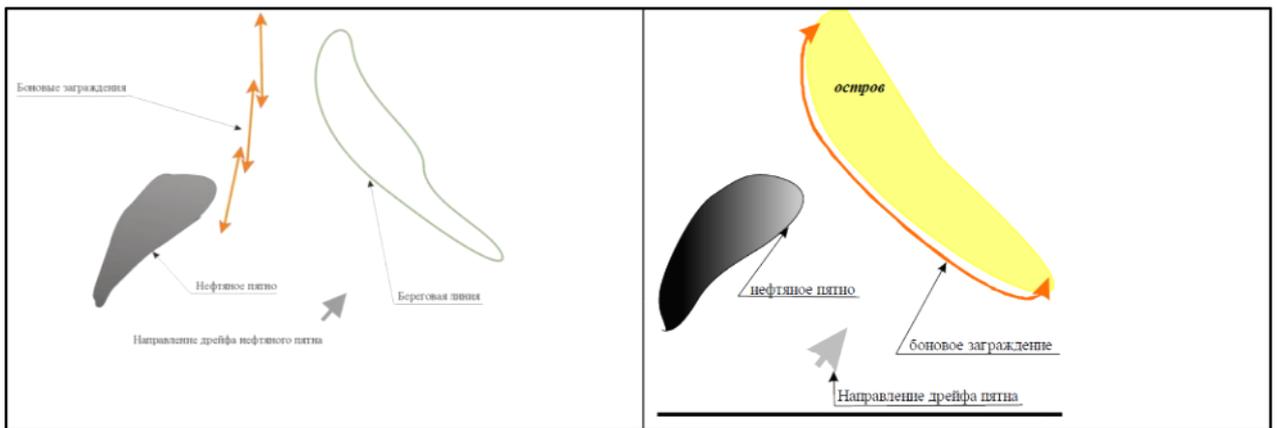


Рисунок 10.3. Схемы установки нефтесборных ордоров для защиты прибрежных зон

Конфигурации боновых заграждений в виде «ловушек» (рисунок 10.4) предназначены для прерывания распространения нефти вдоль береговой линии путем задержания нефти боновыми заграждениями и отклонения к береговой линии для последующего сбора. Это актуально при разливе нефти из трубопровода от РБ до Береговых сооружений непосредственно вблизи береговой полосы (Лаганский район р. Калмыкия).

«Ловушка» может выстраиваться комбинированным способом с использованием веток боновых заграждений для прибрежных зон и для открытых акваторий. Установка «ловушек» допускается только в менее чувствительных в экологическом отношении районах.

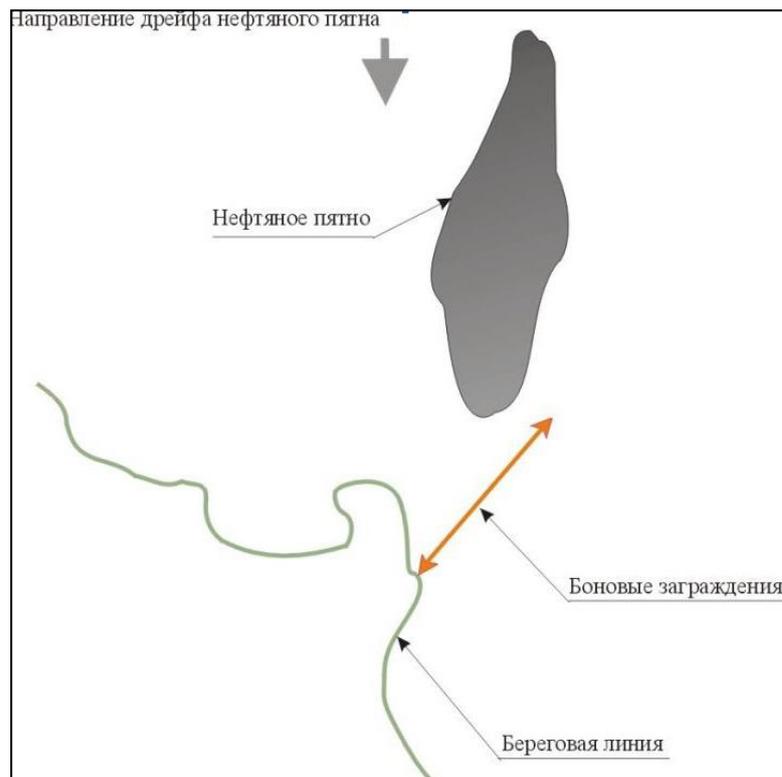


Рисунок 10.4. Схемы установки «ловушки»

### Очистка береговой линии

Грунты островных побережий Северного Каспия, в основном, представляют собой мелкообломочные пески с включением глинистых фрагментов и среднеобломочные - с примесью ракушечника. Побережья с мелким песком (диаметр частиц – менее 0,25 мм) имеют небольшой уклон и обычно они более плотные. Уклон берегового профиля при прочих равных условиях определяет ширину загрязненной полосы.

Технологии ликвидации нефтяного загрязнения территорий зависят от времени года, протяженности загрязненной береговой полосы, имеющегося в распоряжении времени для очистки, потенциального количества, подлежащего изъятию загрязненного грунта.

Варианты реагирования заключаются в выборе технологий:  
ручного сбора загрязненного нефтью грунта;  
смывания водой или мойки под малым напором.

Предпочтительно применение ручного сбора песчаных грунтов, загрязненных нефтью. При этом потребуется большое количество персонала, снабженного инвентарем для ручной очистки, а также - меры по обустройству районов проведения работ и обеспечению бытовых условий для персонала на период операций ЛЧС(Н).

Загрязненный участок делится на отрезки, длина которых позволяет обработать их за световой день, с учетом глубины проникновения нефти и при условии, что один рабочий изымает за день около 2 м<sup>3</sup> загрязненного песка. Часть персонала будет заниматься снятием загрязненного грунта, часть – просеиванием, часть – сбором и переносом загрязненного грунта.

Команда осуществляет проход отрезка рядами, параллельными береговой линии, шириной 1 м, первый подвергающийся обработке ряд является наиболее удаленным от береговой линии. Работа осуществляется по направлению вперед, при этом рабочий, осуществляющий очистку, должен стоять на чистом/очищенном грунте. Общая организация очистки проводится с опережением в пользу первого ряда (рисунок 10.5).

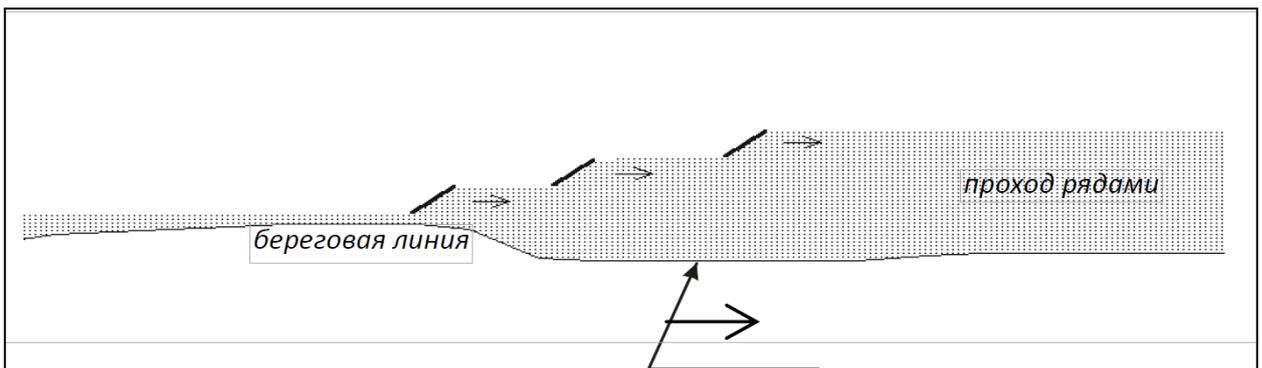


Рисунок 10.5. Схема очистки береговой полосы

Снятый совками/лопатами загрязненный песок перекалывается в пластиковые мешки/корзины, которые по мере заполнения переносятся на носилках к сборным контейнерам.

Собранный загрязненный грунт в контейнерах транспортируется на береговые специализированные предприятия, осуществляющие его очистку.

Очищенный либо равноценный грунт возвращается в места, откуда он был изъят, для восстановления первоначального облика береговой полосы. Для переноски очищенного грунта используются чистые носилки, тачки, тележки, а для разравнивания - чистый вспомогательный инвентарь (грабли, лопаты и т.п.).

Метод смывания и мойки водой под малым напором позволяет удалить нефть с поверхности грунта. Смываемая нефть направляется с берега на небольшие пространства акватории, ограниченные боновыми ограждениями, откуда удаляется скиммерами малой производительности. Нефтеводная смесь собирается в плавучие емкости для дальнейшей передачи на суда и транспортирования на береговые очистные сооружения.

#### Ликвидация разливов нефтепродуктов на акватории в ледовых условиях

Суда обеспечения являются судами, имеющими ледовый класс. В случае разлива нефти в ледовых условиях они привлекаются для разрушения сплошного льда и в дальнейшем операции ЛЧС(Н) проводятся на битом льду. Этапы операций ЛЧС(Н) на битом льду в общем случае совпадают с аналогичными операциями на чистой воде.

Механическое задержание нефти/нефтепродуктов, как и во всех других случаях, следует производить по возможности ближе к источнику разлива. Для сбора нефти применяются специальные скиммеры для ледовых условий, имеющие дополнительную защиту и обогрев приемных устройств.

Использование бонов на битом льду более затруднительно, чем на «чистой» воде, поскольку на них действует дополнительная нагрузка.

В легких ледовых условиях боны могут часто применяться при скорости течения менее 0,5 м/с. При концентрации льда более 60-70% использование может повлечь их повреждение.

На битом льду также приемлемо выстраивать боновые ограждения конфигурациями «U», «V», «J». Задерживающие лед ограждения могут как устанавливаться на якорях, так и буксироваться судами.

Сдерживание распространения и сбор нефти в описываемый период осложнены и могут иметь ряд особенностей:

- необходимо постоянное наблюдение за тем, чтобы боны оставались на месте и не были повреждены льдом;
- при скорости ветра более 10 м/с боновые ограждения могут быть повреждены кусками льда;
- при концентрации льда свыше 30 % и в крупных дрейфующих ледяных полях эффективность любых боновых ограждений существенно снижается;

- заякоривание боновых заграждений в ледовых условиях затруднительно или неэффективно.

При разливе нефти под слоем льда на мелководье привлечение судов ледового класса для разрушения сплошного льда невозможно и в дальнейшем операции ЛЧС(Н) проводятся на сплошном льду. Естественные углубления и карманы в подводной части льда создают места, где концентрируется нефть. Ликвидация разливов нефти в таких условиях связана со вскрытием ледового покрова и применением традиционных методов сбора нефти с поверхности воды. В этом случае необходимо в первую очередь найти нефтяное пятно, оконтурить и отметить его положение. После определения границ пятна необходимо выполнить разрез льда на краю пятна по направлению течения и удалить из образовавшейся проруби лед. Под действием течения нефть будет попадать в прорубь и всплывать на поверхность, а края разреза будут выполнять роль боновых заграждений. Всплывшая на поверхность воды нефть собирается скиммерами олеофильного или порогового типа.

В случае утечки нефти из подводного нефтепровода в ледовый период и невозможности точного определения местоположения разлива под ледовой поверхностью возможно применение следующих способов обнаружения нефти:

- пробуривание лунок по течению от вероятного места повреждения нефтепровода;
- привлечение судов аварийного реагирования и транспортно-буксирных судов ледового класса для разрушения сплошного льда вдоль трассы трубопровода;
- применение средств авианаблюдения для визуального обнаружения пятен нефти под ледовой поверхностью.

## **11. Расчет достаточности собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов с учетом применяемых для этих целей технологий**

Определение необходимого состава сил и средств для проведения мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти выполняется по результатам прогнозирования максимального расчетного разлива по каждому объекту с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий. Максимальный расчетный разлив определяется в соответствии с п.5 Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 г. №2366).

В части, касающейся создания и использования сил и средств постоянной готовности учитывались требования Положения о Единой

государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. постановлением Правительства РФ от 30.12.2003 №794) и Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности (утв. приказом Минтранса России от 30.05.2019 №157).

Расчет выполнен с учетом наиболее неблагоприятных условий возникновения ЧС(Н), а также с учетом гидрологических и климатических особенностей района, предельных гидрометеорологических параметров, при которых разрешается проведение операций по обращению с нефтью и нефтепродуктами.

Состав технических средств определен путем:

анализа типовых операций, выполняемых при локализации и ликвидации разливов нефти на акватории моря;

определения основных функций технических средств, привлекаемых для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

выбора типов техники и средств, выполняющих эти функции.

При локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море основными функциями являются:

доставка сил и средств к месту проведения работ;

локализация и сбор разлитой нефти;

ликвидация утечки нефти;

транспортировка собранной нефти к местам хранения и утилизации.

Для выполнения этих функций необходим следующий состав технических средств.

1. Средства доставки техники и персонала к месту проведения работ:

плавсредства;

автотранспорт.

2. Средства для локализации нефтяного загрязнения:

боновые заграждения;

суда-бонопостановщики.

3. Средства для сбора нефти:

суда технического обеспечения;

средства для сбора нефти с поверхности воды;

сорбенты;

средства для сбора нефти на берегу.

4. Средства для удаления, утилизации собранной нефти:

нефтеналивное судно для накопления и перевозки собранной нефти;

емкости для временного хранения собранной нефти;

полигон для утилизации нефтеотходов.

5. Средства для очистки оборудования;

6. Средства связи;

7. Средства газовой разведки;

8. Средства спасателей для ЛРН (рабочая одежда, обувь).

Предусматривались следующие параметры операции по ЛРН: расчет выполнялся с учетом предельных погодных условий, при которых разрешается проведение операций по ЛРН; учитывались технические характеристики привлекаемого флота, нефтесборных систем и боновых заграждений.

Количество бонов определяется размерами нефтяного пятна, геометрическими параметрами объекта. Количество нефтесборных систем определяется объемом разлитой нефти (нефтепродуктов) и производительностью нефтесборных систем. Количество сорбентов определяется объемом нефтяной пленки, которая не подлежит сбору нефтесборными системами. Количество и объем емкостей для сбора нефти (нефтепродуктов) должны быть достаточными для работы нефтесборных систем.

Для осуществления работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» заключило договор с КФ ФГБУ «Морспасслужба» на обеспечение аварийно-спасательного дежурства, локализацию и ликвидацию разливов нефти и нефтепродуктов.

Состав сил и средств представлен в п. 14 Плана ПЛРН.

В Плане ПЛРН приняты следующие технологии локализации разлива на море:

- заграждение бурового комплекса линией бонов («нулевой» рубеж локализации) – применяемый в случаях разлива нефтепродуктов с платформы;
- использование морских боновых заграждений для остановки перемещения нефтяного поля;
- использование буксируемых нефтесборных ордеров различной конфигурации с целью создания условий для работы нефтесборных систем;
- траление разлива буксируемыми линиями боновых заграждений.

Способы постановки боновых заграждений определяет руководитель работ ЛРН на месте ЧС(Н).

В Плане ПЛРН приняты следующие технологии сбора нефти:

- у бурового комплекса в пределах «нулевого» рубежа локализации – использованием нефтесборных скиммеров на участках скопления нефтепродуктов с их подачей на плавсредства по гибким трубопроводам;
- на открытых акваториях в нефтесборных ловушках – использованием управляемых с борта судна ЛРН скиммеров для сбора и подачи нефтеводяной смеси в плавучие емкости и на плавсредства;
- на открытых акваториях – сбор нефтепродуктов вдоль борта судна с использованием навесных скиммеров;
- с береговой полосы – использованием специализированных нефтесборных систем.

В Плане ПЛРН приняты следующие решения по дислокации, обеспечению готовности и развертывания сил и средств ЛРН.

### ***Защита объектов месторождения им. Ю. Корчагина***

- дислокация ДСС «Нарьян-Мар» – в оперативной близости от ЛСП-1 и БК (не более 20 минут хода), постоянная готовность к переходу к точке проведения работ для постановки боновых заграждений;
- дислокация ДСС «Когалым» – в оперативной близости от МПК (не более 20 минут хода), постоянная готовность к переходу к точке проведения работ для постановки боновых заграждений;
- дислокация двух АСС в оперативной близости от районов приоритетной защиты (прибрежная зона в районе нижней части ВКМСК): судно типа «ПТР-50» (либо аналогичное); судно типа «Колонок» (либо аналогичное).

### ***Защита объектов месторождения им. В. Филановского***

- дислокация ДСС «Поляр» – в оперативной близости от ЛСП-1, ЛСП-2 и БК (не более 20 минут хода), постоянная готовность к переходу к точке проведения работ для постановки боновых заграждений;
- дислокация двух АСС в оперативной близости от районов приоритетной защиты (прибрежная зона в районе нижней части ВКМСК): судно «ПТР-50» (либо аналогичное); судно типа «Колонок» (либо аналогичное).

### ***Защита объектов месторождения им. В. Грайфера***

- дислокация ДСС «Поляр» – в оперативной близости от ЛСП-1 (не более 20 минут хода), постоянная готовность к переходу к точке проведения работ для постановки боновых заграждений;
- дислокация двух ДСС в оперативной близости от районов приоритетной защиты (прибрежная зона в районе нижней части ВКМСК): судно «ПТР-50» (либо аналогичное); судно типа «Колонок» (либо аналогичное).

### **Временное размещение собранной нефтеводяной смеси.**

В Плане ПЛРН приняты следующие технологии временного размещения собранной нефтеводяной смеси:

при сборе на открытых акваториях – размещение в свободных емкостях ДСС («Когалым», «Нарьян-Мар», «Поляр»), СО («Взморье», «Полнос», «Антарктик», «Урай», «Покачи»), а также танкеров типа «Дахи Бюль-Бюль», «Пегас», «Абескун» (или аналогичных танкеров). По решению руководителя ШРО для временного размещения нефтеводяной эмульсии могут быть использованы порожние танки ПНХ «Юрий Корчагин» с целью дальнейшей организации перевозки на утилизацию и обезвреживание.

Договора фрахтования танкеров представлены в приложении 2.

## 11.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. Ю. Корчагина (морская зона)

### 11.1.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1 или БК месторождения им. Ю. Корчагина

Для первичной локализации разлива стационарно закрепляемыми боновыми заграждениями («нулевой» рубеж) используется линия боновых заграждений длиной 250-300 м.

Длина используемой линии бонов определяется геометрическими характеристиками ЛСП-1. Для построения нулевого рубежа в подветренном направлении достаточно 200 м бонов, для замыкания рубежа при изменениях направления ветра – 300 м. Для проведения данных работ потребуется 1 катер-бонопостановщик.

#### Расчет длины боновых заграждений

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 3 и 18 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Результаты расчета необходимой длины боновых заграждений показаны в таблице 11.1.

**Таблица 11.1 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации прогнозируемых разливов нефти при фонтанировании скважины с максимальным дебетом м-я им. Ю. Корчагина**

Параметры	Время локализации разлива нефти			
	3 часа		18 часов	
Объект/Объем разлива за время постановки боновых заграждений и начала сбора разлива нефти, м <sup>3</sup>	БК /55,2	ЛСП-1/ 36,8	БК / 331,9	ЛСП-1/221
Радиус, м	165	144	466	410
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	570 / 1250 (ДСС «Нарьян- Мар»)	498 / 1250 (ДСС «Нарьян- Мар»)	1610 / 4250 (ДСС «Нарьян- Мар», «Когалым», «По- лар»)	1417 / 4250 (ДСС «Нарьян- Мар», «Когалым», «Полар»)
Полупериметр нефтяного	518	452	1463	1287,5

пятна за время локализации, м				
-------------------------------	--	--	--	--

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС «Нарьян-Мар» (1250 м), «Когалым» (1500 м) и «Полар» (2000 м) достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного объема разлива нефти при авариях на скважинах БК и ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина.

При расчете длины боновых заграждений учитывалось, что:

- максимальный расчетный объем разлива нефти из скважины с максимальным дебетом на БК м-я им. Ю. Корчагина в течение 3-х суток составляет 1327,8 м<sup>3</sup>;
- максимальный расчетный объем разлива нефти из скважины с максимальным дебетом на ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина в течение 3-х суток составляет 880,2 м<sup>3</sup>;
- при неблагоприятных условиях (возникновение аварии в темное время суток) установка боновых заграждений и готовность ДСС к сбору нефти произойдет через 18 часов с момента возникновения аварии;
- достаточность боновых заграждений определялась исходя из максимального выброса нефти из аварийной скважины с максимальным дебетом через 3 и 18 часов (в светлое и темное время суток соответственно) после начала истечения.

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений при неблагоприятных условиях возникновения аварии (темное время суток)*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения пяти ордеров боновых заграждений потребуется три ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым», «Полар» с катерами - бонопостановщиками, а также одно СО типа «Взморье».

Группировка флота ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», осуществляющая дежурство в оперативной близости от объектов месторождения им. Ю. Корчагина («Нарьян-Мар», «Когалым», «Полар» с катерами - бонопостановщиками), достаточна для проведения работ по локализации максимальных расчетных объемов разлива нефти при авариях на скважинах БК и ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Работа нефтесборных систем будет осуществляться в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток с момента аварии) и до завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

В качестве средств сбора нефтеводяной смеси с локализованной боной поверхности акватории предусматриваются механические нефтесборные системы (скиммеры) с последующей зачисткой акватории сорбентами и сорби-

рующими изделиями.

Достаточная суммарная производительность нефтесборных систем определяется исходя из интенсивности поступления нефти из аварийной скважины с максимальным дебетом (18,4 м<sup>3</sup>/ч – БК; 12,3 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-1).

Для сбора нефтеводяной смеси с поверхности воды при фонтанировании скважины применяются нефтесборные системы, общая производительность которых в несколько раз превышает интенсивность поступления нефти из аварийной скважины.

$Q_{\text{общ}}$  – расчетная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, принимается 200 м<sup>3</sup>/ч.

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС составляет 861 м<sup>3</sup>/ч.

Принимаем, что расчетная потребность в вакуумных нефтесборных системах, применяемых для сбора загрязненного сорбента объемом 8,8 м<sup>3</sup> и 13,3 м<sup>3</sup> должна соответствовать условию при котором время сбора не превышает 1 часа. В составе оборудования на каждом судне ДСС имеются по одному вакуумному НСУ (типа Mini Vac II), производительностью 30 м<sup>3</sup>/ч, что соответствует заданному условию.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Количество сорбентов для порционного нанесения определяется исходя из сорбционной способности и объема загрязняющих веществ. Время впитывания нефтепродуктов сорбентами ограничено десятками секунд (10-60 с), сорбционных изделий – минутами.

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес запаса нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, л;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента по нефти, кг/кг (9,4 кг/кг).

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра» с поглощающей способностью по нефти 9,4 кг/кг.

Остаточный объем нефти после сбора нефтесборными системами составляет 1% от максимального объема разлива нефти, находящегося одновременно на акватории за весь период от возникновения до ликвидации аварийной ситуации (таблица 5.1).

При максимальном расчетном разливе нефти из скважины за 3 суток:

720000 кг - остаточный объем составит 7200 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 7200 / 9,4 = 766$  кг (ЛСП-1)

1086000 кг - остаточный объем составит 10860 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 10860 / 9,4 = 1156$  кг (БК)

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$720 * 0,01 + 0,766 = 7,97$  т (при аварии на скважине ЛСП-1);

$1086 * 0,01 + 1,156 = 12,02$  т (при аварии на скважине БК).

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтеводяной*

### эмульсии

Определим необходимый объем емкостей для временного хранения собранной нефтеводяной эмульсии при разливе нефти за трое суток.

Собираемая нефтесборными системами нефтеводяная смесь содержит примерно 49% нефтепродукта и 51% воды.

Потребный объем судовых емкостей равен объему нефтеводяной смеси, которая составит:

2709,4 м<sup>3</sup> при разливе 1327,6 м<sup>3</sup>;

1796,4 м<sup>3</sup> при разливе 880,2 м<sup>3</sup>.

Привлекаемый флот позволяет обеспечивать достаточный объем судовых емкостей для временного хранения и вывоза нефтеводяной эмульсии.

Для сбора нефтеводяной эмульсии на открытой акватории принято следующее:

- размещение в емкостях ДСС «Нарьян-Мар» (485 м<sup>3</sup>), «Когалым» (643 м<sup>3</sup>), «Полар» (470 м<sup>3</sup>), а также в емкостях СО «Взморье» (480 м<sup>3</sup>), «Урай» (434 м<sup>3</sup>), «Покачи» (434 м<sup>3</sup>), «Полнос» (568 м<sup>3</sup>), «Антарктик» (512 м<sup>3</sup>), а также танкеров типа «Пегас» (1000 м<sup>3</sup>), «Абескун» (1272 м<sup>3</sup>).

Общий объем судовых емкостей 6298 м<sup>3</sup>.

- по решению руководителя работ по ЛРН временное размещение эмульсии может происходить в свободных емкостях ПНХ «Юрий Корчагин» (16500 м<sup>3</sup>).

Имеющийся объем судовых емкостей привлекаемого флота позволяет обеспечить временное размещение и вывоз на утилизацию всего объема нефтеводяной эмульсии.

По окончании сбора нефтеводяная эмульсия вывозится для обезвреживания в ООО «ПК «ЭКО+».

Данные о вместимости судовых емкостей флота отражены в таблицах 2.1 - 2.5 п. 2 Плана ПЛРН, а также 11.2-11.3 п. 11.1 Плана ПЛРН.

Характеристики судов обеспечения представлены в п. 2 Плана ПЛРН.



**Рисунок 11.1. Внешний вид танкера «Пегас»**

**Таблица 11.2 - Сведения о танкере «Пегас»**

Характеристики	Величины
Дедвейт, т	1050
Вместимость танков для сбора нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	1000
Скорость хода, узлов	11
Длина наибольшая, м	65,88
Ширина габаритная, м	10



**Рисунок 11.2. Внешний вид танкера «Абескун»**

**Таблица 11.3 - Сведения о танкере «Абескун»**

Характеристики	Величины
Дедвейт, т	965
Вместимость танков для сбора нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	1272
Скорость хода, узлов	12
Длина наибольшая, м	59,77
Ширина габаритная, м	9,02

**11.1.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина (515 м<sup>3</sup>).**

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 4 и 18 часов после

истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Результаты расчета необходимой длины боновых заграждений показаны в таблице 11.4.

**Таблица 11.4 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации разлива дизельного топлива на ЛСП-1**

Параметры	Время локализации разлива дизельного топлива	
	4 ч	18 ч
Радиус, м	351	511
Длина бонов (необходимая / фактическая, м)	1213/4250 (4 ордера по 330 м) (ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым», «Полар»)	1765/4250 (5 ордеров по 360 м) (ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым», «Полар»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	1103	1606

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения пяти ордеров боновых заграждений потребуется три ДСС («Нарьян-Мар», «Когалым», «Полар» с катерами - бонопостановщиками, а также одно СО типа «Взморье» со вспомогательным катером.

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС (4250 м) достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП-1.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Нефтесборные системы (скиммеры) по своим техническим характеристикам неспособны к разделению эмульсии на нефть и воду, следовательно, имеющаяся у них полезная производительность будет затрачиваться на сбор эмульсии, включающей в себя как нефтепродукт, так и воду.

Собираемая нефтесборными системами нефтеводная эмульсия содержит примерно 49% нефтепродукта и 51% воды. Таким образом, объем нефтеводной эмульсии при разливе 515 м<sup>3</sup> составит 1051 м<sup>3</sup>.

Суммарная производительность нефтесборных систем ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени сбора разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (1051  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (4 ч)

$$Q_{\Sigma\text{расч}} = 1051/4 = 263 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность нефтесборных систем на ДСС (861  $\text{м}^3/\text{ч}$ .) достаточна для проведения работ по сбору нефтеводяной эмульсии объемом 1051  $\text{м}^3$  за 4 часа.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес запаса нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, л;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента, кг/кг (8,5 кг/кг).

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра» с поглощающей способностью по дизельному топливу 8,5 кг/кг.

При максимальном расчетном разливе дизельного топлива 515  $\text{м}^3$  (443 т) остаточный объем на акватории составит 4430 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 4430 / 8 = 554 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$443 * 0,01 + 0,554 = 4,99 \text{ т.}$$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию требуется два ДСС - «Нарьян-Мар» и «Когалым», имеющие суммарный объем грузовых танков 1128,1  $\text{м}^3$  (табл. 11.2, 11.3), а также СО «Взморье» с объемом танков 480  $\text{м}^3$  (табл. 11.5 и рис. 11.3).

Имеющийся объем судовых емкостей привлекаемого флота позволяет обеспечить временное размещение и вывоз на утилизацию всего объема нефтеводяной эмульсии.

### ***11.1.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК (2,31 $\text{м}^3$ )***

*В расчетах рассматриваются 2 участка аварии:*

- на 29 км нефтепровода (обусловлено максимальной удаленностью от мест дислокации ДСС);

- вблизи ТП МПК (на 58 км нефтепровода).

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимое количество боновых заграждений определяется из усло-

вий ожидаемых размеров нефтяного поля по формуле:  $L_{63}=3,14 \times R \times 1,1$ , где:

R – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Результаты расчета необходимой длины боновых заграждений показаны в таблице 11.5 и 11.6.

**Таблица 11.5 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива на 29 км нефтепровода**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	2,31 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 2 ч 20 мин)	53
Общая длина боновых заграждений, м	210
Полупериметр нефтяного пятна, м	167
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	85
Общая длина боновых заграждений, м	300
Полупериметр нефтяного пятна, м	296,5

**Таблица 11.6 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива на 58 км нефтепровода**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	2,31 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 1 ч 20 мин)	46
Общая длина боновых заграждений, м	180
Полупериметр нефтяного пятна, м	146
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	85
Общая длина боновых заграждений, м	300
Полупериметр нефтяного пятна, м	296,5

Для построения рубежей боновых заграждений при аварии на 29 км нефтепровода потребуется:

в светлое время суток - ДСС «Когалым» и «Нарьян-Мар» со средствами ЛРН на борту и вспомогательными катерами-бонопостановщиками;

в темное время суток - ДСС «Когалым» и «Нарьян-Мар» со средствами ЛРН на борту и вспомогательными катерами-бонопостановщиками.

Для построения рубежей боновых заграждений при аварии на 58 км нефтепровода потребуется:

в светлое время суток - ДСС «Когалым» со средствами ЛРН на борту и вспомогательным катером-бонопостановщиком;

в темное время суток - ДСС «Когалым» и «Нарьян-Мар» со средствами ЛРН на борту и вспомогательными катерами-бонопостановщиками.

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС достаточно для проведения работ по локализации максимального расчётного разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК месторождения им. Ю. Корчагина.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному ранее расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (4,8  $\text{м}^3$ ).

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (1 ч).

$Q_{\Sigma\text{расч}} = 4,8/1 = 4,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Когалым» составляет 140  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес запаса нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти, л;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента, кг/кг (9,4 кг/кг).

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра» с поглощающей способностью по нефти 9,4 кг/кг.

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (2,31  $\text{м}^3$ ) остаточная масса составит 19 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 19 / 9,4 = 2 \text{ кг}$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$1,9 * 0,01 + 0,002 = 0,0192 \text{ т}$ .

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию требуется 4,8  $\text{м}^3$  судовых емкостей.

Имеющийся объем судовых емкостей привлекаемого флота позволяет обеспечить временное размещение и вывоз на утилизацию всего объема нефтеводяной эмульсии.

**11.1.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода БК - ЛСП-1 (1,22  $\text{м}^3$ )**

В расчетах рассматривается авария на участке нефтепровода БК-ЛСП-1 вблизи БК, что обусловлено максимальной отдаленностью от места дислокации ДСС.

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимое количество боновых заграждений определяется из усло-

вий ожидаемых размеров нефтяного поля по формуле:

$$L_{бз} = 3,14 \times R_{разлива} \times 1,1, \text{ где:}$$

$R_{разлива}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Результаты расчета необходимой длины боновых заграждений показаны в таблице 11.7.

**Таблица 11.7 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива на нефтепроводе БК-ЛСП1 месторождения им. Ю. Корчагина**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	1,22 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 1,4 ч)	38
Общая длина боновых заграждений, м	150
Полупериметр нефтяного пятна, м	118
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	69
Общая длина боновых заграждений, м	240
Полупериметр нефтяного пятна, м	216,5

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения рубежей боновых заграждений потребуется:

в светлое время суток - ДСС «Нарьян-Мар» со средствами ЛРН на борту и вспомогательным катером - бонопостановщиком;

в темное время суток - 2 ДСС («Нарьян-Мар» и «Когалым») со средствами ЛРН на борту и вспомогательными катерами-бонопостановщиками.

*Расчет производительности нефтесборных систем.*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma \text{расч}} = V_{\text{нвс}} / t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (2,5 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (1 ч).

$$Q_{\Sigma \text{расч}} = 2,5 / 1 = 2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Нарьян-Мар», составляет 291 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива нефти*

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес запаса нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти, л;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента, кг/кг (9,4 кг/кг).

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра» с поглощающей способностью по нефти 9,4 кг/кг.

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (1,22 м<sup>3</sup> или 1 т) остаточный объем составит 10 кг.

$$G_{н.с.} = 10 / 9,4 = 1,1 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$1 * 0,01 + 0,0011 = 0,011 \text{ т.}$$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию требуется 2,5 м<sup>3</sup> судовых емкостей.

Имеющийся объем судовых емкостей привлекаемого флота позволяет обеспечить временное размещение и вывоз на утилизацию всего объема нефтеводяной эмульсии.

### **11.1.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного разлива нефти (4026,5 м<sup>3</sup>) при аварии на ПНХ «Юрий Корчагин»**

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимое количество боновых заграждений определяется из условий ожидаемых размеров аварийного разлива нефти через 3 ч 20 мин (при аварии в светлое время суток) и через 18 ч (при аварии в темное время суток) после истечения по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Результаты расчета необходимой длины боновых заграждений показаны в таблице 11.8.

**Таблица 11.8 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации разлива нефти при аварии на ПНХ «Юрий Корчагин»**

Параметры	Время локализации разлива нефти	
	3,3 ч	18 ч
Радиус, м	692	1058
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	2400/2750 (ДСС «Когалым», «Нарьян-Мар»)	3660/4250 (ДСС «Когалым», «Нарьян-Мар», «Полар»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	2174,5	3323

### *Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения семи ордеров боновых заграждений потребуется три ДСС - «Когалым», «Нарьян-Мар», «Поляр» с катерами - бонопостановщиками, а также четыре СО - «Взморье», «Урай», «Покачи», «Антарктик».

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС (4250 м) достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного разлива нефти при разгерметизации корпуса ПНХ «Юрий Корчагин».

### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (8218  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (9,5 ч).

$$Q_{\text{расч}} = 8218/10 = 822 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС, составляет 861  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра».

Количество сорбентов для порционного нанесения определяется исходя из сорбционной способности и объема загрязняющих веществ. Время впитывания нефтепродуктов сорбентами ограничено десятками секунд (10-60 с), сорбционных изделий – минутами.

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, кг;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента по нефти, кг/кг (9,4 кг/кг).

Остаточный объем нефти после сбора нефтесборными системами составляет 1% от массы разлива нефти, находящегося одновременно на акватории ( $V_{\text{н}}$ ).

При максимальном расчетном разливе нефти 4026,5  $\text{м}^3$  (4737 т).

4737000 кг - остаточный объем составит 47370 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 47370 / 9,4 = 5040 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$4737 * 0,01 + 5,040 = 52,41 \text{ т.}$$

### *Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранной нефти соответствует объему нефтеводяной эмульсии собранной с поверхно-

сти воды.

Собираемая нефтесборными системами нефтеводная смесь содержит примерно 49% нефтепродукта и 51% воды. Таким образом, объем нефтеводной смеси при разливе 4026,5 м<sup>3</sup> составит 8218 м<sup>3</sup>.

Размещение нефтеводной эмульсии будет происходить в свободных емкостях ДСС «Нарьян-Мар» (485 м<sup>3</sup>), «Когалым» (643 м<sup>3</sup>), «Полар» (470 м<sup>3</sup>), а также в емкостях СО «Взморье» (480 м<sup>3</sup>), «Урай» (434 м<sup>3</sup>), «Покачи» (434 м<sup>3</sup>), «Полнос» (568 м<sup>3</sup>), «Антарктик» (512 м<sup>3</sup>).

Для временного накопления привлекаются также танкера типа «Пегас» (1000 м<sup>3</sup>), «Абескун» (1272 м<sup>3</sup>), «Дахи-Бюль-Бюль» (7221,4 м<sup>3</sup>).

Имеющийся объем судовых емкостей привлекаемого флота позволяет обеспечить временное размещение и вывоз на утилизацию всего объема нефтеводной эмульсии (8218 м<sup>3</sup>).

### **11.1.6. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии на судне обеспечения «Взморье» (107 м<sup>3</sup> и 8,34 м<sup>3</sup>)**

#### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров пятна нефтепродуктов соответственно через 1 ч 30 мин и 16 ч после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений показан в таблице 11.9.

**Таблица 11.9 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации разливов нефтепродуктов при авариях на судне обеспечения «Взморье»**

Параметры	Время локализации разлива			
	1 ч 30 мин	16 ч	1 ч 30 мин	16 ч
Объем разлива	107 м <sup>3</sup>		8,34 м <sup>3</sup>	
Радиус, м	163	294	69	126
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	570/1250 (ДСС «Нарьян-Мар»)	1020/3250 (ДСС, «Нарьян-Мар», «Когалым»)	240/1250 (ДСС «Нарьян-Мар»)	450/1250 (ДСС «Нарьян-Мар»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	511	923,5	218	394,5

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей*

### *боновых заграждений*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения двух ордеров боновых заграждений потребуется два ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым» с катерами-бонопостановщиками.

Общее количество морских боновых заграждений на двух ДСС (2750 м) достаточно для проведения работ по локализации максимальных расчетных разливов нефтепродуктов при авариях на судне «Взморье».

#### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (218,4  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора – 1 ч.

$$Q_{\Sigma\text{расч}} = 218,4/1 = 218,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Нарьян-Мар» и «Когалым» составляет 431  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

#### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра».

Количество сорбентов для порционного нанесения определяется исходя из сорбционной способности и объема загрязняющих веществ. Время впитывания нефтепродуктов сорбентами ограничено десятками секунд (10-60 с), сорбционных изделий – минутами.

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, кг;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента по дизельному топливу, кг/кг (8,5 кг/кг).

Остаточный объем нефтепродукта после сбора нефтесборными системами составляет 1% от массы разлива, находящегося одновременно на акватории ( $V_{\text{н}}$ ).

При разливе нефтепродуктов 107  $\text{м}^3$  (91 т).

91000 кг - остаточный объем составит 910 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 910 / 8,5 = 107,1 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$91 * 0,01 + 0,1071 = 1,017 \text{ т.}$$

При разливе нефтепродуктов 8,34  $\text{м}^3$  (7,1 т).

7100 кг - остаточный объем составит 71 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 71 / 8,5 = 8,36 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$7,1 \cdot 0,01 + 0,00836 = 0,08 \text{ т.}$$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Объем нефтеводяной смеси при разливе  $107 \text{ м}^3$  составит  $218,4 \text{ м}^3$  и при разливе объемом  $8,34 \text{ м}^3$  составит  $17,1 \text{ м}^3$ .

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию требуется одно ДСС «Нарьян-Мар», имеющее  $485 \text{ м}^3$  объема свободных судовых танков.

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения всего объема нефтеводяной эмульсии.

## **11.2 Расчет достаточности сил и средств для локализации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Филановского**

### ***11.2.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1, ЛСП-2 и БК м-я им. В. Филановского***

Для первичной локализации разлива стационарно закрепляемыми боновыми заграждениями («нулевой» рубеж) используется линия боновых заграждений длиной 350-400 м. Длина используемой линии бонов определяется геометрическими характеристиками платформы. Для построения нулевого рубежа в подветренном направлении достаточно 250 м бонов, для замыкания рубежа при изменениях направления ветра – 350 м. Для проведения данных работ потребуется 1 катер-бонопостановщик.

#### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений показан в таблице 11.10.

**Таблица 11.10 - Расчетная длина боновых заграждений для локализации максимальных расчетных разливов нефти при фонтанировании скважин (ЛСП-1, ЛСП-2, БК)**

Время локализации разлива нефти	Объект/Объем разлива за время постановки боновых заграждений и начала сбора разлива нефти, м <sup>3</sup>	Параметры		
		R, м	Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м
2 часа	ЛСП-1/ 153,4	213	750/2000 (ДСС «Полар»)	669,5
	ЛСП-2/ 216,2	240	840/2000 (ДСС «Полар»)	752
	БК/114	184	660/2000 (ДСС «Полар»)	577
16 часов	ЛСП-1/ 1226,6	717	2490/4250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)	2251
	ЛСП-2/ 1729,3	805	2790/4250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)	2529
	БК/ 912	618	2160/4250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)	1941

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС «Полар» (2000 м), «Нарьян-Мар» (1250 м), «Когалым» (1500 м) достаточно для проведения работ по локализации максимальных расчетных разливов нефти при авариях на скважинах ЛСП-1, ЛСП-2, БК месторождения им. В. Филановского.

При расчете длины боновых заграждений учитывалось, что:

- максимальный расчетный разлив нефти из скважины с максимальным дебетом на ЛСП-1 в течение 3-х суток составляет 5519,6 м<sup>3</sup> (4515 т);
- максимальный расчетный разлив нефти из скважины с максимальным дебетом на ЛСП-2 в течение 3-х суток составляет 7782,4 м<sup>3</sup> (6366 т);
- максимальный расчетный разлив нефти из скважины с максимальным дебетом на БК в течение 3-х суток составляет 4103 м<sup>3</sup> (3357 т);
- при неблагоприятных условиях (возникновение аварии в темное время суток) установка боновых заграждений и готовность ДСС к сбору нефти произойдет через 18 часов с момента возникновения аварии;
- достаточность боновых заграждений определялась исходя из выброса

нефти из аварийной скважины с максимальным дебетом за время необходимое на постановку боновых заграждений и начала работы нефтесборных систем.

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений при неблагоприятных условиях возникновения аварии (темное время суток)*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения семи ордеров боновых заграждений потребуется три ДСС («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым») с катерами - бонопостановщиками, а также четыре СО («Полюс», «Антарктик», «Урай», «Покачи»).

Группировка флота ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», осуществляющая дежурство в оперативной близости от объектов месторождения им. В.Филановского (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым») достаточна для проведения работ по локализации максимального расчетного разлива нефти (7782,4 м<sup>3</sup>) при аварии на скважине с максимальным дебетом.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Работа нефтесборных систем будет осуществляться в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток с момента аварии) и до завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

Достаточная суммарная производительность нефтесборных систем определяется исходя из интенсивности поступления нефти из аварийной скважины с максимальным дебетом (76,7 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-1; 108,1 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-2; 57 м<sup>3</sup>/ч – БК;).

Для сбора нефтеводяной смеси с поверхности воды при фонтанировании скважины применяются нефтесборные системы, общая производительность которых в несколько раз превышает интенсивность поступления нефти из аварийной скважины.

$Q_{\text{общ}}$  – необходимая расчетная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС - 220 м<sup>3</sup>/ч. При этом выполняется условие при котором интенсивность сбора нефти с воды не менее чем в 2 раза превышать интенсивность выброса нефти из скважины.

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС составляет 861 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Количество сорбентов для порционного нанесения определяется исходя из сорбционной способности и объема загрязняющих веществ. Время впитывания нефтепродуктов сорбентами ограничено десятками секунд (10-60 с), сорбционных изделий – минутами.

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:

$G_{н.с.} = V_n / Q$ , где:

$G_{н.с.}$  - вес нефтесорбента, кг;

$V_n$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, кг;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента по нефти, кг/кг (9,4 кг/кг).

Остаточный объем нефти после сбора нефтесборными системами составляет 1% от максимального объема разлива нефти, находящегося одновременно на акватории за весь период от возникновения до ликвидации аварийной ситуации.

4515000 кг - остаточный объем составит 45150 кг

$G_{н.с.} = 45150 / 9,4 = 4803,2$  кг (ЛСП-1)

6366000 кг - остаточный объем составит 63660 кг

$G_{н.с.} = 63660 / 9,4 = 6772,4$  кг (ЛСП-2)

3357000 кг - остаточный объем составит 33570 кг

$G_{н.с.} = 33570 / 9,4 = 3571,3$  кг (БК)

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$4515 * 0,01 + 4,803 = 49,96$  т (при аварии на скважине ЛСП-1)

$6366 * 0,01 + 6,772 = 70,44$  т (при аварии на скважине ЛСП-2)

$3357 * 0,01 + 3,571 = 37,15$  т (при аварии на скважине БК).

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтеводяной эмульсии*

Определим необходимый объем емкостей для временного хранения собранной нефтеводяной эмульсии при разливе нефти за трое суток.

Собираемая нефтесборными системами нефтеводяная смесь содержит примерно 49% нефтепродукта и 51% воды.

Потребный объем судовых емкостей равен объему нефтеводяной смеси, которая составит:

11265 м<sup>3</sup> при разгерметизации скважины на ЛСП-1;

15883 м<sup>3</sup> при разгерметизации скважины на ЛСП-2;

8374 м<sup>3</sup> при разгерметизации скважины на БК.

Для сбора нефтеводяной эмульсии на открытой акватории принято следующее:

- размещение в емкостях ДСС «Нарьян-Мар» (485 м<sup>3</sup>), «Когалым» (643 м<sup>3</sup>), «Полар» (470 м<sup>3</sup>), а также в емкостях СО «Взморье» (480 м<sup>3</sup>), «Урай» (434 м<sup>3</sup>), «Покачи» (434 м<sup>3</sup>), «Полнос» (568 м<sup>3</sup>), «Антарктик» (512 м<sup>3</sup>), а также танкеров типа «Пегас» (1000 м<sup>3</sup>), «Абескун» (1272 м<sup>3</sup>), «Дахи-Бюль-Бюль» (7221,4 м<sup>3</sup>).

- временное размещения в свободных емкостях ПНХ «Юрий Корчагин» (16500 м<sup>3</sup>).

Общий объем емкостей для разовой перевозки эмульсии в свободные емкости ПНХ «Юрий Корчагин» составляет более 10000 м<sup>3</sup>.

Имеющийся объем судовых ёмкостей у привлекаемого флота достаточен для обеспечения непрерывный сбора и вывоза всего объема нефтеводяной эмульсии.

По окончании сбора нефтеводная эмульсия вывозится для обезвреживания в ООО «ПК «ЭКО+».

Данные о вместимости судовых емкостей флота отражены в таблицах 2.1 - 2.5 п. 2 Плана ПЛРН, а также 11.2-11.3 п. 11.1 Плана ПЛРН.

**11.2.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского**

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2,5 и 16 ч после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений показан в таблице 11.11.

**Таблица 11.11 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации разлива дизельного топлива на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского**

Параметры	Время локализации разлива дизельного топлива			
	2,5 ч	18 ч	2,5 ч	18 ч
Объем разлива	562 м <sup>3</sup> (ЛСП-1)		494 м <sup>3</sup> (ЛСП-2)	
Радиус, м	321	526	308	504
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	1110/3500 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар»)	1830/4250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)	1080/3500 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар»)	1740/4250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)
Полупериметр пятна за время локализации, м	1009	1605	966,5	1583,5

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения четырех ордеров боновых заграждений при аварии в светлое время суток потребуется два ДСС («Полар», «Нарьян-Мар») с катерами-бонопостановщиками, а также 2 СО «Полус», «Антарктик».

Для построения пяти ордеров боновых заграждений при аварии в темное время суток потребуется три ДСС («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым») с катерами-бонопостановщиками, а также два СО «Полус», «Антарктик».

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного разлива нефти при разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП-1 и ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского.

#### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (1147  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора – 4 ч.

$$Q_{\Sigma\text{расч}} = 1147/4 = 287 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС («Поляр», «Нарьян-Мар», «Когалым») составляет 861  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

#### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При расчетном разливе дизельного топлива 562  $\text{м}^3$  (483 т) остаточный объем, который необходимо собрать с помощью сорбента составит 4830 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 4830 / 8,5 = 569 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$483 * 0,01 + 0,569 = 5,4 \text{ т}$$

При расчетном разливе дизельного топлива 494  $\text{м}^3$  (425 т) остаточный объем составит 4250 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 4250 / 8,5 = 500 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$425 * 0,01 + 0,5 = 4,75 \text{ т}$$

#### *Расчет количества емкостей для временного хранения нефтеводяной эмульсии*

Потребное количество судовых емкостей соответствует объему нефтеводяной смеси:

1147  $\text{м}^3$  - при разливе 562  $\text{м}^3$ ;

1009  $\text{м}^3$  - при разливе 494  $\text{м}^3$ .

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию потребуются два ДСС: «Нарьян Мар» (485  $\text{м}^3$ ) и «Поляр» (470  $\text{м}^3$ ), а также одно СО: «Полюс» (568  $\text{м}^3$ ) либо «Антарктик» (512  $\text{м}^3$ ).

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения всего объема нефтеводяной эмульсии.

### **11.2.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода РБ - береговые сооружения**

*В расчетах рассматриваются 3 участка аварии:*

- на 104 км нефтепровода;
- на 61 км нефтепровода;
- вблизи РБ.

#### Расчет длины боновых заграждений

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 4 и 18 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений (таблица 11.15) произведен для самого неблагоприятного сценария (авария на 104 км нефтепровода).

**Таблица 11.15 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива при аварии на нефтепроводе РБ-береговые сооружения**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	6,5 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 4 ч)	85
Общая длина боновых заграждений, м	300
Полупериметр нефтяного пятна, м	268
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 18 ч)	122
Общая длина боновых заграждений, м	450
Полупериметр нефтяного пятна, м	384

#### Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений

Для построения 3 ордеров боновых заграждений потребуется два судна «ПТР-50 Антарес» (либо аналог) и «Поляр» с катерами-бонопостановщиками..

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного разлива нефти при разгерметизации нефтепровода РБ-береговые сооружения.

#### Расчет производительности нефтесборных систем

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{срасч}} = V_{\text{нвс}} / t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (13,3 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора - 1 ч.

$Q_{\text{срасч}} = 13,3 / 2 = 6,7 \text{ м}^3/\text{ч}$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Поляр», составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (5,32 т) остаточный объем составит 53,2 кг.

$$G_{н.с.} = 53,2 / 9,4 = 5,6 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$5,32 * 0,01 + 0,0056 = 0,06 \text{ т.}$$

*Расчет сил и средств по ликвидации загрязнения береговой полосы*

Для организации своевременного реагирования на максимальные расчетные разливы нефти и нефтепродуктов с угрозой загрязнения береговой полосы, кроме дежурства ДСС, также обеспечено дежурство судов «ПТР-50» (либо аналогичное) и «Колонок» в районе 145 км ВКМСК (1,5 ч хода до участка где нефтепровод подходит к береговой полосе).

На указанных судах размещены:

средства локализации разлива нефти и защиты береговой полосы от загрязнения – более 2000 м боновых заграждений;

нефтесборные системы (скиммеры) общей производительностью более 150 м<sup>3</sup>/ч;

быстровозводимые емкости временного хранения.

При разгерметизации нефтепровода РБ-береговые сооружения на расстоянии менее 10 км от берега нефтяное пятно достигнет береговой полосы в интервале от 1 до 18 часов с учетом реагирования сил и средств. В этом случае для ликвидации загрязнения береговой полосы необходимо проведение следующих работ:

выставление боновых заграждений вдоль береговой полосы для предотвращения повторного загрязнения с помощью ДСС с оборудованием ЛРН и вспомогательных катеров;

смыв нефти (нефтепродуктов) с береговой полосы;

сбор нефтепродуктов с акватории;

последующая доочистка вручную (удаление загрязненного нефтью мусора);

ручной сбор (удаление из естественных выемок плавающей нефти, нефтеостатков, загрязненных водорослей и т.п.). Откачка разлитой жидкости из мест накопления в углублениях рельефа производится переносными вакуумными и погружными насосами с подачей в емкости временного хранения;

выемка загрязненного грунта в наиболее загрязненных участках;

вывоз собранных жидких и твердых отходов на обезвреживание (утилизацию).

Объемы указанных работ могут составить:

масса нефтяного загрязнения, подлежащая сбору с акватории может составить до 5,32 т;

откачка жидкости из мест скопления и котлованов - до 5,32 т;

масса грунта, загрязненного нефтепродуктами - 100 т;

площадь загрязненного нефтепродуктами участка береговой полосы – 4848 м<sup>2</sup>;

протяженность загрязненного участка суши будет зависеть от ширины выноса нефтепродуктов на берег (до 10 м) и может достигнуть до 500 м.

Вывоз отходов обеспечен посредством судов на полигон ООО «ПК ЭКО+» (п. Ильинка Икрянинского района Астраханской области) расположен в 200 км от участка работ.

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 30 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе около берега может составить 13,3 м<sup>3</sup>. Время работы нефтесборных систем составит не более 1 ч.

Для откачки жидкости из мест скопления и котлованов потребуется до 30 мин (объем жидкой фазы нефти – 6,5 м<sup>3</sup>, производительность нефтесборных устройств – 30 м<sup>3</sup>/ч).

Для проведения работ по ЛРН на загрязненной нефтепродуктами территории расчет достаточности сил средств произведен исходя из невозможности выполнить работы ЛРН с помощью технических устройств.

Для очистки вручную потребуется следующее количество времени:

$T_{\text{руч}} = S / 35 / n$ , час, где:

35 м<sup>2</sup>/ч - норма времени на удаление загрязненного грунта при толщине слоя 10 см вручную с укладкой в контейнер ( $V_{\text{гр}} = 3,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ );

$n$ - количество рабочих, чел.

С привлечением для сбора загрязненного нефтепродуктами грунта до 10 человек время его сбора вручную составит:

$T_{\text{руч}} = V_{\text{гр}} / 3,5 / n = 100 / 3,5 / 10 = 2,86 \text{ ч}$ .

Имеющихся у ПАСФ сил и средств достаточно для проведения работ по локализации и ликвидации максимального объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе РБ-береговые сооружения.

#### **11.2.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода ЛСП-2 – РБ**

##### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{\text{бз}} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины

бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.16.

**Таблица 11.16 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива при аварии на нефтепроводе ЛСП-2 - РБ**

Объем/масса разлива, м <sup>3</sup> /т	2,6/2,1
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 2 ч)	53
Общая длина боновых заграждений, м	210
Полупериметр нефтяного пятна, м	129
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	69
Общая длина боновых заграждений, м	240
Полупериметр нефтяного пятна, м	217

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений потребуется ДСС «Полар» с катером-бонопостановщиком, а также СО «Урай» («Покачи»).

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии - 5,3 м<sup>3</sup>;

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора - 1 ч.

$Q_{\text{расч}} = 5,3/1 = 5,3$  м<sup>3</sup>/ч

Общая производительность НСУ, находящихся на судне ДСС, «Полар» составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (2,1 т) остаточный объем составит 21 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 21 / 9,4 = 2,24$  кг.

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$2,1 * 0,01 + 0,00224 = 0,024$  т.

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения соответствует объему нефтеводяной эмульсии (5,3 м<sup>3</sup>). Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» (470 м<sup>3</sup>).

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения 5,3 м<sup>3</sup>

нефтеводяной эмульсии.

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

### **11.2.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива на акватории при разгерметизации нефтепровода БК-РБ**

#### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$L_{бз}$  – длина бонового заграждения, м;

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.17.

**Таблица 11.17 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива при аварии на нефтепроводе БК – РБ (1,22 м<sup>3</sup>)**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	1,22 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 1,4 ч)	38
Общая длина боновых заграждений, м	150
Полупериметр нефтяного пятна, м	118
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	69
Общая длина боновых заграждений, м	240
Полупериметр нефтяного пятна, м	216,5

#### *Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений потребуются ДСС «Полар» с катером-бонопостановщиком, а также СО «Урай» («Покачи»).

#### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma \text{расч}} = V_{\text{нвс}} / t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (2,5 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора - 1 ч.

$$Q_{\Sigma \text{расч}} = 2,5 / 1 = 2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Поляр», составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива нефти*

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:  $G_{н.с.} = V_n / Q$ , где:

$G_{н.с.}$  - вес запаса нефтесорбента, кг;

$V_n$  - объем разлива нефти, л;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента, кг/кг (9,4 кг/кг).

Планом предусмотрено применение сорбента «Лессорб-экстра» с поглощающей способностью по нефти 9,4 кг/кг.

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (1,22 м<sup>3</sup> или 1 т) остаточный объем составит 10 кг.

$$G_{н.с.} = 10 / 9,4 = 1,1 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$1 * 0,01 + 0,0011 = 0,011 \text{ т.}$$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии. Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Поляр» (470 м<sup>3</sup>/ч).

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения 2,5 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

**11.2.6. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 м-я им. В. Филановского**

*В расчетах рассматривается участок аварии на 20-м км нефтепровода.*

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 4 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет длины боновых заграждений представлен в таблице 11.18.

**Таблица 11.18 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива при аварии на межпромысловом нефтепроводе ЛСП-1 месторождения им. В.Филановского до ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина (1,96 м<sup>3</sup>)**

при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 4 ч)	57
Общая длина боновых заграждений, м	210
Полупериметр нефтяного пятна, м	180
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	81
Общая длина боновых заграждений, м	280
Полупериметр нефтяного пятна, м	254

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений потребуются ДСС «Полар» с катерами-бонопостановщикам.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  ( $4 \text{ м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора - 1 ч.

$Q_{\text{расч}} = 4/1 = 4 \text{ м}^3/\text{ч}$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Полар», составляет  $430 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (1,6 т) остаточный объем составит 16 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 16 / 9,4 = 2 \text{ кг}$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$1,6 * 0,01 + 0,002 = 0,018 \text{ т}$ .

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии. Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» ( $470 \text{ м}^3$ ).

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения  $4 \text{ м}^3$  нефтеводяной эмульсии.

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

**11.2.7. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ м-я им.**

## **В. Филановского**

*В расчетах рассматривается участок аварии на 20-м км нефтепровода.*

### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 4 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз}=3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет длины боновых заграждений представлен в таблице 11.19.

**Таблица 11.19 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива при аварии на межпромысловом нефтепроводе от ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина до РБ м-я им. В. Филановского (1,7 м<sup>3</sup>)**

при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 4 ч)	54
Общая длина боновых заграждений, м	210
Полупериметр нефтяного пятна, м	180
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	77
Общая длина боновых заграждений, м	280
Полупериметр нефтяного пятна, м	254

### *Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений потребуется ДСС «Полар» с катерами-бонопостановщикам.

### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (3,5 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора -1 ч.

$$Q_{\text{расч}} = 3,5/1 = 3,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Полар», составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода (1,4 т) остаточный объем составит 14 кг.

$$G_{\text{н.с.}} = 14 / 9,4 = 2 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:  
 $1,4 \cdot 0,01 + 0,002 = 0,016$  т.

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии. Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» (470 м<sup>3</sup>).

Имеющихся судовых емкостей ДСС достаточно для размещения 3,5 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

**11.2.8. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Урай» («Покачи»)**

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.19.

**Таблица 11.20 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств СО «Урай» и «Покачи»**

Параметры	Время локализации разлива			
	2 ч	16 ч	2 ч	16 ч
Объем разлива	112,5 м <sup>3</sup>		12,5 м <sup>3</sup>	
Радиус, м	178	299	85	144
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	630/2000 (ДСС «Полар»)	1050/3250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар»)	300/2000 АСС «Полар»	510/3250 (ДСС «Полар», «Нарьян-Мар»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	558	939	287	451

### *Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений при аварии в светлое время суток потребуется ДСС «Полар» с катерами - бонопостановщиками.

Для построения 3-х ордеров боновых заграждений при аварии в темное время суток потребуется два ДСС «Полар» и «Нарьян-Мар» с катерами - бонопостановщиками, а также СО «Полюс» («Антарктик»).

### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma\text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии,  $\text{м}^3$  (230  $\text{м}^3$  и 26  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора - 2 ч.

$Q_{\Sigma\text{расч}} = 230/2 = 115 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при разливе 112,5  $\text{м}^3$ )

$Q_{\Sigma\text{расч}} = 26/2 = 13 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при разливе 12,5  $\text{м}^3$ )

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Полар» (430  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) достаточна для сбора всего объема нефтеводяной эмульсии за 2 часа.

### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Количество сорбентов для порционного нанесения определяется исходя из сорбционной способности и объема загрязняющих веществ. Время впитывания нефтепродуктов сорбентами ограничено десятками секунд (10-60 с), сорбционных изделий – минутами.

Количество нефтесорбента рассчитывают по формуле:

$G_{\text{н.с.}} = V_{\text{н}} / Q$ , где:

$G_{\text{н.с.}}$  - вес нефтесорбента, кг;

$V_{\text{н}}$  - объем разлива нефти и/или нефтепродукта, кг;

$Q$  - поглощающая способность нефтесорбента по дизельному топливу, кг/кг (9,4 кг/кг).

Остаточный объем нефти после сбора нефтесборными системами составляет 1% от максимального объема разлива нефти.

При разливе нефтепродуктов объемом 112,5  $\text{м}^3$  (95,5 т) остаточный объем составит 955 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 955 / 8,5 = 113 \text{ кг}$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$112,5 * 0,01 + 0,113 = 1,234 \text{ т}$ .

При разливе нефтепродуктов объемом 12,5  $\text{м}^3$  (10,5 т) остаточный объем составит 105 кг.

$$G_{н.с.} = 105 / 8,5 = 13 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:  
 $12,5 * 0,01 + 0,0032 = 0,13 \text{ т.}$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии (230 м<sup>3</sup>). Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Поляр» (470 м<sup>3</sup>).

Имеющегося объема судовых емкостей ДСС (470 м<sup>3</sup>) достаточно для размещения 230 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

### ***11.2.8 Расчет достаточности сил и средств для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В.Филановского***

Расчет сил и средств приведен при максимальном расчетном разливе 7782,4 м<sup>3</sup> за 3-е суток при невозможности реагирования сил и средств ЛРН из-за штормовых условий. При этом достижение нефтяным пятном ближайшей береговой полосы (о. Малый Жемчужный) будет возможно через 4 часа 30 минут.

Максимальная длительность штормов со скоростью ветра 15 м/с и более может составлять до 2,3 суток (технический отчет ООО «НИИ проблем Каспийского моря» по выполнению инженерно-гидрометеорологических и инженерно - экологических изысканий, 2017 г.).

Параметры нефтяного пятна за время его перемещения в район острова с учетом продолжительности штормовых условий:

Объем разлива, м <sup>3</sup>	Радиус разлива, м	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Периметр разлива, м
5962	1650	8652876	10360

Для организации своевременного реагирования на максимальные расчетные разливы нефти и нефтепродуктов с угрозой загрязнения береговой полосы, кроме дежурства ДСС с малой осадкой в районе бурения, также обеспечено дежурство двух судов «ПТР-50» (либо аналогичное) и «Колонок» в районе 145 км ВКМСК (5 часов хода до острова М. Жемчужный).

На трех ДСС в районе бурения размещены:

средства локализации разлива нефти и защиты береговой полосы от загрязнения – 4250 м боновых заграждений;

нефтеборные системы (скиммеры) общей производительностью 861 м<sup>3</sup>/ч;

На ДСС в районе 145 км ВКМСК размещены:

средства локализации разлива нефти и защиты береговой полосы от загрязнения – 2350 м боновых заграждений;

нефтесборные системы (скиммеры) общей производительностью 172 м<sup>3</sup>/ч;

быстровозводимые емкости временного хранения и другое оборудование.

Для ликвидации загрязнения береговой полосы необходимо проведение следующих работ:

выставление боновых заграждений вдоль береговой полосы для предотвращения повторного загрязнения с помощью ДСС с оборудованием ЛРН и вспомогательных катеров;

смыв нефти (нефтепродуктов) с береговой полосы;

сбор нефтепродуктов с акватории;

последующая доочистка вручную (удаление загрязненного нефтью мусора);

ручной сбор (удаление из естественных выемок плавающей нефти, нефтеостатков, загрязненных водорослей и т.п.). Откачка разлитой жидкости из мест накопления в углублениях рельефа производится переносными вакуумными и погружными насосами с подачей в емкости временного хранения;

выемка загрязненного грунта в наиболее загрязненных участках;

вывоз собранных жидких и твердых отходов на обезвреживание (утилизацию).

Объемы указанных работ могут составить:

объем нефтяного загрязнения, подлежащий сбору с акватории может составить до 15883 м<sup>3</sup> (с учетом фонтанирования за 3-сут);

масса грунта, загрязненного нефтепродуктами – 1220 т (до 25% от массы разлива нефти);

площадь загрязненного нефтепродуктами участка – 60000 м<sup>2</sup>;

протяженность загрязненного участка суши (протяженность о. Малый Жемчужный) – до 3 км.

Время работы нефтесборных систем при сборе разлива нефти с воды может составить до общей производительности 860 м<sup>3</sup>/ч составит 18,5 ч.

Расчет достаточности сил средств для проведения работ по ликвидации загрязнения нефтью береговой полосы произведен исходя из невозможности выполнить работы с помощью технических устройств.

Для очистки вручную потребуется следующее количество времени:

$T_{руч} = S / 35 / n$ , час, где:

35 м<sup>2</sup>/ч - норма времени на удаление загрязненного грунта при толщине слоя 10 см вручную с укладкой в контейнер ( $V_{гр} = 3,5$  м<sup>3</sup>/ч);

$n$ - количество рабочих, чел.

С привлечением для сбора загрязненного нефтепродуктами грунта до 10 чел. время его сбора вручную составит:

$T_{руч} = V_{гр} / 3,5 / n = 12200 / 3,5 / 10 = 35$  час.

### 11.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Грайфера

#### 11.3.1. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП

Для первичной локализации разлива стационарно закрепляемыми боновыми заграждениями («нулевой» рубеж) используется линия боновых заграждений длиной 250-300 м. Длина используемой линии бонов определяется геометрическими характеристиками ЛСП. Для построения нулевого рубежа в подветренном направлении достаточно 200 м бонов, для замыкания рубежа при изменениях направления ветра – 300 м. Для проведения данных работ потребуется 1 катер-бонопостановщик.

#### Расчет длины боновых заграждений

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 18 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений показан в таблице 11.20.

**Таблица 11.21 - Расчетная длина боновых заграждений для локализации максимального расчетного разлива нефти при аварии на скважине ЛСП**

Параметры	Время локализации разлива нефти	
	2 ч	18 ч
Объем разлива за время постановки боновых заграждений и начала сбора разлива нефти, м <sup>3</sup>	77,4	696,6
Радиус, м	164	590
Необходимая длина БЗ/фактическая длина БЗ, м	570/2000 («Полар»)	2040/4250 («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	514	1852

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС «Полар»

(2000 м), «Нарьян-Мар» (1250 м), «Когалым» (1500 м) достаточно для проведения работ по локализации разлива нефти на скважине с максимальным дебетом ЛСП месторождения им. В. Грайфера.

При расчете длины боновых заграждений учитывалось, что:

- максимальный расчетный разлив нефти из скважины с максимальным дебетом на течение 3-х суток составляет 2783,6 м<sup>3</sup>;
- при неблагоприятных условиях (возникновение аварии в темное время суток) установка боновых заграждений и готовность ДСС к сбору нефти произойдет через 18 ч с момента возникновения аварии;
- достаточность боновых заграждений определялась исходя из максимального выброса нефти из аварийной скважины с максимальным дебетом за время необходимое на постановку боновых заграждений и начала работы нефтесборных систем.

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений при неблагоприятных условиях возникновения аварии (темное время суток)*

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад).

Для построения шести ордеров боновых заграждений потребуется три ДСС («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым» с катерами - бонопостановщиками, а также три СО («Полюс», «Антарктик», «Урай»).

Группировка флота ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», осуществляющая дежурство в оперативной близости от объектов месторождения им. В. Грайфера достаточна для проведения работ по локализации максимального расчетного разливов нефти при аварии на скважине ЛСП.

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Работа нефтесборных систем будет осуществляться в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток с момента аварии) и до завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

Достаточная суммарная производительность нефтесборных систем определяется исходя из того, что интенсивность сбора нефти должна превышать интенсивность поступления нефти из аварийной скважины (38,7 м<sup>3</sup>/ч) не менее чем в 2 раза.

Для сбора нефтеводяной смеси с поверхности воды при фонтанировании скважины применяются нефтесборные системы, общая производительность которых в несколько раз превышает интенсивность поступления нефти из аварийной скважины.

$Q_{\text{общ}}$  – расчетная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, принимается 100 м<sup>3</sup>/ч.

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС составляет 861 м<sup>3</sup>/ч.

### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива*

Остаточный объем нефти после сбора нефтесборными системами составляет 1% от максимального объема разлива нефти, находящегося одновременно на акватории за весь период от возникновения до ликвидации аварийной ситуации.

2277000 кг - остаточный объем составит 22770 кг.

$G_{н.с.} = 22770 / 9,4 = 2423$  кг

Сорбент, загрязненный нефтью, образуется в количестве:

$2277 * 0,01 + 2,423 = 25,2$  т.

### *Расчет количества емкостей для временного хранения нефтеводяной эмульсии*

Определим необходимый объем емкостей для временного хранения собранной нефтеводяной эмульсии при разливе нефти за трое суток.

Собираемая нефтесборными системами нефтеводяная смесь содержит примерно 49% нефтепродукта и 51% воды.

Потребный объем судовых емкостей равен объему нефтеводяной смеси, которая составит:

5681 м<sup>3</sup> при разливе 2783,6 м<sup>3</sup>;

Привлекаемый флот позволяет обеспечивать достаточный объем судовых емкостей для временного хранения и вывоза 5681 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии при разливе 2783,6 м<sup>3</sup> нефти.

Для сбора нефтеводяной эмульсии на открытой акватории принято следующее:

- размещение в емкостях ДСС «Нарьян-Мар» (485 м<sup>3</sup>), «Когалым» (643 м<sup>3</sup>), «Поляр» (470 м<sup>3</sup>), а также в емкостях СО «Взморье» (480 м<sup>3</sup>), «Урай» (434 м<sup>3</sup>), «Покачи» (434 м<sup>3</sup>), «Полюс» (568 м<sup>3</sup>), «Антарктик» (512 м<sup>3</sup>), а также танкеров типа «Пегас» (1000 м<sup>3</sup>), «Абескун» (1272 м<sup>3</sup>).

Общий объем судовых емкостей 6298 м<sup>3</sup>.

- по решению руководителя работ по ЛРН временное размещение эмульсии может происходить в свободных емкостях ПНХ «Юрий Корчагин» (16500 м<sup>3</sup>).

По окончании сбора нефтеводяная эмульсия вывозится для обезвреживания в ООО «ПК «ЭКО+».

Данные о вместимости судовых емкостей флота отражены в таблицах 2.1 - 2.5 п. 2 Плана ПЛРН, а также 11.2-11.3 п. 11.1 Плана ПЛРН.

### ***11.3.2. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП***

#### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 3 и 18 ч после исте-

чения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений показан в таблице 11.21.

**Таблица 11.22 – Расчетная длина боновых заграждений для локализации разлива дизельного топлива на ЛСП месторождения им. В. Грайфера**

Параметры	Время локализации разлива дизельного топлива	
	3 ч	18 ч
Объем разлива, м <sup>3</sup>	163	
Радиус, м	213	338
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	750/2000 («Полар»)	1170/4250 («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым»)
Полупериметр пятна за время локализации, м	668	1063

*Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\text{расч}} = V_{\text{нвс}} / t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (333 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (1,1 ч).

$$Q_{\text{расч}} = 333 / 1,1 = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на судах ДСС, составляет 861 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений при аварии в светлое время суток потребуется ДСС «Полар» с катерами-бонопостановщиками.

Для построения 4-х ордеров боновых заграждений при аварии в темное время суток потребуется три ДСС («Полар», «Нарьян-Мар», «Когалым») с катерами-бонопостановщиками, а также два СО «Полнос», «Антарктик».

Общее количество морских боновых заграждений на ДСС (4250 м) достаточно для проведения работ по локализации максимального расчетного разлива нефти при разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

Остаточный объем нефтепродукта после сбора нефтесборными системами составляет 1% от массы разлива, находящегося одновременно на акватории. При расчетном разливе дизельного топлива 163 м<sup>3</sup> (140 т) остаточный объем составит 1400 кг.

$$G_{н.с.} = 1400 / 8,5 = 165 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:  
 $163 * 0,01 + 0,165 = 1,8 \text{ т.}$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Объем нефтеводяной смеси при разливе 163 м<sup>3</sup> составит 333 м<sup>3</sup>.

Для накопления и вывоза нефтеводяной эмульсии на утилизацию требуется ДСС «Поляр» имеющий объем емкостей 470 м<sup>3</sup>.

**11.3.3. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского**

*В расчетах рассматривается участок аварии нефтепровода вблизи ЛСП месторождения им.В.Грайфера.*

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.22.

**Таблица 11.22 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	0,7 (нефть)
при аварии в светлое время суток	
Радиус, м (через 2 ч)	34
Общая длина боновых заграждений, м	120
Полупериметр нефтяного пятна, м	107
при аварии в темное время суток	
Радиус, м (через 16 ч)	57
Общая длина боновых заграждений, м	210
Полупериметр нефтяного пятна, м	180

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей*

### *боновых заграждений*

Для построения боновых заграждений потребуются ДСС «Полар» с катером-бонопостановщиком.

#### *Расчет производительности нефтесборных систем*

Суммарная производительность сбора разлива ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma \text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводной эмульсии,  $\text{м}^3$  (1,5  $\text{м}^3$ );

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (0,5 ч).

$$Q_{\Sigma \text{расч}} = 1,5/0,5 = 3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Полар», составляет 430  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

#### *Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При максимальном расчетном разливе нефти из нефтепровода – 0,7  $\text{м}^3$  (0,58 т) остаточный объем составит 5,80 кг

$$G_{\text{н.с.}} = 5,80 / 9,4 = 1 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$0,7 * 0,01 + 0,001 = 0,008 \text{ т.}$$

#### *Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводной эмульсии. Для данных сценариев принято размещение нефтеводной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» (470  $\text{м}^3$ ).

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

### ***11.3.4. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Полюс»***

#### *Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{\text{бз}} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.23.

**Таблица 11.23 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Полюс»**

Параметры	Время локализации разлива			
	2 ч	16 ч	2 ч	16 ч
Объем разлива, м <sup>3</sup>	138		6,7	
Радиус, м	190	320	69	117
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	660/2000 («Поляр»)	1110/3250 («Поляр», «Нарьян-Мар»)	240/2000 («Поляр»)	420/2000 («Поляр»)
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	598	1005	218	367

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения ордера боновых заграждений при аварии в светлое время суток потребуется ДСС «Поляр» с катером - бонопостановщиком.

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений при аварии в темное время суток потребуется два ДСС «Поляр» и «Нарьян-Мар» с катерами – бонопостановщиками.

*Расчет производительности нефтесборных систем.*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma \text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (282 м<sup>3</sup> и 14 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (2 ч и 1 ч).

$Q_{\Sigma \text{расч}} = 282/2 = 141 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при сборе 282 м<sup>3</sup>)

$Q_{\Sigma \text{расч}} = 14/1 = 14 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при сборе 14 м<sup>3</sup>)

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Поляр», составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При разливе нефтепродуктов объемом 117,3 т остаточный объем составит 1173 кг., при разливе 5,8 т остаточный объем составит 58 кг.

$$G_{н.с.} = 1173 / 8,5 = 138 \text{ кг}$$

$$G_{н.с.} = 58 / 8,5 = 7 \text{ кг}$$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$$117,3 * 0,01 + 0,138 = 1,311 \text{ т.}$$

$$5,8 * 0,01 + 0,0007 = 0,007 \text{ т.}$$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии (282 м<sup>3</sup>). Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» (470 м<sup>3</sup>).

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

**11.3.5. Расчет достаточности сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Антарктик»**

*Расчет длины боновых заграждений*

Необходимая длина боновых заграждений определяется исходя из ожидаемых размеров нефтяного поля соответственно через 2 и 16 часов после истечения, по формуле:  $L_{бз} = 3,14 \times R_{\text{разлива}} \times 1,1$ , где:

$R_{\text{разлива}}$  – ожидаемый радиус разлива, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий технические требования по процедуре установки заграждения, а также учитывающий дополнительно 10% длины бонового заграждения.

Расчет необходимой длины боновых заграждений представлен в таблице 11.24.

**Таблица 11.24 - Необходимое количество боновых заграждений для локализации разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Антарктик»**

Параметры	Время локализации разлива			
	2 ч	16 ч	2 ч	16 ч
Объем разлива, м <sup>3</sup>	163,4		6,25	
Радиус, м	201	339	57	114
Необходимая длина бонов/ фактическая длина бонов, м	720/2000 («Полар»)	1200/3250 («Полар», «Нарьян-Мар»)	240/2000 («Полар»)	420/2000 («Полар»)

Параметры	Время локализации разлива			
	2 ч	16 ч	2 ч	16 ч
Полупериметр нефтяного пятна за время локализации, м	632	1063	213	358

*Расчет минимального количества плавсредств для построения рубежей боновых заграждений*

Для построения ордера боновых заграждений при аварии в светлое время суток потребуются ДСС «Полар» с катером - бонопостановщиком.

Для построения 2-х ордеров боновых заграждений при аварии в темное время суток потребуются два ДСС «Полар» и «Нарьян-Мар» с катерами – бонопостановщиками.

*Расчет производительности нефтесборных систем.*

Суммарная производительность сбора разлива (м<sup>3</sup>/ч) определяется по заданному расчетному времени ликвидации разлива нефтепродуктов по формуле:  $Q_{\Sigma \text{расч}} = V_{\text{нвс}}/t_{\text{ликв}}$ , где:

$V_{\text{нвс}}$  - объем нефтеводяной эмульсии, м<sup>3</sup> (334 м<sup>3</sup> и 13 м<sup>3</sup>);

$t_{\text{ликв}}$  - заданное время сбора, ч (2 ч и 1 ч).

$Q_{\Sigma \text{расч}} = 334/2 = 167 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при сборе 334 м<sup>3</sup>)

$Q_{\Sigma \text{расч}} = 13/1 = 13 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при сборе 13 м<sup>3</sup>)

Общая производительность НСУ, находящихся на ДСС «Полар», составляет 430 м<sup>3</sup>/ч.

*Расчет количества сорбента для ликвидации разлива, сорбента, загрязнённого нефтепродуктами*

При разливе нефтепродуктов объемом 138,9 т остаточный объем составит 1389 кг., при разливе 5,4 т остаточный объем составит 54 кг.

$G_{\text{н.с.}} = 1389 / 8,5 = 164 \text{ кг}$

$G_{\text{н.с.}} = 54 / 8,5 = 6,5 \text{ кг}$

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, образуется в количестве:

$138,9 * 0,01 + 0,164 = 1,56 \text{ т.}$

$5,4 * 0,01 + 0,00065 = 0,006 \text{ т.}$

*Расчет количества емкостей для временного хранения нефтепродуктов*

Необходимый объем емкостей для временного хранения собранных нефтепродуктов соответствует объему нефтеводяной эмульсии (334 м<sup>3</sup>). Для данных сценариев принято размещение нефтеводяной эмульсии в свободных емкостях ДСС «Полар» (470 м<sup>3</sup>).

Транспортировка собранных нефтепродуктов и отработанных расходных материалов производится в ООО «ПК ЭКО+».

### **11.3.5. Расчет достаточности сил и средств для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В. Грайфера**

Расчет сил и средств приведен при максимальном расчетном разливе 2783,6 м<sup>3</sup> за 3-е суток при невозможности реагирования сил и средств ЛАРН из-за штормовых условий. При этом достижение нефтяным пятном ближайшей береговой полосы (о. Малый Жемчужный) будет возможно через 8 часов 10 минут.

Максимальная длительность штормов со скоростью ветра 15 м/с и более составляет 2,3 суток (технический отчет ООО «НИИ проблем Каспийского моря» по выполнению инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий, 2017 г.).

Параметры нефтяного пятна при аварии на скважине ЛСП с учетом максимальной продолжительности штормовых условий (2,3 сут) показаны в таблице ниже.

**Таблица 11.25 – Расчетные параметры нефтяного поля в штормовых условиях**

Объем разлива, м <sup>3</sup>	Радиус разлива, м	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Периметр разлива, м
2134	1133	4032848	7117

Для организации своевременного реагирования на максимальные расчетные разливы нефти и нефтепродуктов с угрозой загрязнения береговой полосы, кроме дежурства ДСС в районе бурения, также обеспечено дежурство двух судов «ПТР-50» (лтбо аналогичное) и «Колонок» в районе 145 км ВКМСК (5 часов хода до острова М. Жемчужный).

На трех ДСС в районе бурения размещены:

средства локализации разлива нефти и защиты береговой полосы от загрязнения – 4250 м боновых заграждений;

нефтесборные системы (скиммеры) общей производительностью 861 м<sup>3</sup>/ч;

На ДСС в районе 145 км ВКМСК размещены:

средства локализации разлива нефти и защиты береговой полосы от загрязнения – 2350 м боновых заграждений;

нефтесборные системы (скиммеры) общей производительностью 172 м<sup>3</sup>/ч;

быстровозводимые емкости временного хранения и другое оборудование.

Для ликвидации загрязнения береговой полосы необходимо проведение следующих работ:

выставление боновых заграждений вдоль береговой полосы для предот-

вращения повторного загрязнения с помощью ДСС с оборудованием ЛРН и вспомогательных катеров;

смыв нефти (нефтепродуктов) с береговой полосы;

сбор нефтепродуктов с акватории;

последующая доочистка вручную (удаление загрязненного нефтью мусора);

ручной сбор (удаление из естественных выемок плавающей нефти, нефтеостатков, загрязненных водорослей и т.п.). Откачка разлитой жидкости из мест накопления в углублениях рельефа производится переносными вакуумными и погружными насосами с подачей в емкости временного хранения;

выемка загрязненного грунта в наиболее загрязненных участках;

вывоз собранных жидких и твердых отходов на обезвреживание (утилизацию).

Объемы указанных работ могут составить:

Объем нефтеводяной эмульсии, подлежащей сбору с акватории может составить до 5681 м<sup>3</sup> (в течение фонтанирования скважины за 3-е сут);

масса грунта, загрязненного нефтепродуктами - 437 т (до 25% массы разлива нефти за 2,3 сут);

площадь загрязненного нефтепродуктами участка – 59400 м<sup>2</sup>;

протяженность загрязненного участка суши (протяженность о. Малый Жемчужный) – до 3 км.

Время работы нефтесборных систем при общей производительности 861 м<sup>3</sup>/ч составит 6,6 ч.

Для проведения работ по ЛРН на загрязненной нефтепродуктами территории расчет достаточности сил средств произведен исходя из невозможности выполнить работы ЛРН с помощью технических устройств.

Для очистки вручную потребуется следующее количество времени:

$T_{руч} = S / 35 / n$ , час, где:

35 м<sup>2</sup>/ч - норма времени на удаление загрязненного грунта при толщине слоя 10 см вручную с укладкой в контейнер ( $V_{гр} = 3,5$  м<sup>3</sup>/ч);

$n$ - количество рабочих, чел.

С привлечением для сбора загрязненного нефтепродуктами грунта до 10 чел. время его сбора вручную составит:

$T_{руч} = V_{гр} / 3,5 / n = 437 / 3,5 / 10 = 13$  ч.

#### **11.4 Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождений**

Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ме-

сторождений представлена в таблицах 11.24-11.26.

**Таблица 11.24 - Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. Ю. Корчагина**

№ n\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
<b>Организация работ в открытом море</b>			
1.	Локализация разлива нефти (4026,5 м <sup>3</sup> )	Многоцелевое спасательное судно – носитель оборудования ЛРН – 3 ед. Судно для построения боновых заграждений – 34 ед. Катер – бонозаводчик – 3 ед. Боновые заграждения (БЗ) морского типа высотой не менее 830 мм – 3660 м	Многоцелевые дежурные спасательные суда (ДСС) - 3 ед.: «Когалым», «Нарьян-Мар», «Поляр». Суда обеспечения - 4: «Взморье», «Урай», «Покачи», «Антарктик». Рабочий катер бонозаводчик – 3 ед. БЗ морские – 4250 м: БЗ «Rubber Max-1500», высотой 1500 мм – длина - 2750 м (ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина – 1250 м, ДСС в районе МПК -1500 м); самонадувное БЗ «Markleen UNIBOOM X1500», высота 1500 мм – длина 2000 м (ДСС в районе м-я им. В. Грайфера).
2.	Сбор нефти с воды	НСУ для сбора разлива нефти и нефтепродуктов с воды общей производ. не менее 822 м <sup>3</sup> /ч	<u>Нефтесборные системы:</u> на ДСС в районе МПК м-я им. Ю. Корчагина: многофункциональная всепогодная нефтесборная система «Lamor Weir» 140 м <sup>3</sup> /ч и нефтесборная система «Free Floating Offshor» - 100 м <sup>3</sup> /ч; на ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина: - встроенная нефтесборная система

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
		<p>Ёмкости для временного хранения собранной нефтеводяной смеси общим объемом не менее 8218 м<sup>3</sup></p> <p>Сорбент не менее 5,04 т</p>	<p>Lamor LORS 5C 100 производит. 250 м<sup>3</sup>/ч</p> <p>нефтеборная система для работы в ледовых условиях «Lamor Arctic» - 125 м<sup>3</sup>/ч;</p> <p>на ДСС в районе м-я им. В. Грайфера и В. Филановского:</p> <p>нефтеборная система «Ледовый сборщик нефти Desmi «Polar Bear» - 120 м<sup>3</sup>/ч;</p> <p>скоростной трал Desmi SVRSS, включая скиммер – 66 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p>мультискиммер Markleen MS 60 - 60 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p><u>Судовые емкости для временного размещения нефтеводяной эмульсии:</u></p> <p>танки 3-х ДСС - 1598 м<sup>3</sup>;</p> <p>танки 5-ти СО – 2528 м<sup>3</sup>;</p> <p>танки судна «Пегас» -1000 м<sup>3</sup>;</p> <p>танки судна «Абескун» -1272 м<sup>3</sup>;</p> <p>танки судна «Дахи Бюль-Бюль» - 7220 м<sup>3</sup> (или аналогичного с объемом танков не менее 3000 м<sup>3</sup>).</p> <p>Всего объем емкостей более 10000 м<sup>3</sup></p> <p><u>Сорбент более 20 т.</u></p>
<i>Организация готовности сил и средств в прибрежной и береговой зоне</i>			
1.	Локализация разлива нефти. Защита прибрежных участков от загрязнения (разлив	<i>Прибрежный участок</i>	
		<p>Судно-бонопостановщик носитель оборудования – 1 ед.</p> <p>Катер-бонозаводчик – 1 ед.,</p> <p>Оборудование:</p> <p>БЗ морского типа высотой не менее 830 мм – 1200 м;</p> <p>БЗ сорбирующие - 400 м.</p> <p>НСУ - 3 ед. с производит. не менее 20 м<sup>3</sup>/ч каждое.</p>	<p>Судно-бонопостановщик «ПТР-50» «Антарес» (либо аналог) с оборудованием ЛРН;</p> <p>Катер (бонозаводчик) типа «Амур» – 1 ед.,</p> <p>Оборудование:</p> <p>БЗ морские высотой не менее 830 мм - 1350 м;</p> <p>БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м</p> <p>НСУ производит. 27,5 м<sup>3</sup>/ч - 2 шт.</p>

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
	нефти из скважины БК 1327,8 м <sup>3</sup> )	<p>Сорбент 300 кг.</p> <p>Распылитель сорбента – 1 ед.</p> <p>Плавающие емкости общим объемом не менее 85 м<sup>3</sup>.</p>	<p>НСУ производит. 32 м<sup>3</sup>/ч - 1 шт.</p> <p>Сорбент 300 кг.</p> <p>Распылитель сорбента – 1 ед.</p> <p>Плавающие емкости общим объемом - 85 м<sup>3</sup></p>
		<i>Береговая зона</i>	
		<p>Судно-бонопостановщик носитель оборудования для работы у береговой полосы – 1 ед.</p> <p>Катер-бонозаводчик – 2 ед.</p> <p>Судно на воздушной подушке - 1 ед.</p> <p>БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м</p> <p>Боны сорбирующие – 400 м</p> <p>Нефтесборные устройства: не менее 2-х ед. по 20 м<sup>3</sup>/ч для сбора нефти с воды; 1 ед. 20 м<sup>3</sup>/ч для сбора с береговой полосы.</p> <p>Емкости: для сбора эмульсии общим объемом не менее 30 м<sup>3</sup>; для сбора отработанного сорбента объемом не менее 10 м<sup>3</sup>.</p> <p>Сорбент не менее 200 кг</p> <p>Сорб. изделия (маты, покрывала, салфетки) – 200 шт.</p> <p>Камышекосилка – 1 шт.</p> <p>Парогенератор – 1 ед.</p>	<p>Аварийно-спасательное судно с оборудованием на борту – 1 ед.</p> <p>Катер (бонозаводчик) - 3 ед.</p> <p>Судно на воздушной подушке «Арго» - 1 ед.</p> <p>БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м</p> <p>БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м.</p> <p>Нефтесборные устройства: НСУ с производит. 20 м<sup>3</sup>/ч – 2 ед.; НСУ производит. 15 м<sup>3</sup>/ч – 1 ед. НСУ вакуумного типа для работы на берегу производит. 30 м<sup>3</sup>/ч – 1 ед.</p> <p>Емкость ВХН-6К – 5 шт. по 6 м<sup>3</sup>;</p> <p>емкости для сбора отработанного сорбента 1 м<sup>3</sup> - 10 шт.</p> <p>Сорбент - 300 кг</p> <p>Сорбирующие полотна – 500 шт.</p> <p>Камышекосилка - 2 шт.</p> <p>Парогенератор – 1 ед.</p> <p>Комплект шанцевого инструмента для выемки грунта вручную (лопата</p>

№ n\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
		Вспомогательный инвентарь для выемки грунта вручную – 10 компл-в	- 2 шт., вилы - 1 шт., носилки - 1 шт.) – 10 ед.

**Таблица 11.25 - Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Филановского**

№ n\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
<b>Организация работ в открытом море</b>			
1.	Локализация разлива нефти (7782,4 м <sup>3</sup> в течение 3-х суток)	<p>Многоцелевое спасательное судно – носитель оборудования ЛРН – 3 ед.;                      Судно для построения боновых заграждений – 4 ед.                      Катер - бонозаводчик – 3 ед.</p> <p>Боновые заграждения (БЗ) морского типа высотой не менее 830 мм – 3000 м</p>	<p>Многоцелевые дежурные спасательные суда (ДСС) - 3 ед.:                      «Полар»; «Нарьян-Мар»; «Когалым».</p> <p>Рабочий катер бонозаводчик – 3 ед.</p> <p>Суда обеспечения - 5:                      «Полюс»; «Антарктик»; «Урай»; «Покачи»; «Взорье».</p> <p>БЗ морские – 4250 м:                      Самонадувное БЗ «Markleen UNIBOOM X1500», высота 1500 мм – длина 2000 м (ДСС в районе м-я им. В. Грайфера);                      БЗ «Rubber Max-1500», высотой 1500 мм – длина - 2750 м (ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина – 1250 м, ДСС в районе МПК - 1500м)</p>
2.	Сбор нефти с воды	<p>НСУ для сбора разлива нефти и нефтепродуктов с воды общей производит. не менее 220 м<sup>3</sup>/ч                      НСУ для сбора разлива нефти и нефтепродуктов в</p>	<p><u>Нефтесборные системы:</u>                      на ДСС в районе м-я им. В. Грайфера и В. Филановского:                      нефтесборная система «Ледовый сборщик нефти Desmi «Polar Bear» - 120 м<sup>3</sup>/ч;</p>

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
		<p>ледовых условиях общей производит. не менее 100 м<sup>3</sup>/ч</p> <p>Ёмкости для временного хранения собранной нефтеводяной смеси общим объемом не менее 15905 м<sup>3</sup></p> <p>Сорбент не менее 6,78 т</p>	<p>скоростной трал Desmi SVRSS, включая скиммер – 66 м<sup>3</sup>/ч; мультискиммер Markleen MS 60 - 60 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p>на ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина: встроенная нефтесборная система Lamor LORS 5C 100 - 250 м<sup>3</sup>/ч; нефтесборная система для работы в ледовых условиях «Lamor Arctik» - 125 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p>на ДСС в районе МПК м-я им. Ю. Корчагина: многофункциональная всепогодная нефтесборная система «Lamor Weir» 140 м<sup>3</sup>/ч и нефтесборная система «Free Floating Offshor» - 100 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p><u>Судовые емкости для временного размещения нефтеводяной эмульсии:</u> танки 3-х ДСС - 1598 м<sup>3</sup>; танки 5-ти СО – 2528 м<sup>3</sup>; танки судна «Пегас» -1000 м<sup>3</sup>; танки судна «Абескун» -1272 м<sup>3</sup>; танки судна «Дахи Бюль-Бюль» - 7220 м<sup>3</sup> (или аналогичного с объемом танков не менее 3000 м<sup>3</sup>); свободные танки ПНХ Юрий Корчагин – 16500 м<sup>3</sup>. Всего объем емкостей более 20000 м<sup>3</sup></p> <p><u>Сорбент более 20 т.</u></p>
<i>Организация готовности сил и средств в прибрежной и береговой зоне</i>			
1.	Локализация разлива нефти.	<i>Прибрежный участок</i>	
		Судно-бонопостановщик носитель оборудования – 1 ед.	Судно-бонопостановщик «ПТР-50 «Антарес» (либо аналог) с оборудованием ЛРН;

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
	Защита прибрежных участков от загрязнения.	Катер (бонозаводчик) – 1 ед., Оборудование: БЗ морского типа высотой не менее 830 мм – 1200 м; БЗ сорбирующие - 400 м. НСУ - 3 ед. с производит. не менее 20 м <sup>3</sup> /ч каждое. Сорбент 300 кг. Распылитель сорбента – 1 ед. Быстровозводимые плавучие емкости временного хранения нефтеводной эмульсии общим объемом не менее 85 м <sup>3</sup> .	Катер (бонозаводчик) типа «Амур» – 1 ед., Оборудование: БЗ морские высотой не менее 830 мм - 1350 м; БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м НСУ производит. 27,5 м <sup>3</sup> /ч - 2 шт. НСУ производит. 32 м <sup>3</sup> /ч - 1 шт. Сорбент - 300 кг. Распылитель сорбента – 1 ед. Плавучие емкости общим объемом - 85 м <sup>3</sup>
<i>Береговая зона</i>			
		Судно-бонопостановщик носитель оборудования для работы у береговой полосы – 1 ед. Катер-бонозаводчик – 2 ед. Судно на воздушной подушке - 1 ед. БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м Боны сорбирующие – 400 м Нефтесборные устройства: не менее 2-х ед. по 20 м <sup>3</sup> /ч для сбора нефти с воды; 1 ед. 20 м <sup>3</sup> /ч для сбора с береговой полосы.	Аварийно-спасательное судно с оборудованием на борту – 1 ед. Катер (бонозаводчик) - 3 ед. Судно на воздушной подушке «Арго» - 1 ед. БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м. Нефтесборные устройства: НСУ с производит. 20 м <sup>3</sup> /ч – 2 ед.; НСУ производит. 15 м <sup>3</sup> /ч – 1 ед. НСУ вакуумного типа для работы на берегу производит. 30 м <sup>3</sup> /ч – 1 ед.

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
		Емкости: для сбора эмульсии общим объемом не менее 30 м <sup>3</sup> ; для сбора отработанного сорбента объемом не менее 10 м <sup>3</sup> . Сорбент не менее 200 кг Сорб. изделия (маты, покрывала, салфетки) – 200 шт. Камышекосилка – 1 шт. Парогенератор – 1 ед. Вспомогательный инвентарь для выемки грунта вручную – 10 компл-в	Емкость ВХН-6К – 5 шт. по 6 м <sup>3</sup> ; емкости для сбора отработанного сорбента 1 м <sup>3</sup> - 10 шт. Сорбент «Лессорб-экстра» - 300 кг Сорбирующие полотна – 500 шт. Камышекосилка - 2 шт. Парогенератор – 1 ед. Комплект шанцевого инструмента для выемки грунта вручную (лопата - 2 шт., вилы - 1 шт., носилки - 1 шт.) – 10 ед.

**Таблица 11.26 - Оценка достаточности сил и средств для обеспечения готовности к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Грайфера**

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
<b>Организация работ в открытом море</b>			
1.	Локализация разлива нефти (2783,6 м <sup>3</sup> в течение 3-х суток)	Многоцелевое спасательное судно – носитель оборудования ЛРН – 3 ед. Катер - бонозаводчик – 3 ед. Судно для построения боновых заграждений – 3 ед. Боновые заграждения (БЗ) морского типа высотой не менее 830 мм – 2040 м.	Многоцелевые дежурные спасательные суда (ДСС) - 3 ед.: «Полар»; «Нарьян-Мар»; «Когалым». Рабочий катер бонозаводчик – 3 ед. Суда обеспечения - 5: «Полнос»; «Антарктик»; «Урай»; «Покачи»; «Взорье». БЗ морские – 4250 м: Самонадувное БЗ «Markleen UNIBOOM X1500», высота 1500 мм – длина 2000 м (ДСС в районе м-я им. В. Грайфера); БЗ «Rubber Max-1500», высотой 1500 мм – длина - 2750 м (ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина – 1250 м, ДСС в районе МПК -1500 м)

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
2.	Сбор нефти с воды	<p>Нефтесборные системы для сбора разлива нефти с воды общей производ. не менее 100 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p>НСУ для сбора разлива нефти в ледовых условиях общей производительностью не менее 100 м<sup>3</sup>/ч</p> <p>Ёмкости для временного хранения собранной нефтеводяной смеси общим объемом не менее 5681 м<sup>3</sup></p> <p>Сорбент не менее 2,43 т</p>	<p><u>Нефтесборные системы:</u>  на ДСС в районе м-я им. В. Грайфера и В. Филановского:  нефтесборная система «Ледовый сборщик нефти Desmi «Polar Bear» - 120 м<sup>3</sup>/ч;  скоростной трал Desmi SVRSS, включая скиммер – 66 м<sup>3</sup>/ч;  мультискиммер Markleen MS 60 - 60 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p><u>на ДСС в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина:</u>  встроенная нефтесборная система Lamor LORS 5C 100 - 250 м<sup>3</sup>/ч;  нефтесборная система для работы в ледовых условиях «Lamor Arctik» - 125 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p><u>на ДСС в районе МПК м-я им. Ю. Корчагина:</u>  многофункциональная всепогодная нефтесборная система «Lamor Weir» 140 м<sup>3</sup>/ч и нефтесборная система «Free Floating Offshor» - 100 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p><u>Судовые емкости для временного размещения нефтеводяной эмульсии:</u>  танки 3-х ДСС - 1598 м<sup>3</sup>;  танки 5-ти СО – 2528 м<sup>3</sup>;  танки судна «Пегас» -1000 м<sup>3</sup>;  танки судна «Абескун» -1272 м<sup>3</sup>;  танки судна «Дахи Бюль-Бюль» - 7220 м<sup>3</sup> (или аналогичного с объемом танков не менее 3000 м<sup>3</sup>);  свободные танки ПНХ Юрий Корчагин – 16500 м<sup>3</sup>.  Всего объем емкостей более 20000 м<sup>3</sup>  Сорбент более 20 т.</p>
<i>Организация готовности сил и средств в прибрежной и береговой зоне</i>			
1.	Локали-	<i>Прибрежный участок</i>	

№ п\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
	защита разлива нефти. Защита прибрежных участков от загрязнения.	<p>Судно-бонопостановщик носитель оборудования – 1 ед.</p> <p>Катер-бонозаводчик – 1 ед.,</p> <p>Оборудование:                      БЗ морского типа высотой не менее 830 мм – 1200 м;                      БЗ сорбирующие - 400 м.</p> <p>НСУ - 3 ед. с производит. не менее 20 м<sup>3</sup>/ч каждое.</p> <p>Сорбент - 300 кг.</p> <p>Распылитель сорбента – 1 ед.</p> <p>Быстровозводимые плавучие емкости временного хранения нефтеводной эмульсии общим объемом не менее 85 м<sup>3</sup>.</p>	<p>Судно-бонопостановщик «ПТР-50 «Антарес» (либо аналог) с оборудованием ЛРН;</p> <p>Катер (бонозаводчик) типа «Амур» – 1 ед.,</p> <p>Оборудование:                      БЗ морские высотой не менее 830 мм - 1350 м;                      БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м</p> <p>НСУ производит. 27,5 м<sup>3</sup>/ч - 2 шт.                      НСУ производит. 32 м<sup>3</sup>/ч - 1 шт.</p> <p>Сорбент - 300 кг.</p> <p>Распылитель сорбента–1 ед.</p> <p>Плавучие емкости общим объемом - 85 м<sup>3</sup></p>
<i>Береговая зона</i>			
		<p>Судно-бонопостановщик носитель оборудования для работы у береговой полосы – 1 ед.</p> <p>Катер-бонозаводчик – 2 ед.</p> <p>Судно на воздушной подушке - 1 ед.</p> <p>БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м.</p> <p>Боны сорбирующие– 400 м</p> <p>Нефтесборные устройства: не менее 2-х ед. по 20 м<sup>3</sup>/ч для сбора нефти с воды; 1 ед. 20 м<sup>3</sup>/ч для сбора с</p>	<p>Аварийно-спасательное судно с оборудованием на борту – 1 ед.</p> <p>Катер (бонозаводчик) - 3 ед.</p> <p>Судно на воздушной подушке «Арго» - 1 ед.</p> <p>БЗ постоянной плавучести высотой не менее 830 мм – 1000 м.                      БЗ сорбирующие «БЗППС» – 400 м.</p> <p>Нефтесборные устройства:                      НСУ с производит. 20 м<sup>3</sup>/ч – 2 ед.;                      НСУ производит. 15 м<sup>3</sup>/ч – 1 ед.                      НСУ вакуумного типа для работы на берегу производит. 30 м<sup>3</sup>/ч – 1 ед.</p>

№ n\п	Решаемые задачи	Силы и средства ЛЧС(Н)	
		Расчетная (минимальная) потребность	Имеются в наличии собственные (согласно договору)
		береговой полосы. Емкости: для сбора эмульсии общим объемом не менее 30 м <sup>3</sup> ; для сбора отработанного сорбента объемом не менее 10 м <sup>3</sup> . Сорбент не менее 200 кг Сорб. изделия (маты, покрывала, салфетки) – 200 шт. Камышекосилка – 1 шт. Парогенератор – 1 ед. Вспомогательный инвентарь для выемки грунта вручную – 10 компл-в	Емкость ВХН-6К – 5 шт. по 6 м <sup>3</sup> ; емкости для сбора отработанного сорбента 1 м <sup>3</sup> - 10 шт. Сорбент - 300 кг Сорбирующие полотна – 500 шт. Камышекосилка - 2 шт. Парогенератор – 1 ед. Комплект шанцевого инструмента для выемки грунта вручную (лопата - 2 шт., вилы - 1 шт., носилки - 1 шт.) – 10 ед.

По результатам сравнения необходимых для ликвидации и имеющихся сил и средств, можно сделать вывод о том, что привлекаемых ООО «ЛУКОЙЛ – Нижневолжскнефть» сил и средств ЛРН достаточно для локализации и ликвидации максимального расчетного разлива нефти и нефтепродуктов с объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Нижневолжскнефть» в Каспийском море.

## 12. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов

### 12.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. Ю. Корчагина (морская зона)

#### 12.1.1 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1 или БК месторождения им. Ю. Корчагина

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефти при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС:

$$\Delta T_{\text{ГМ}} = t_0 + t_{\text{Г}} + t_{\text{д}} + t_{\text{рв}} + t_{\text{нс}}, \text{ где:}$$

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{рв}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (2 ч);

$t_{нс}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти составит 3 часа с момента разлива.

Локализация разлива нефти при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$\Delta T_{гм} = t_{пн} t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи (включая время оповещения (10 мин); время готовности ДСС (10 мин); время следования трех ДСС) (15 ч 20 мин);

$t_{рв}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (2 ч 20 мин);

$t_{нс}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти составит 18 часов с момента разлива.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

При расчете сил и средств учитывалось, что:

- максимальный расчетный объем разлива нефти из скважины с максимальным дебетом на БК за 3-е суток составляет 1327,6 м<sup>3</sup>;

- максимальный расчетный объем разлива нефти из скважины с максимальным дебетом на ЛСП-1 за 3-е суток составляет 880,2 м<sup>3</sup>;

интенсивность сбора нефти с воды многократно превышает интенсивность продолжающего выброса из скважины с максимальным дебетом (18,4 м<sup>3</sup>/ч – БК; 12,3 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-1);

работа нефтесборных систем будет осуществляться в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток с момента аварии) и до завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

В качестве средств сбора нефтеводяной смеси с локализованной боной поверхности акватории предусматриваются механические нефтесборные системы (скиммеры) с последующей зачисткой акватории сорбентами и сорбирующими изделиями.

Расчетная производительность нефтесборных устройств, составляет 200 м<sup>3</sup>/ч (общая производительность составляет 861 м<sup>3</sup>/ч).

Продолжительность работы нефтесборных систем зависит от их производительности, интенсивности поступления нефти из аварийной скважины и времени истечения нефти из скважины (3 суток).

Время работы нефтесборных систем составит:

при аварии в светлое время суток – 70 часов (2,9 суток);

при аварии в темное время суток – 55 часов (2,3 суток).

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 766 / (3 * 4 * 85) = 45 \text{ мин.}$$

$$T_n = 1156 / (3 * 4 * 85) = 1 \text{ ч } 10 \text{ мин.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 3-х РАС составит:

45 мин при аварии на ЛСП-1;

1 ч 10 мин при аварии на БК.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q_{\text{НСУ}} * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч);

$$T_{\text{сс}} = 8,8 / 10 = 53 \text{ мин. (ЛСП-1)}$$

$$T_{\text{сс}} = 13,3 / 10 = 1 \text{ ч } 20 \text{ мин. (БК)}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти при разгерметизации скважин на ЛСП-1 и БК м-я им. Ю. Корчагина**

Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки боновых заграждений	Время окончания работы нефтесборных систем	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при возникновении ЧС(Н) в светлое время суток			
880,2/1796,4 (ЛСП-1)	Ч+3 ч	Ч+73 ч	Ч+74 ч 38 мин
1327,8/2709,4 (БК)	Ч+3 ч	Ч+73 ч	Ч+75 ч 30 мин
при возникновении ЧС(Н) в темное время суток			
880,2/1796,4 (ЛСП-1)	Ч+18 ч	Ч+73 ч	Ч+74 ч 38 мин
1327,8/2709,4 (БК)	Ч+18 ч	Ч+73 ч	Ч+75 ч 30 мин

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти из фонтанирующей скважины на ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина составит 74 ч 38 мин.

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти из фонтанирующей скважины на БК месторождения им. Ю. Корчагина составит 75 ч 30 мин.

**12.1.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина (515 м<sup>3</sup>)**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефтепродукта при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродукта за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $\Delta T_{\text{ГМ}} = t_0 + t_r + t_d + t_{\text{рв}} + t_{\text{нс}}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (2 ед.) (20 мин и 2 часа);

$t_{\text{рв}}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (1 ч 40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности двух ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{\text{ГМ}}$ ) составит 4 ч с момента разлива.

Локализации разлива дизельного топлива при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время равное продолжительности самой длинной ночи в году.

$\Delta T_{\text{ГМ}} = t_{\text{пн}} + t_{\text{рв}}$ , где:

$t_{\text{пн}}$  – продолжительность ночи (15 ч 20 мин), включая время оповещения - 10 мин; время готовности ДСС - 10 мин; максимальное время следования ДСС в район аварии (2 ч 30 мин);

$t_{\text{рв}}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (2 ч 20 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $\Delta T_{\text{ГМ}}$ ) составит 18 ч с момента разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Определим время сбора, исходя из общей производительности имеющихся скиммеров по формуле:  $T_{\text{сб}} = V_{\text{рн}} / Q_{\text{общ}} * 0,95$ , где:

$V_{\text{рн}}$  – объем аварийного разлива нефтепродукта, м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{общ}}$  – расчетная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 263 м<sup>3</sup>/ч (общая производительность - 861 м<sup>3</sup>/ч).

Время работы нефтесборных систем составит 4 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_{\text{н}} = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}})$ , где:

$T_{\text{н}}$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$R_{нас}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 554 / (2 \cdot 4 \cdot 85) = 49 \text{ мин.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 2-х РАС составит 49 мин.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{сс} = V_{зсорб} / Q \cdot 0,5, \text{ где:}$$

$T_{сс}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за 10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{сс} = 4,43 / 10 = 27 \text{ мин.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.2.

**Таблица 12.2 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива дизельного топлива объемом 515 м<sup>3</sup>**

Объем разлива дизельного топлива/объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефте-продуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтewодяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
При аварии в светлое время суток				
515/1051	дизтопливо	Ч+ 4	Ч+8	Ч+9 ч 16 мин
При аварии в темное время суток				
515/1051	дизтопливо	Ч+ 18	Ч+22	Ч+23 ч 16 мин

Общее расчетное время ликвидации при разливе 515 м<sup>3</sup> дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 составит:

9 ч 16 мин – при аварии в светлое время суток;

23 ч 16 мин – при аварии в темное время суток.

### **12.1.3. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК (2,31 м<sup>3</sup>)**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализация разлива в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $\Delta T_{ГМ} = t_0 + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС:

80 мин при аварии на 29 км нефтепровода;

20 мин при аварии на 58 км нефтепровода.

$t_{рв}$ - время развертывания ордеров боновых заграждений на воде (40 мин).

Для приведенных данных время готовности ДСС с учетом установки боновых заграждений и начала сбора нефти ( $\Delta T_{гм}$ ) может составить:

140 мин при аварии на 29 км нефтепровода (2 ДСС одновременно ставят по одному ордеру);

80 мин при аварии на 58 км нефтепровода (один ордер).

Локализации разлива при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефти за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$\Delta T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи – 15 ч 20 мин.

В этот период происходит: оповещение - 10 мин; время готовности 2-х ДСС - 10 мин; максимальное время следования ДСС в район разлива нефти – 2 ч 30 мин.

$t_{рв}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений - 40 мин. Одновременная установка 2-х ордеров;

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{гм}$ ) составит:

16 ч - при аварии на 29 км нефтепровода;

16 ч - при аварии на 58 км нефтепровода.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Продолжительность работы нефтесборных систем зависит от их производительности и объема разлива нефти.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 2,31 м<sup>3</sup> составит 4,8 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем - 1 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_n = N_{сорб} / (N_{РАС} * Q_{РАС} * P_{нас})$ , где:

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{сорб}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{РАС}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{РАС}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{нас}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$T_n = 2 / (1 * 4 * 85) = 0,1$  ч.

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$T_{сс} = V_{зсорб} / Q * 0,5$ , где:

$T_{сс}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитыва-

ваемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за  $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ ).

$$T_{\text{сс}} = 0,0231/10 = 0,5 \text{ ч.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.3.

**Таблица 12.3 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти с момента аварии (Ч+)**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, $\text{м}^3$	Время постановки ордеров боновых заграждений ч	Время сбора нефтеводяной эмульсии, ч *	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды, ч
при аварии в светлое время суток				
Авария на 29 км нефтепровода	2,31/4,8	Ч+2,34	Ч+3,7 ч	Ч+4,3 ч
Авария на 58 км нефтепровода	2,31/4,8	Ч+1,34	Ч+2,7 ч	Ч+3,3 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на 29 км нефтепровода	2,31/4,8	Ч+16 ч	Ч+17,3 ч	Ч+17,9 ч
Авария на 58 км нефтепровода	2,31/4,8	Ч+16 ч	Ч+17,3 ч	Ч+17,9ч

\* с учетом времени развертывания нефтесборного оборудования (20 мин)

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК на 29 км составит:

4,3 ч при аварии в светлое время суток;

17,9 мин при аварии в темное время суток.

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП-1 – ТП МПК на 58 км составит:

3,3 ч при аварии в светлое время суток;

17,9 ч при аварии в темное время суток.

**12.1.4. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода БК - ЛСП-1 ( $1,22 \text{ м}^3$ )**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени го-*

*товности сил и средств*

Локализация разлива в светлое время суток открытой воде осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $\Delta T_{\text{ГМ}} = t_0 + t_r + t_d + t_{\text{рв}}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{\text{рв}}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений на воде (40 мин на ордер).

Для приведенных данных время готовности ДСС с учетом установки боновых заграждений ( $\Delta T_{\text{ГМ}}$ ) может составить 80 мин.

Локализации разлива при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефти за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$\Delta T_{\text{ГМ}} = t_{\text{пн}} + t_{\text{рв}}$ , где:

$t_{\text{пн}}$  – продолжительность ночи – 15 ч 20 мин.

В этот период происходит: оповещение - 10 мин; время готовности 3-х ДСС - 10 мин; максимальное время следования ДСС в район разлива нефти – 3 ч 40 мин.

$t_{\text{рв}}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений - 40 мин. Одновременная установка 3-х ордеров;

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{\text{ГМ}}$ ) составит 16 ч.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств составляет 2,5 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 2,6 м<sup>3</sup> составит 5,3 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}})$ , где:

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$T_n = 1,1 / (1 * 4 * 85) = 0,1$  ч.

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5$ , где:

$T_{cc}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);  
 $V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);  
 $Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).  
 $T_{cc} = 0,0211/10 = 0,5$  ч.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.4.

**Таблица 12.4 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти с момента аварии (Ч+)**

Источник разлива нефти	Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки заказов боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды*
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе БК-ЛСП-1	1,22/2,5	Ч+1,4 ч	Ч+2,7 ч	Ч+3,3 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе БК-ЛСП-1	1,22/2,5	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода БК-ЛСП-1 км составит:

3,3 ч при аварии в светлое время суток;  
 17,6 ч при аварии в темное время суток.

**12.1.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного разлива нефти (4026,5 м<sup>3</sup>) при аварии на ПНХ «Юрий Корчагин»**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализация разлива нефти при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время готовности и мобилизации ДСС, которое составляет:

$\Delta T_{ГМ} = t_0 + t_r + t_d + t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (5 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС: «Когалым» - 10 мин; «Нарьян-Мар» 2 ч 25 мин.

$t_{рв}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности двух ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{гм}$ ) составит 3 ч 20 мин с момента разлива.

Локализация разлива нефти при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время равное продолжительности самой длинной ночи в году.

$\Delta T_{гм} = t_{пн} t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи (15 ч 20 мин).

В этот период осуществляется оповещение (5 мин); готовность ДСС (10 мин); следование трех ДСС в район аварии);

$t_{рв}$  – максимальное время развертывания ордеров боновых заграждений (2 ч 20 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $\Delta T_{гм}$ ) составит 18 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

В качестве средств сбора нефтеводяной смеси с локализованной боной поверхности акватории предусматриваются механические нефтесборные системы (скиммеры) с последующей зачисткой акватории сорбентами и сорбирующими изделиями. Для планирования работ по ликвидации ЧС(Н) определим время сбора, исходя из общей производительности имеющихся скиммеров по формуле:  $T_{сб} = V_{рн}/Q_{общ} * 0,95$ , где:

$V_{рн}$  – объем аварийного разлива нефтепродукта, м<sup>3</sup>;

$Q_{общ}$  – производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 861 м<sup>3</sup>/час.

Продолжительность работы нефтесборных систем зависит от их производительности и объема разлива нефти.

Время работы нефтесборных систем принимается за 10 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_n = N_{сорб}/(N_{РАС} * Q_{РАС} * P_{нас})$ , где:

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{сорб}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{РАС}$  - количество распылителей сорбента, шт.;

$Q_{РАС}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{нас}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$T_n = 5040/(4*4*85) = 3,7$  ч.

Время нанесения сорбента с использованием 4-х РАС составит 3,7 часа.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$T_{сс} = V_{зсорб}/Q * 0,5$ , где:

$T_{cc}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;  
 $V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);  
 $Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).  
 $T_{cc} = 40,265/10 = 4,027$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.5.

**Таблица 12.5 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации максимального расчетного разлива нефти объемом 4026,5 м<sup>3</sup>**

Объем разлива дизельного топлива/объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтевой смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
4026,5/8218	сырая нефть	Ч+3,3	Ч+13,7*	Ч+21,4 ч
при аварии в темное время суток				
4026,5/8218	сырая нефть	Ч+18	Ч+28,3	Ч+36 ч

\* начало сбора нефтесборных систем через 20 мин после постановки БЗ

Общее расчетное время ликвидации при разливе 4026,5 м<sup>3</sup> нефти составит:

21,4 ч – при аварии в светлое время суток;  
 36 ч – при аварии в темное время суток.

### **12.1.6 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии на судне обеспечения «Взморье» (107 м<sup>3</sup> и 8,34 м<sup>3</sup>)**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефтепродукта при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродукта за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $\Delta T_{ГМ} = t_o + t_r + t_d + t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);  
 $t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);  
 $t_d$  – время следования ДСС (30 мин);  
 $t_{рв}$  – время разворачивания ордеров боновых заграждений (40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности двух ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{ГМ}$ ) составит 1 ч 30 мин с момента

разлива.

Локализации разлива нефтепродуктов при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время равное продолжительности самой длинной ночи в году.

$$\Delta T_{\text{ГМ}} = t_{\text{пн}} + t_{\text{рв}}, \text{ где:}$$

$t_{\text{пн}}$  – продолжительность ночи (15 ч 20 мин):

Период включает время оповещения (10 мин); время готовности ДСС (10 мин); время следования ДСС в район разлива;

$t_{\text{рв}}$  – общее время разворачивания ордеров боновых заграждений (40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $\Delta T_{\text{ГМ}}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

Определим, что время сбора нефтеводяной эмульсии не должно превышать одного часа. В этом случае  $Q_{\text{общ}}$  – потребность в производительности нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составит:

17,1 м<sup>3</sup>/ч при сборе 17,1 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии;

218 м<sup>3</sup>/ч при сборе 218,4 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Время работы нефтесборных систем составит:

1 час мин при сборе 17,1 м<sup>3</sup>

1 мин при сборе 218,4 м<sup>3</sup>.

Общее расчетное время ликвидации при разливе 107 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

5 ч 45 мин – при аварии в светлое время суток;

20 ч 45 мин – при аварии в темное время суток.

Общее расчетное время ликвидации при разливе 8,34 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

4 ч 25 мин – при аварии в светлое время суток;

19 ч 25 мин – при аварии в темное время суток.

#### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_{\text{н}} = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_{\text{н}}$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт.;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_{\text{н}} = 107,1 / (1 * 4 * 85) = 0,32 \text{ ч}$$

$$T_{\text{н}} = 8,36 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч}$$

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{cc}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 ч);  
 $V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);  
 $Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).  
 $T_{cc} = 1,07/10 = 0,5$  ч.  
 $T_{cc} = 0,0834/10 = 0,5$  ч.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.6.

**Таблица 12.6 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов при авариях на СО**

Объем разлива дизельного топлива/объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
При аварии в светлое время суток				
107/218,4	ДТ	Ч+1,5	Ч+3*	Ч+3,82 ч
При аварии в темное время суток				
107/218,4	ДТ	Ч+16	Ч+17,5*	Ч+18,32 ч
При аварии в светлое время суток				
8,34/17,1	ДТ	Ч+1,5	Ч+3*	Ч + 3,6 ч
При аварии в темное время суток				
8,34/17,1	ДТ	Ч+16	Ч+17,5*	Ч + 18,1 ч

\* начало сбора нефтеводяной эмульсии через 30 мин после установки боновых заграждений.

## 12.2 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Филановского

### 12.2.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП-1, ЛСП-2, БК м-я им. В. Филановского

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефти при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_0 + t_г + t_д + t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{рв}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (1 ч);

$t_{нс}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 2 часа с момента разлива.

Локализации разлива нефти при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$T_{гм} = t_{пн} t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин;

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

максимальное время следования трех ДСС - 4 ч.

$t_{рв}$  – время развертывания боновых заграждений (40 мин);

$t_{нс}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых заграждений составляет 16 часов с момента аварии.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

При расчете времени для сбора разливов нефти учитывалось, что:

интенсивность сбора нефти с воды должна не менее чем в 2 раза превышать интенсивность выброса из скважины с максимальным дебетом (76,7 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-1; 108,1 м<sup>3</sup>/ч – ЛСП-2 и 57 м<sup>3</sup>/ч – БК);

работа нефтесборных систем будет осуществляться в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток с момента аварии) и до полного завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 220 м<sup>3</sup>/ч.

Время работы нефтесборных систем составит:

при аварии в светлое время суток – 71 ч;

при аварии в темное время суток – 57 ч.

#### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_n = N_{сорб} / (N_{РАС} * Q_{РАС} * P_{нас})$ , где:

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{сорб}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{РАС}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{РАС}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{нас}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 4803,2 / (4 \cdot 4 \cdot 85) = 3 \text{ ч } 32 \text{ мин.}$$

$$T_n = 6772,4 / (4 \cdot 4 \cdot 85) = 4 \text{ ч } 58 \text{ мин.}$$

$$T_n = 3571,3 / (4 \cdot 4 \cdot 85) = 2 \text{ ч } 38 \text{ мин.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 4-х РАС составит:

при аварии на ЛСП-1 - 3 ч 32 мин;

при аварии на ЛСП-2 - 4 ч 58 мин;

при аварии на БК - 2 ч 38 мин.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{cc} = V_{зсорб} / Q_{НСУ} \cdot 0,5, \text{ где:}$$

$T_{cc}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за 10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{cc} = 55,20 / 10 = 5 \text{ ч } 32 \text{ мин.}$$

$$T_{cc} = 77,83 / 10 = 7 \text{ ч } 47 \text{ мин.}$$

$$T_{cc} = 41,04 / 10 = 4 \text{ ч } 7 \text{ мин.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.7.

**Таблица 12.7 - Временные показатели работ по локализации и ликвидации разливов нефти при разгерметизации скважин с максимальным дебетом на ЛСП-1, ЛСП-2, БК м-я им. Филановского**

Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки боновых загрязнений*	Время окончания работы нефтесборных систем	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток			
5519,6/11265 (ЛСП-1)	Ч+2 ч	Ч+73 ч	Ч+82 ч 4 мин
7782,4/15883 (ЛСП-2)	Ч+2 ч	Ч+73 ч	Ч+85 ч 45 мин
1403/8374 (БК)	Ч+2 ч	Ч+73 ч	Ч+79 ч 45 мин
при аварии в темное время суток			
5519,6/11265 (ЛСП-1)	Ч+16,34 ч	Ч+73 ч	Ч+82 ч 4 мин
7782,4/15883 (ЛСП-2)	Ч+16,34 ч	Ч+73 ч	Ч+85 ч 45 мин
1403/8374 (БК)	Ч+16,34 ч	Ч+73 ч	Ч+79 ч 45 мин

\* С учетом 20 мин времени, необходимого для приведения в готовность НСУ.

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти составит:

82 ч 4 мин при разливе из фонтанирующей скважины на ЛСП-1;

85 ч 45 мин при разливе из фонтанирующей скважины на ЛСП-2;

79 ч 45 мин при разливе из фонтанирующей скважины на БК.

**12.2.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости**

### **хранения на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефтепродукта при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродукта за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{\text{ГМ}} = t_o + t_r + t_d + t_{\text{рв}} + t_{\text{нс}}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{\text{рв}}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (1 ч 30 мин);

$t_{\text{нс}}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности двух ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $T_{\text{ГМ}}$ ) составит 2,5 ч с момента разлива.

Локализации разлива нефтепродуктов при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$T_{\text{ГМ}} = t_{\text{пн}} + t_{\text{рв}}$ , где:

$t_{\text{пн}}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин;

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

максимальное время следования трех ДСС - 4 ч.

$t_{\text{рв}}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти ( $T_{\text{ГМ}}$ ) составит 16 ч с момента разлива.

### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, составляет 287 м<sup>3</sup>/ч (общая производительность составляет 861 м<sup>3</sup>/час).

Время работы нефтесборных систем – 4 ч.

### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_{\text{н}} = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}})$ , где:

$T_{\text{н}}$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$T_{\text{н}} = 569 / (3 * 4 * 85) = 34$  мин.

$$T_n = 500 / (3 * 4 * 85) = 30 \text{ мин.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 3-х РАС составит:

при аварии на ЛСП-1 - 34 мин;

при аварии на ЛСП-2 - 30 мин.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{cc} = V_{зсорб} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{cc}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за 10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{cc} = 5,62 / 10 = 34 \text{ мин. (ЛСП-1)}$$

$$T_{cc} = 4,94 / 10 = 30 \text{ мин. (ЛСП-2)}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.8.

**Таблица 12.8 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП-1 и ЛСП-2 м-я им. В. Филановского**

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
562/1147	дизтопливо	Ч + 2,5	Ч+6,5	Ч+7 ч 8 мин
494/1009	дизтопливо	Ч + 2,5	Ч+6,5	Ч+7 ч 8 мин
при аварии в темное время суток				
562/1147	дизтопливо	Ч + 16	Ч+20,33	Ч+21,47 ч
494/1009	дизтопливо	Ч + 16	Ч+20,33	Ч+21,33 ч

\* с учетом времени (20 мин) на разворачивание НСУ.

### 12.2.3 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разгерметизации нефтепровода РБ - береговые сооружения

Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности АСС, ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования АСС, ДСС:

100 мин при аварии на 104 км нефтепровода;

60 мин при аварии на 61 км нефтепровода;  
 20 мин при аварии у ЛСП-1.

$t_{рв}$  - время разворачивания рубежа боновых заграждений на воде (не более 2 ч).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки одного ордера боновых заграждений ( $T_{гм}$ ) может составить:

не более 150 мин при аварии на 104 км нефтепровода;  
 не более 110 мин при аварии на 61 км нефтепровода;  
 не более 70 мин при аварии у ЛСП-1.

При этом необходимое количество боновых заграждений определяется из условий ожидаемых размеров нефтяного пятна через 4 часа после истечения.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

время следования АСС - 1,7 ч; ДСС «Поляр» - 1,7 ч; ДСС «Буми Нарьян-Мар» - 6 ч.

$t_{рв}$  – время разворачивания ордера боновых заграждений (1 ч 40 мин);

Для приведенных данных максимальное расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордера начала сбора нефти составит 17 ч с момент разлива.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 30 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 6,5 м<sup>3</sup> составит 13,3 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

Максимальное время нанесения и сбора загрязненного сорбента составит не более 2 ч. (установлено исходя из опыта в ликвидации разливов нефти, а также по результатам учений и тренировок).

**Таблица 12.9 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти с момента аварии (Ч+)**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти / объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордера боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси *	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды**
при аварии в светлое время суток				
Авария на 104 км нефтепровода	6,5/13,3	Ч+4 ч	Ч+5,34 ч	Ч+7,34 ч

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти / объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси *	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды**
при аварии в светлое время суток				
Авария на 61 км нефтепровода	6,5/13,3	Ч+4 ч	Ч+5,34 ч	Ч+7,34 ч
Авария вблизи РБ	6,5/13,3	Ч+4 ч	Ч+5,34 ч	Ч+7,34 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на 104 км нефтепровода	6,5/13,3	Ч+17 ч	Ч+18,34 ч	Ч+20,34 ч
Авария на 61 км нефтепровода	6,5/13,3	Ч+ 17 ч	Ч+18,34 ч	Ч+20,34 ч
Авария вблизи РБ	6,5/13,3	Ч+ 17 ч	Ч+18,34 ч	Ч+20,34 ч

\* с учетом времени развертывания нефтесборного оборудования (20 мин)

#### **12.2.4 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти на акватории при разгерметизации нефтепровода ЛСП-2 – РБ**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_0 + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{рв}$  – время развертывания рубежа боновых заграждений на воде (не более 1 ч 20 мин).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{ГМ}$ ) может составить 2 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

время следования ДСС: «Полар» - 20 мин;

$t_{рв}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти ( $T_{ГМ}$ ) составит 16 ч с момент

разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств составляет 5,3 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 2,6 м<sup>3</sup> составит 5,3 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 2,24 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 0,0257 / 10 = 0,5 \text{ ч.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.9.

**Таблица 12.9 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе ЛСП-2-РБ	2,6/5,3	Ч + 2 ч	Ч+3 ч	Ч+3,6 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе	2,6/5,3	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
ЛСП-2-РБ				

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода ЛСП 2-РБ м-я им. В. Филановского составит:

- 3,6 ч при аварии в светлое время суток;
- 17,6 ч при аварии в темное время суток.

#### **12.2.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива на акватории при разгерметизации нефтепровода БК-РБ**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализация разлива в светлое время суток открытой воде осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  
 $\Delta T_{ГМ} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{рв}$  – время разворачивания ордеров боновых заграждений на воде (40 мин на ордер).

Для приведенных данных время готовности ДСС с учетом установки боновых заграждений ( $\Delta T_{ГМ}$ ) может составить 80 мин.

Локализации разлива при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения пятна нефти за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$\Delta T_{ГМ} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи – 15 ч 20 мин.

В этот период происходит: оповещение - 10 мин; время готовности 3-х ДСС - 10 мин; максимальное время следования ДСС в район разлива нефти – 3 ч 40 мин.

$t_{рв}$  – общее время разворачивания ордеров боновых заграждений - 40 мин. Одновременная установка 3-х ордеров;

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $\Delta T_{ГМ}$ ) составит 16 ч.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств составляет 2,5 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 2,6 м<sup>3</sup> составит 5,3 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 1,1 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 0,0211 / 10 = 0,5 \text{ ч.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.4.

**Таблица 12.4 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти с момента аварии (Ч+)**

Источник разлива нефти	Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время поставки заказов боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды*
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе БК-РБ	1,22/2,5	Ч+1,4 мин	Ч+2,7 ч	Ч+3,3 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе БК-РБ	1,22/2,5	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода БК-РБ составит:

- 3,3 ч при аварии в светлое время суток;
- 17,6 ч при аварии в темное время суток.

**12.2.6. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 м-я им. В. Филановского**

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

- $t_o$  – время оповещения (10 мин);
- $t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);
- $t_d$  – время следования ДСС (60 мин);
- $t_{рв}$  – время разворачивания рубежа боновых заграждений на воде (не более 2 ч).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{гм}$ ) может составить 4 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

- $t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:
  - время оповещения - 10 мин;
  - время готовности ДСС - 10 мин;
  - время следования ДСС: «Поляр» - 1 ч.

$t_{рв}$  – время разворачивания ордера боновых заграждений (40 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордера начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств составляет 4 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 1,96 м<sup>3</sup> составит 4 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{сорб} / (N_{РАС} * Q_{РАС} * P_{нас}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{сорб}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{РАС}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{РАС}$  - производительность одного распылителя сорбента ( $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ );

$P_{нас}$  - насыпная плотность сорбента ( $85 \text{ кг}/\text{м}^3$ ).

$T_n = 2/(1*4*85) = 0,1 \text{ ч}$ .

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$T_{сс} = V_{зсорб}/Q * 0,5$ , где:

$T_{сс}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента,  $\text{м}^3$  (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента ( $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ ).

$T_{сс} = 0,016/10 = 0,5 \text{ ч}$ .

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.11.

**Таблица 12.11 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефти при аварии на межпромысловом нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти / объем нефтеводяной эмульсии, $\text{м}^3$	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе	1,96/4	Ч + 4 ч	Ч+5 ч	Ч+5,6 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе	1,96/4	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского составит:

5,6 ч при аварии в светлое время суток;

17,6 ч при аварии в темное время суток.

### **12.2.7. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ м-я им. В. Филановского**

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (60 мин);

$t_{рв}$  - время развертывания рубежа боновых заграждений на воде (не более 2 ч).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{гм}$ ) может составить 4 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

время следования ДСС: «Поляр» - 1 ч.

$t_{рв}$  – время развертывания ордера боновых заграждений (40 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордера начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств составляет 3,5 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 1,7 м<sup>3</sup> составит 3,5 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 1 ч.

#### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$T_n = N_{сорб} / (N_{РАС} * Q_{РАС} * P_{нас})$ , где:

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{сорб}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{РАС}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{РАС}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{нас}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$T_n = 2 / (1 * 4 * 85) = 0,1$  ч.

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$T_{сс} = V_{зсорб} / Q * 0,5$ , где:

$T_{сс}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{зсорб}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$T_{сс} = 0,014 / 10 = 0,5$  ч.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.12.

**Таблица 12.12 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефти при аварии на межпромысловом нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефти / объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе	1,96/4	Ч + 4 ч	Ч+5 ч	Ч+5,6 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе	1,96/4	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского составит:

- 5,6 ч при аварии в светлое время суток;
- 17,6 ч при аварии в темное время суток.

#### **12.2.8. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при аварии судна обеспечения «Урай» («Покачи»)**

*В расчетах рассматривается участок аварии в охранной зоне объектов месторождения им. В. Филановского*

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

- $t_o$  – время оповещения (10 мин);
- $t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);
- $t_d$  – время следования ДСС (20 мин);
- $t_{рв}$  – время развертывания рубежа боновых заграждений на воде (1 ч 20 мин).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{ГМ}$ ) может составить 2 часа.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

- $t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:
- время оповещения - 10 мин;
- время готовности ДСС - 10 мин;
- время следования ДСС: «Поляр» - 20 мин; «Нарьян Мар» - 2 ч.

$t_{рв}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств на ДСС, составляет 115 м<sup>3</sup>/ч при сборе 112,5 м<sup>3</sup> и 13 м<sup>3</sup>/ч при сборе 12,5 м<sup>3</sup>. При этом время работы нефтесборных систем составит 2 часа.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 113 / (1 * 4 * 85) = 0,34 \text{ ч.}$$

$$T_n = 13 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,34 ч при разливе 112,5 м<sup>3</sup> и 0,1 ч при разливе 12,5 м<sup>3</sup>.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 1,125 / 10 = 0,1125 \text{ ч (0,5 ч)}$$

$$T_{\text{сс}} = 0,125 / 10 = 0,0125 \text{ ч (0,5 ч)}$$

Время сбора загрязненного сорбента в обоих случаях разлива нефтепродуктов составит 0,5 ч.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.12.

**Таблица 12.13 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов при авариях на СО**

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси*	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси*	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
112,5/230	ДТ	Ч+2	Ч+4,34	Ч+5,18 ч
при аварии в темное время суток				
112,5/230	ДТ	Ч+16	Ч+18,34	Ч+19,18 ч
при аварии в светлое время суток				
12,5/26	ДТ	Ч+2	Ч+4,34	Ч+4,94 ч
при аварии в темное время суток				
12,5/26	ДТ	Ч+16	Ч+18,34	Ч+18,94 ч

\* с учетом времени развертывания нефтесборного оборудования (20 мин)

Общее расчетное время ликвидации при разливе 112,5 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

- 5,18 часа – при аварии в светлое время суток;
- 19,18 часа – при аварии в темное время суток.

Общее расчетное время ликвидации при разливе 12,5 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

- 4,94 часа – при аварии в светлое время суток;
- 18,94 часа – при аварии в темное время суток.

### ***12.2.8 Расчетное время (сроки) мероприятий для защиты и очистки от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В.Филановского***

Расчетное время работ по локализации и ликвидации максимально расчетного разлива нефти при угрозе загрязнения береговой полосы представлено в таблице 12.14.

**Таблица 12.14 - Максимальные временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефти на береговой полосе**

Объем нефти, м <sup>3</sup>	Время для постановки БЗ, ч	Время сбора нефтеводяной эмульсии, ч	Время сбора загрязненного грунта, ч	Общее расчетное время работ
5962 (за 2,3 сут) 7782,4 (за 3-е сут)	4	18,5	35	до 5,4 суток с момента аварии

Общее время работ по ликвидации разлива нефти при возникновении штормовых условий продолжительностью 2,3 суток составит 5,4 суток.

### **12.3. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов на объектах месторождения им. В. Грайфера**

#### **12.3.1. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при разрушении устья скважины на ЛСП**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефти при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{\text{ГМ}} = t_0 + t_{\text{Г}} + t_{\text{д}} + t_{\text{рв}} + t_{\text{нс}}$ , где:

$t_0$  – время оповещения (10 мин);

$t_{\text{Г}}$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_{\text{д}}$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{\text{рв}}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (1 ч);

$t_{\text{нс}}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $T_{\text{ГМ}}$ ) составит 2 часа с момента разлива.

Локализации разлива нефти при аварии в темное время суток осуществляется с учетом времени распространения нефтяного поля за время равное продолжительности ночи (учитывалась самая долгая ночь в году).

$T_{\text{ГМ}} = t_{\text{нн}} + t_{\text{рв}} + t_{\text{нс}}$ , где:

$t_{\text{нн}}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин;

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

максимальное время следования трех ДСС - 4 ч.

$t_{\text{рв}}$  – общее время развертывания боновых заграждений (2 ч 20 мин);

$t_{\text{нс}}$  – время готовности нефтесборных систем (20 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти ( $T_{\text{ГМ}}$ ) составит 18 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

При расчете времени сбора разливов нефти учитывалось, что:

- максимальный расчетный разлив нефти из скважины с максимальным дебетом на ЛСП за 3-е суток составляет 2783,6 м<sup>3</sup>;

- интенсивность сбора нефти с воды должна превышать интенсивность продолжающего выброса из скважины с максимальным дебетом (38,7 м<sup>3</sup>/ч)

не менее чем в 2 раза;

- работа нефтесборных систем будет осуществляется в течение всего времени поступления нефти из аварийной скважины (3-е суток) и до полного завершения сбора нефтеводяной эмульсии с поверхности воды.

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 100 м<sup>3</sup>/ч (общая производительность составляет 861 м<sup>3</sup>/ч).

Время работы нефтесборных систем составит:

при аварии в светлое время суток – 71 ч;

при аварии в темное время суток – 55 ч.

#### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 2423 / (4 * 4 * 85) = 1 \text{ ч } 47 \text{ мин.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 4-х РАС составит 1 ч 47 мин.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за 10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 27,84 / 10 = 2 \text{ ч } 48 \text{ мин.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.15.

**Таблица 12.15 - Временные показатели работ по локализации и ликвидации разливов нефти при разгерметизации скважин с максимальным дебетом на ЛСП**

Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки боновых заграждений	Время окончания работы нефтесборных систем	Время окончания сбора загрязненного сорбента с поверхности воды*
при аварии в светлое время суток			
3768/7690	Ч+2 ч	Ч+73 ч	Ч+77 ч 35 мин
при аварии в темное время суток			

Объем разлива нефти/объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки боновых заграждений	Время окончания работы нефтесборных систем	Время окончания сбора загрязненного сорбента с поверхности воды*
при аварии в светлое время суток			
3768/7690	Ч+18 ч	Ч+73 ч	Ч+77 ч 35 мин

\* с учетом времени нанесения сорбента с помощью распылителя сорбента РАС

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти на ЛСП-1 месторождения им. В.Грайфера составит 77 ч 35 мин.

### **12.3.2. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива дизельного топлива при разгерметизации емкости хранения на ЛСП**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализации разлива нефтепродукта при аварии в светлое время суток на открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродукта за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_o + t_r + t_d + t_{рв} + t_{нс}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – максимальное время следования двух ДСС («Поляр» - 20 мин и «Нарьян-Мар» - 2 часа);

$t_{рв}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности двух ДСС с учетом установки боновых ордеров ( $T_{гм}$ ) составит 3 ч с момента разлива.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи (15 ч 20 мин), включая:

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

максимальное время следования ДСС в район аварии (4 ч);

$t_{рв}$  – общее время развертывания ордеров боновых заграждений (2 ч 20 мин).

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 18 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств, находящихся на ДСС, составляет 300 м<sup>3</sup>/ч (общая производительность составляет 861 м<sup>3</sup>/ч).

Продолжительность работы нефтесборных систем зависит от их производительности и объема разлива нефтепродукта (163 м<sup>3</sup>).

Время работы нефтесборных систем составит 1 час 10 мин.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч;

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 165 / (2 * 4 * 85) = 0,25 \text{ ч.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 2-х РАС составит 0,25 ч.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч;

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (принимается за 10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 1,63 / 10 = 0,163 \text{ ч (05 ч.)}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.16.

**Таблица 12.16 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива дизельного топлива объемом 163 м<sup>3</sup>**

Объем разлива дизельного топлива/объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси*	Время нанесения и сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
163/333	дизельное топливо	Ч+3	Ч+4,5	Ч+5,25 ч
при аварии в темное время суток				
163/333	дизельное	Ч+18	Ч+19,5	Ч+20,25 ч

Объем разлива дизельного топлива/объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время по-становки бо-новых за-граждений	Время сбора нефтеводяной смеси*	Время нанесения и сбора загряз-ненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
	ТОПЛИВО			

\*с учетом времени развертывания нефтесборного оборудования (20 мин)

Общее расчетное время ликвидации разлива дизельного топлива на ЛСП-1 месторождения им. В.Грайфера составит:

- 5,25 ч при аварии в светлое время суток;
- 20,25 ч при аварии в темное время суток.

### **12.3.3 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти при аварии на нефтепроводе от ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского**

*Расчет времени установки боновых заграждений с учетом времени готовности сил и средств*

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_0 + t_Г + t_д + t_{рв}$ , где:

- $t_0$  – время оповещения (10 мин);
- $t_Г$  – время готовности ДСС (10 мин);
- $t_д$  – время следования ДСС (20 мин);
- $t_{рв}$  – время развертывания боновых заграждений (1 ч 20 мин).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{ГМ}$ ) может составить 2 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{ГМ} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

- $t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:  
 время оповещения - 10 мин;  
 время готовности ДСС - 10 мин;  
 время следования ДСС: «Поляр» - 20 мин.
- $t_{рв}$  – время развертывания ордеров боновых заграждений (40 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров начала сбора нефти ( $T_{ГМ}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств на

ДСС, составляет 3 м<sup>3</sup>/ч.

Объем нефтеводяной смеси при разливе 0,7 м<sup>3</sup> составит 1,5 м<sup>3</sup>.

Время работы нефтесборных систем составит 0,5 ч.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 1 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч.}$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит 0,1 час.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 0,007 / 10 = 0,5 \text{ ч.}$$

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.17.

**Таблица 12.17 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефти при аварии на межпромысловом нефтепроводе от ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского**

Источник аварийного разлива нефти	Объем разлива нефтепродуктов / объем нефтеводяной эмульсии, м <sup>3</sup>	Время постановки ордеров боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
Авария на нефтепроводе	0,7/1,5	Ч + 2 ч	Ч+3 ч	Ч+3,6 ч
при аварии в темное время суток				
Авария на нефтепроводе	0,7/1,5	Ч+16 ч	Ч+17 ч	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации разлива нефти при разгерметизации нефтепровода от ЛСП месторождения им. В. Грайфера до ЛСП-2 месторож-

дения им. В. Филановского составит:

- 3,6 ч при аварии в светлое время суток;
- 17,6 ч при аварии в темное время суток.

#### **12.3.4. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Полюс».**

*В расчетах рассматривается участок аварии в охранной зоне объектов месторождения им. В. Грайфера.*

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{\text{ГМ}} = t_0 + t_{\text{Г}} + t_{\text{д}} + t_{\text{рв}}$ , где:

- $t_0$  – время оповещения (10 мин);
- $t_{\text{Г}}$  – время готовности ДСС (10 мин);
- $t_{\text{д}}$  – время следования ДСС (20 мин);
- $t_{\text{рв}}$  – время разворачивания боновых заграждений на воде (1 ч 20 мин).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{\text{ГМ}}$ ) может составить 2 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{\text{ГМ}} = t_{\text{пн}} + t_{\text{рв}}$ , где:

- $t_{\text{пн}}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:
  - время оповещения - 10 мин;
  - время готовности ДСС - 10 мин;
  - время следования ДСС: «Поляр» - 20 мин; «Нарьян-Мар» - 2 ч.
- $t_{\text{рв}}$  – время разворачивания ордеров боновых заграждений (30 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $T_{\text{ГМ}}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

#### *Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств на ДСС, составляет 141 м<sup>3</sup>/ч при сборе 282 м<sup>3</sup> и 14 м<sup>3</sup>/ч при сборе 14 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Время работы нефтесборных систем составит:

- 2 ч при сборе 282 м<sup>3</sup>;
- 1 ч при сборе 14 м<sup>3</sup>.

#### *Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 138 / (1 * 4 * 85) = 0,41 \text{ ч. (при разливе } 138 \text{ м}^3)$$

$$T_n = 7 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч. (при разливе } 6,7 \text{ м}^3)$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит:

0,41 час при разливе 138 м<sup>3</sup>;

0,1 час при разливе 6,7 м<sup>3</sup>.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 1,38 / 10 = 0,138 \text{ ч. (0,5 ч)}$$

$$T_{\text{сс}} = 0,0067 / 10 = 0,00067 \text{ ч (0,5 ч)}$$

Время сбора загрязненного сорбента составит:

0,5 час при разливе 138 м<sup>3</sup>;

0,5 час при разливе 6,7 м<sup>3</sup>.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.18.

**Таблица 12.18 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов при авариях на СО «Полюс»**

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
138/282	дизельное топливо	Ч+2	Ч+4	Ч+4,91 ч
при аварии в темное время суток				
138/282	дизельное топливо	Ч+16	Ч+18	Ч+18,91 ч
при аварии в светлое время суток				
6,7/14	дизельное топливо	Ч+2	Ч+3	Ч+3,6 ч
при аварии в темное время суток				
6,7/14	дизельное топливо	Ч+16	Ч+17	Ч+17,6 ч

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
при аварии в светлое время суток				
	ТОПЛИВО			

Общее расчетное время ликвидации при разливе 138 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

4,91 ч – при аварии в светлое время суток;

18,91 ч – при аварии в темное время суток.

Общее расчетное время ликвидации при разливе 6,7 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

3,6 ч – при аварии в светлое время суток;

17,6 часа – при аварии в темное время суток.

### **12.3.5. Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов при разгерметизации шланговых устройств судна обеспечения «Антарктик».**

*В расчетах рассматривается участок аварии в охранной зоне объектов месторождения им. В. Грайфера.*

Локализация разлива в светлое время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_o + t_r + t_d + t_{рв}$ , где:

$t_o$  – время оповещения (10 мин);

$t_r$  – время готовности ДСС (10 мин);

$t_d$  – время следования ДСС (20 мин);

$t_{рв}$  – время разворачивания боновых заграждений на воде (1 ч 20 мин).

Для приведенных данных время готовности, мобилизации с учетом установки боновых заграждений ( $T_{гм}$ ) может составить 2 ч.

Локализация разлива в темное время суток по открытой воде осуществляется с учетом времени распространения пятна нефтепродуктов за время готовности и мобилизации ДСС, которое в соответствии с календарным планом равно:  $T_{гм} = t_{пн} + t_{рв}$ , где:

$t_{пн}$  – продолжительность ночи - 15 ч 20 мин включая:

время оповещения - 10 мин;

время готовности ДСС - 10 мин;

время следования ДСС: «Поляр» - 20 мин; «Нарьян-Мар» - 2 ч.

$t_{рв}$  – время разворачивания ордеров боновых заграждений (30 мин);

Для приведенных данных расчетное время готовности ДСС с учетом установки боновых ордеров и начала сбора нефти ( $T_{гм}$ ) составит 16 ч с момент разлива.

*Расчет времени работы нефтесборных систем*

Расчетная достаточная производительность нефтесборных устройств на ДСС, составляет 167 м<sup>3</sup>/ч при сборе 334 м<sup>3</sup> и 13 м<sup>3</sup>/ч при сборе 13 м<sup>3</sup> нефтеводяной эмульсии.

Время работы нефтесборных систем составит:

2 ч при сборе 334 м<sup>3</sup>;

1 ч при сборе 13 м<sup>3</sup>.

*Расчет времени нанесения и сбора сорбента*

Сорбент наносится на поверхность загрязненного участка акватории тонким слоем с помощью распылителя сорбента (РАС).

Время нанесения сорбента вычисляется по формуле:

$$T_n = N_{\text{сорб}} / (N_{\text{РАС}} * Q_{\text{РАС}} * P_{\text{нас}}), \text{ где:}$$

$T_n$  - время нанесения сорбента, ч (не менее 0,1 ч);

$N_{\text{сорб}}$  – расчетное количество сорбента, кг;

$N_{\text{РАС}}$  - количество распылителей сорбента, шт;

$Q_{\text{РАС}}$  - производительность одного распылителя сорбента (4 м<sup>3</sup>/ч);

$P_{\text{нас}}$  - насыпная плотность сорбента (85 кг/м<sup>3</sup>).

$$T_n = 164 / (1 * 4 * 85) = 0,49 \text{ ч. (при разливе } 163,4 \text{ м}^3)$$

$$T_n = 6,5 / (1 * 4 * 85) = 0,1 \text{ ч. (при разливе } 6,25 \text{ м}^3)$$

Время нанесения сорбента с использованием 1 РАС составит:

0,49 час при разливе 163,4 м<sup>3</sup>;

0,1 час при разливе 6,25 м<sup>3</sup>.

Время сбора загрязненного сорбента рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сс}} = V_{\text{зсорб}} / Q * 0,5, \text{ где:}$$

$T_{\text{сс}}$  – время сбора загрязненного сорбента, ч (не менее 0,5 часа);

$V_{\text{зсорб}}$  – объем загрязненного сорбента, м<sup>3</sup> (соответствует объему впитываемой нефти, так как сорбент не трансформируется);

$Q$  – производительность сбора загрязненного сорбента (10 м<sup>3</sup>/ч).

$$T_{\text{сс}} = 1,634 / 10 = 0,164 \text{ ч. (0,5 ч)}$$

$$T_{\text{сс}} = 0,00625 / 10 = 0,000625 \text{ ч (0,5 ч)}$$

Время сбора загрязненного сорбента составит:

0,5 час при разливе 163,4 м<sup>3</sup>;

0,5 час при разливе 6,25 м<sup>3</sup>.

Результаты расчета времени на проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти отражены в таблице 12.19.

**Таблица 12.19 - Временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов при авариях на СО «Антарктик»**

Объем разлива дизельного топлива / объем эмульсии, м <sup>3</sup>	Тип нефтепродуктов	Время постановки боновых заграждений	Время сбора нефтеводяной смеси	Время сбора загрязненного сорбента с поверхности воды
---	--------------------	--------------------------------------	--------------------------------	---

при аварии в светлое время суток				
163,4/334	ДТ	Ч+2	Ч+4	Ч+5 ч
при аварии в темное время суток				
163,4/334	ДТ	Ч+16	Ч+18	Ч+19 ч
при аварии в светлое время суток				
6,25/13	ДТ	Ч+2	Ч+3	Ч+3,6 ч
при аварии в темное время суток				
6,25/13	ДТ	Ч+16	Ч+17	Ч+17,6 ч

Общее расчетное время ликвидации при разливе 163,4 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

5 ч – при аварии в светлое время суток;

19 ч – при аварии в темное время суток.

Общее расчетное время ликвидации при разливе 6,25 м<sup>3</sup> нефтепродуктов составит:

3,6 ч – при аварии в светлое время суток;

17,6 часа – при аварии в темное время суток.

### **12.3.6. Расчет времени для мероприятий по защите и очистке от нефтяных загрязнений береговой полосы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов с объектов месторождения им. В. Грайфера**

Расчетное время работ по локализации и ликвидации максимально расчетного разлива нефти представлено в таблицах 12.20.

**Таблица 12.20 - Максимальные временные показатели выполнения работ по локализации и ликвидации разлива нефти на береговой полосе**

Объем нефти, м <sup>3</sup>	Время для постановки БЗ, ч	Время сбора нефтеводяной эмульсии, ч	Время сбора загрязненного грунта, ч	Общее расчетное время работ
2134 (за 2,3 сут)	4	6,6	13	до 4 суток
2783,6 (за 3-е сут)				

Общее время работ по ликвидации разлива нефти при возникновении штормовых условий продолжительностью 2,3 суток составит 4 суток.

## **13. Схема оповещения, схема организации управления и связи при разливах нефти и нефтепродуктов**

### **13.1 Структура органов управления**

В составе объектового звена ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» со-

зданы координирующие органы, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления, силы и средства предупреждения и ликвидации ЧС.

Координационным органом объектового звена ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневожскнефть» является КЧС и ПБ. Комиссия предназначена для организации и проведения мероприятий по предупреждению ЧС, а также для руководства силами и средствами по ликвидации ЧС и их последствий. КЧС и ПБ создаётся и функционирует согласно «Положению о комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть».

Органом повседневного управления являются дежурно-диспетчерские службы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть». Дежурно-диспетчерские службы действуют в соответствии с положениями и инструкциями, утверждаемыми в установленном порядке.

Постоянно действующим органом управления объектового звена ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» является отдел промышленной безопасности, охраны труда и корпоративного надзора (ПБОТ и КН) и оперативная группа КЧС и ПБ. Отдел ПБОТ и КН является исполнительным органом управления по решению задач предупреждения и ликвидации ЧС в повседневной деятельности. Оперативная группа КЧС и ПБ предназначена для решения задач с вводом режима повышенной готовности. Она организует выявление причин ухудшения обстановки, вырабатывает предложения и принимает все меры по предотвращению ЧС, а в случае её возникновения готовит предложения по локализации и ликвидации ЧС, защите работников, имущества и окружающей среды. Оперативная группа, исходя из создавшейся обстановки, назначается председателем КЧС и ПБ из состава членов комиссии.

Основные задачи по предупреждению и ликвидации ЧС Общества возлагаются на специализированные профессиональные аварийно-спасательные формирования Филиала – Астраханскую ВЧ ООО «Газпром газобезопасность» и Каспийского филиала ФГБУ «Морспасслужба», оказывающие услуги на договорной основе. Основными задачами профессиональных аварийно-спасательных формирований являются:

- организация работ по предупреждению и тушению пожаров;
- проведение работ по ликвидации аварий в загазованной среде с применением изолирующих дыхательных аппаратов;
- проведение работ по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов;
- организация работ по предупреждению и ликвидации возможных газо-нефте- водо- проявлений (ГНВП) на устьях скважин.

Повседневное управление осуществляется с пункта управления (административное здание ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть», помещение ЦДУ), оснащенного средствами связи и оповещения.

Согласно статьи 22.2 закона № 187-ФЗ ООО «ЛУКОЙЛ – Нижневолжскнефть» при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязано обеспечить организацию и проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом ПЛРН.

Состав и функциональные обязанности членов КЧС и ПБ ООО «ЛУКОЙЛ – Нижневолжскнефть» утверждены приказом генерального директора от 29.10.2020 № 403 (с измен.). Копия приказа представлена в приложении

Структура, функции и выполняемые этими подразделениями задачи показаны на рисунках 13.1 – 13.5.

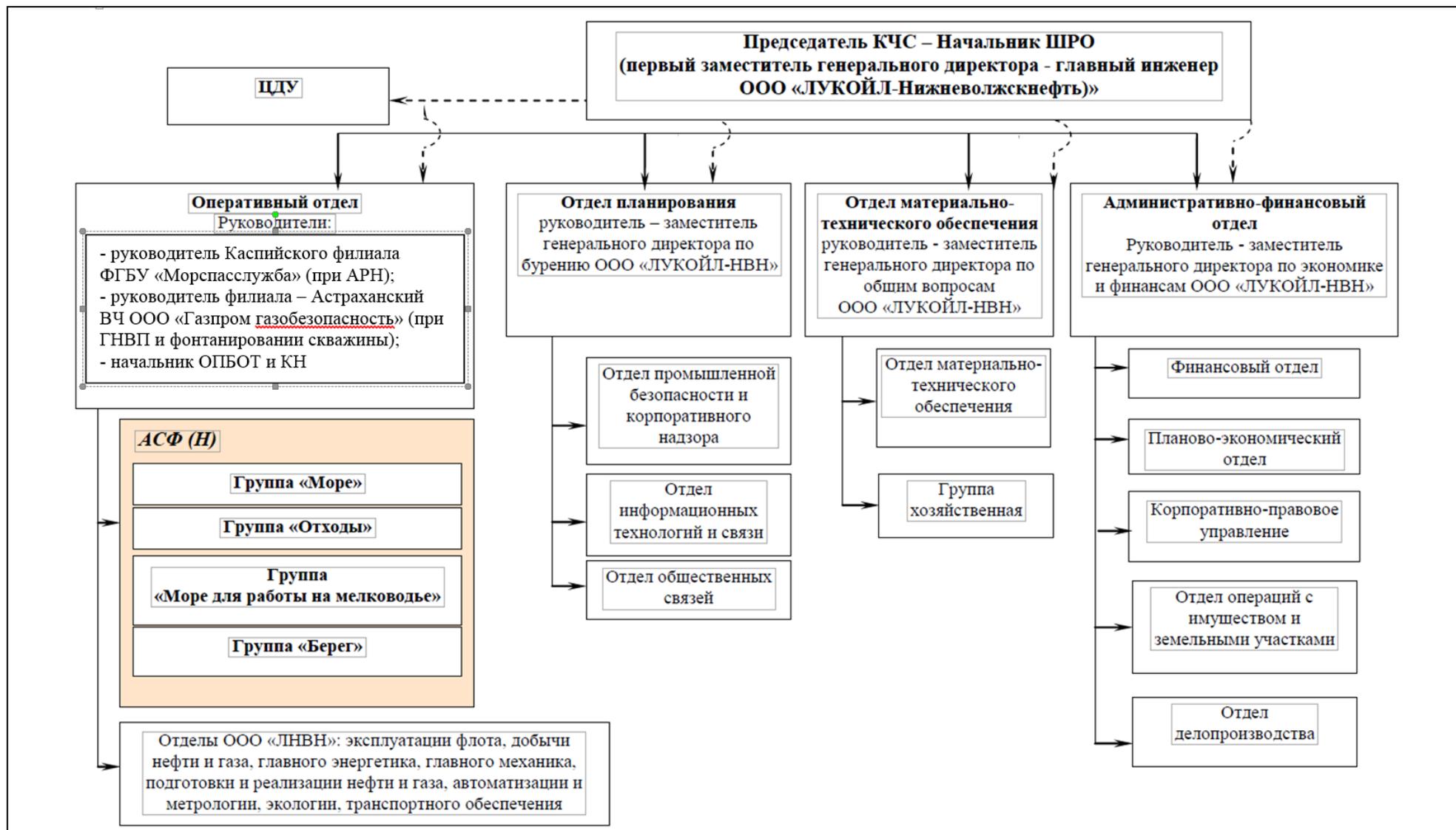


Рисунок 13.1. Структурная схема ШРО при КЧС и ПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

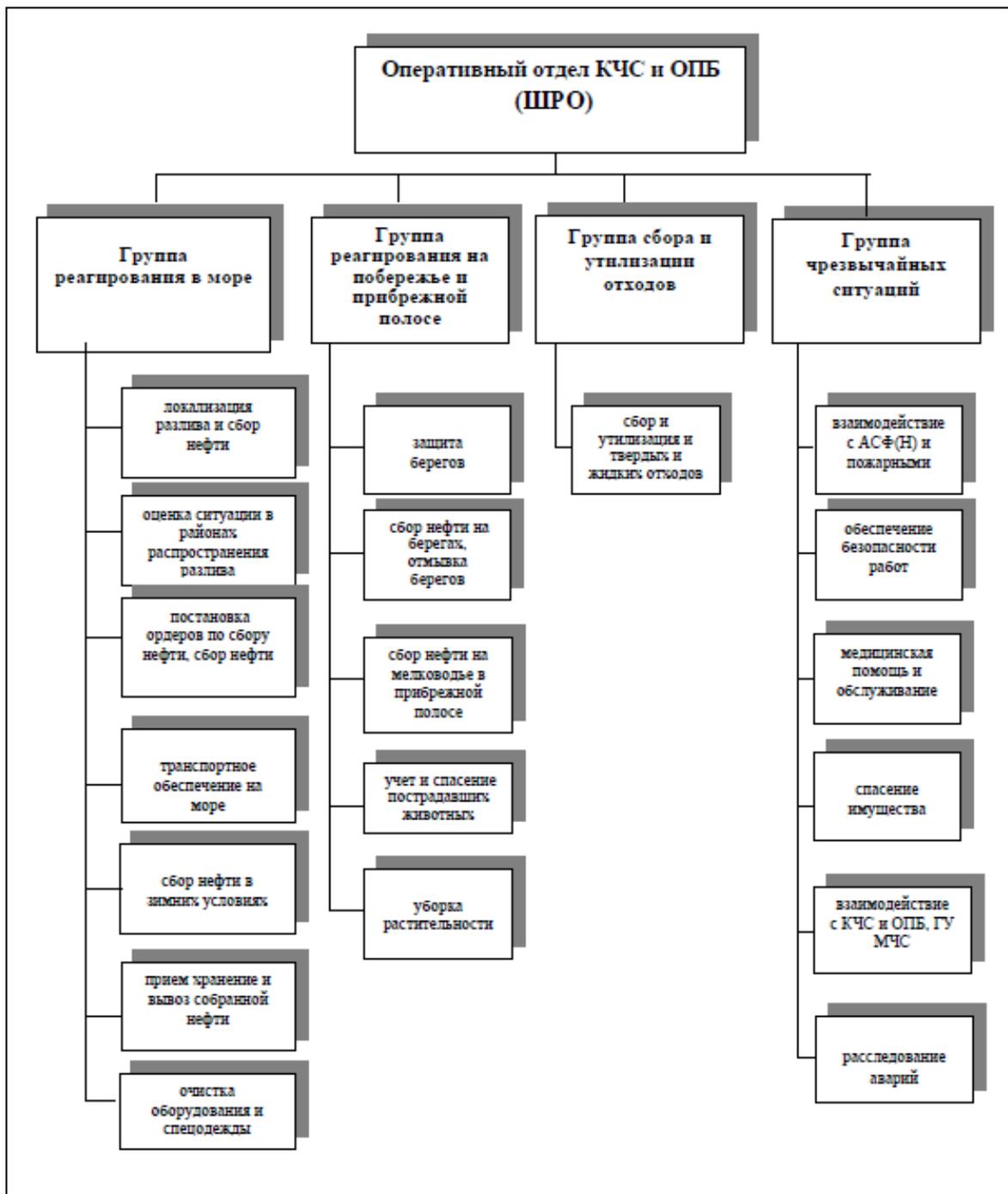


Рисунок 13.2. Структура и задачи оперативного отдела

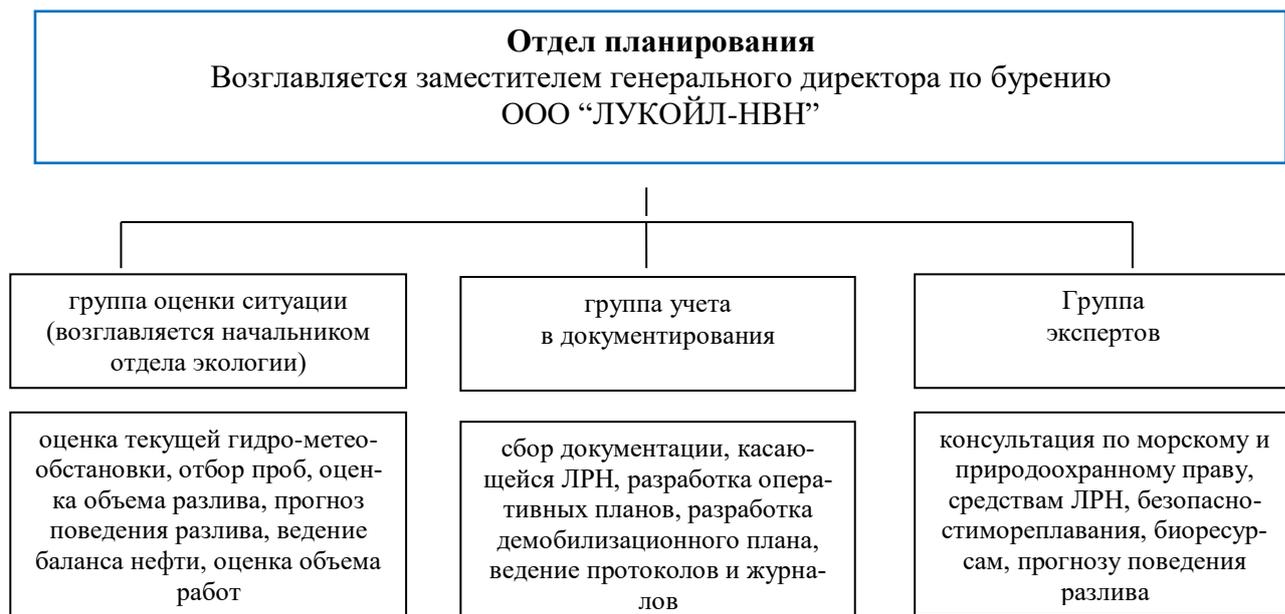


Рисунок 13.3. Структура и задачи отдела планирования

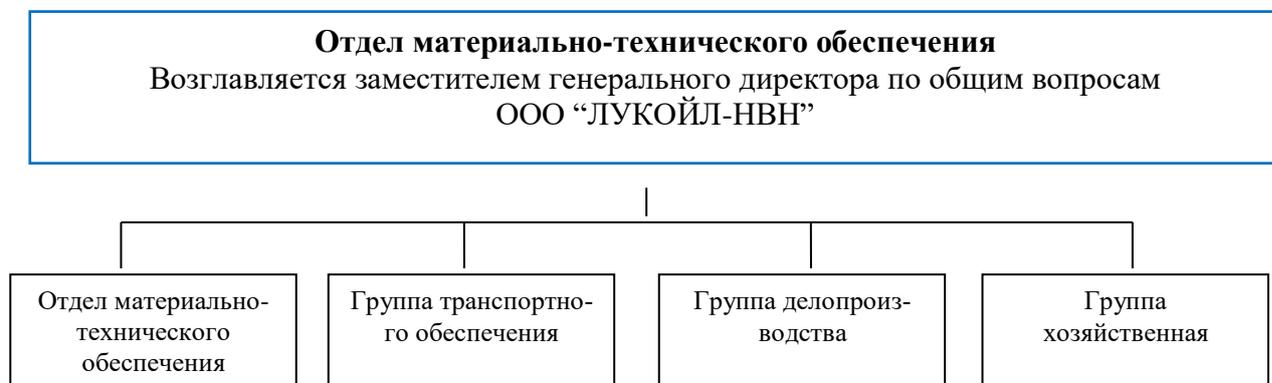


Рисунок 13.4. Структура и задачи отдела материально-технического обеспечения

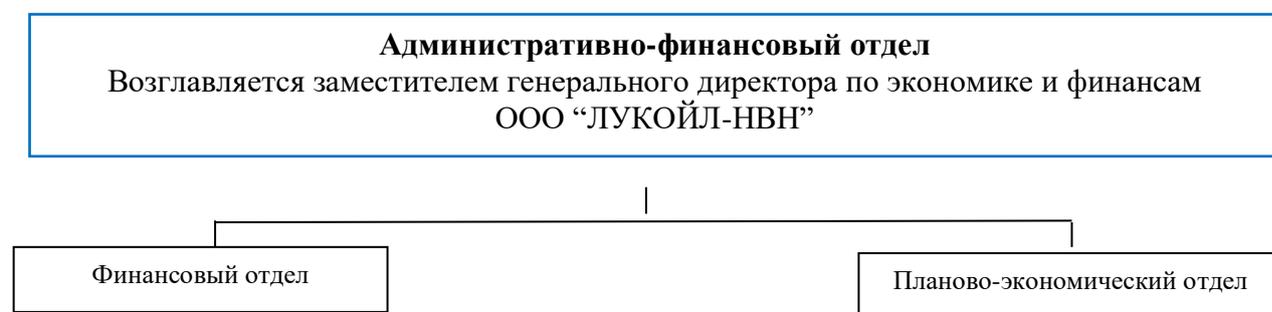


Рисунок 13.5. Структура и задачи административно-финансового отдела

## 13.2 Организация связи и оповещения

Для оповещения о разливе и обеспечения операций ЛРН используются следующие средства связи:

- радиотелефоны и радиосвязь;

- телефонные и телеграфные сети Минсвязи России (городские, между-городские, специальные);
- ведомственные системы радиосвязи Росморфлота (факс в радиотелеграфном режиме с отметкой срочности «нефть-авария»);
- мобильные телефоны.

Доведение сигналов и информации оповещения обеспечивается средствами связи бурового комплекса и используемых плавсредств. Внешняя радиосвязь бурового комплекса осуществляется в диапазонах частот, установленных для морских и воздушных служб, в телефонном режиме работы с использованием цифрового избирательного вызова (ЦИВ) и включает следующие системы:

- УКВ связь;
- связь на промежуточных и коротких волнах;
- спутниковую связь;
- терминал системы ИНМАРСАТ-С.

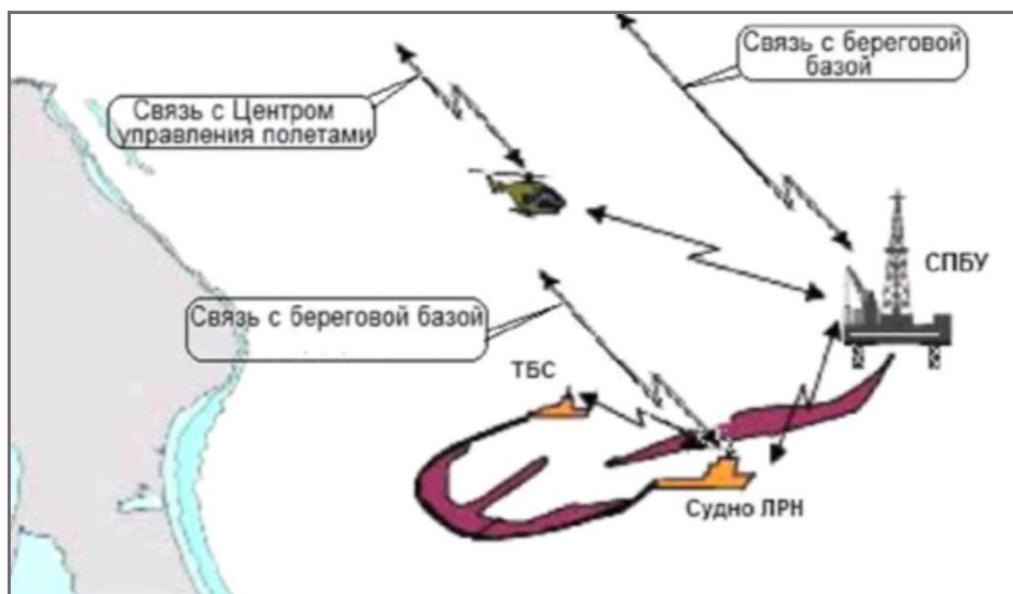


Рисунок 13.6. Общая схема связи при несении дежурства, мониторинге и операциях ЛРН

Для обеспечения бесперебойности и оперативности при проведении работ по ЛРН диспетчерский пункт ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» преобразовывается в аварийный узел связи, в который направляется вся оперативная информация о ходе операций ЛАРН.

Помещение для работы КЧС и ПБ оборудовано следующим необходимыми средствами: телефоном/факсом; УКВ радиосвязью; компьютером с выходом в Интернет-электронной почтой; картами; множительной техникой.

У председателя КЧС и ПБ находится комплект нормативных документов, на которые имеется ссылка в Плане ПЛРН и экземпляр Плана в бумажном и электронном виде.

В соответствии с требованиями международного и российского законодательства капитаны морских судов и других плавучих средств, командиры

гражданских воздушных судов, руководящие лица, проводящие работы на искусственных островах и сооружениях, капитаны иностранных морских судов и других плавучих средств, находящихся во внутренних и территориальных морских водах, а также в экономической зоне Российской Федерации, обязаны сообщать о загрязнении морской среды в случаях:

- инцидента с судном или иным объектом, в результате которого произошел или может произойти сброс нефти и других вредных веществ;
- обнаружения сброса нефти и других вредных веществ с другого судна (независимо от флага) или иного объекта, в нарушение применимых
- международных или национальных правил;
- обнаружения нефти на морской акватории независимо от его источника.

Первоначальное сообщение об обнаружении разлива или ситуации, связанной с угрозой разлива нефти и нефтепродуктов, может поступать из следующих источников:

- от персонала бурового комплекса (вахтенного дежурного) по действующим должностным инструкциям;
- от капитана ДСС;
- от третьих лиц (капитанов других морских судов, находящихся в море);
- от органов государственного управления, организаций и учреждений, осуществляющих контроль и мониторинг состояния морской среды или получивших сведения о наблюдающемся загрязнении моря.

Любое должностное лицо или член персонала бурового комплекса, наблюдающее загрязнение на море или получившее такую информацию независимо от ее источника, обязано немедленно сообщить об этом по подчиненности или, при невозможности, дежурному диспетчеру (вахтенному дежурному) бурового комплекса.

Если сообщение содержит сведения о фактически наблюдающемся разливе или загрязнении, диспетчер бурового комплекса производит опрос информанта по стандартной форме Сообщения о разливе.

При повторных или дублирующих сообщениях диспетчер уточняет ранее полученные данные. Диспетчер бурового комплекса оповещает старшее должностное лицо бурового комплекса и передает ему форму Сообщения о разливе, заполненную в соответствии с поступившей информацией.

Внешнее оповещение осуществляется по указанию руководства бурового комплекса и производится его дежурным диспетчером по приведенной на рисунке 13.7 Схеме оповещения, с передачей Сообщения о разливе установленной формы. Общая схема оповещения приведена на рисунке 13.8.

КЧС и ПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» после получения первоначального оповещения и уточнения обстановки осуществляет направление стандартных донесений по установленным формам:

- 1/ЧС Информация (Донесение) об угрозе (прогнозе) чрезвычайной ситуации;

- 2/ЧС Информация (Донесение) о факте и основных параметрах ЧС(Н);
- 3/ЧС Информация (Донесение) о мерах по защите населения и территорий, ведение аварийно-спасательных и других неотложных работ (в части ЧС на акваториях и ЧС, связанных с нефтепродуктами);
- 4/ЧС Информация (Донесение) о силах и средствах, задействованных для ликвидации ЧС.

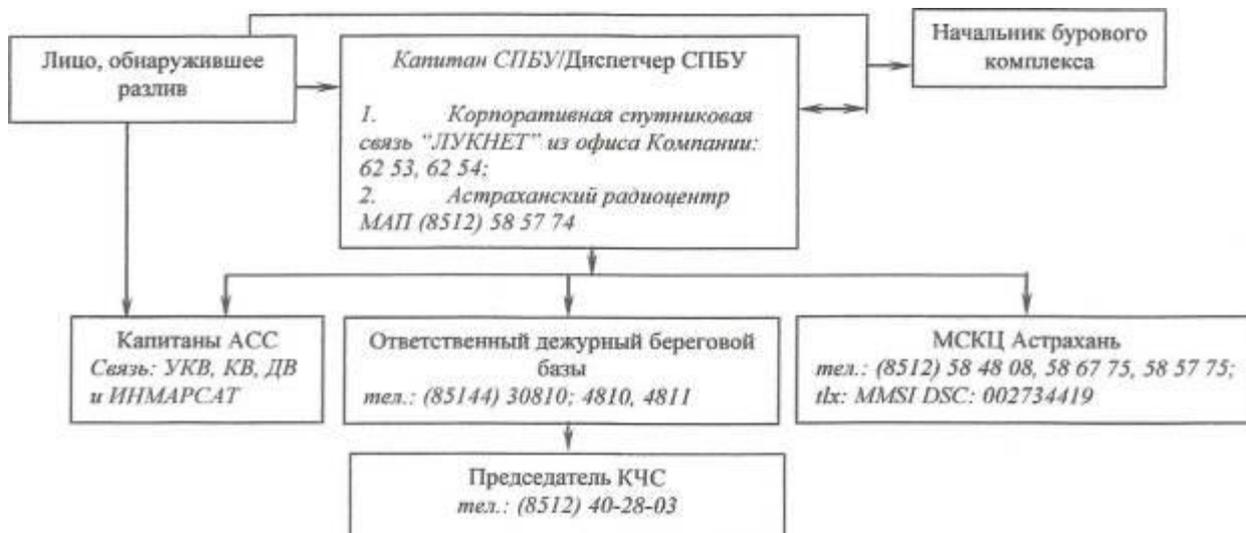
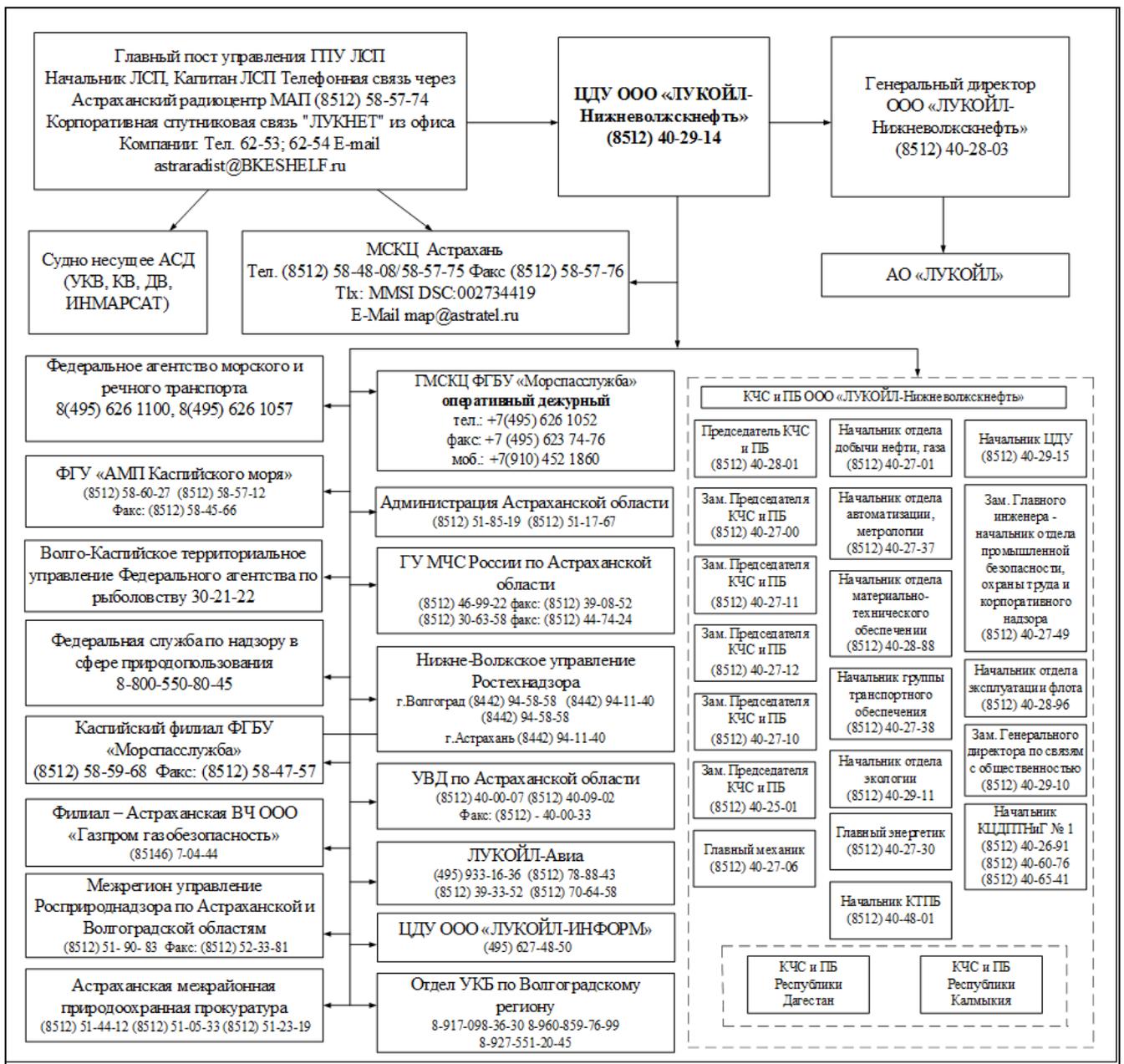


Рисунок 13.7. Схема первичного оповещения об аварийном разливе

Таблица 13.1 - Список телефонов членов КЧС и ПБ  
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»

№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Номера телефонов	
			служебный	домашний
1.	Генеральный директор	Ляшко Н.Н.	40-28-03	
2.	Первый заместитель генерального директора – главный инженер	Усенков А.В.	40-28-01	9375018888
3.	Заместитель Генерального директора по общим вопросам	Ушаков С.А.	40-27-00	9064573000
4.	Заместитель Генерального директора по бурению	Звягин В.Ф.	(40-)27-11	9618140404
5.	Заместитель Генерального директора по геологии и разработке	Штунь С.Ю.	(40-)27-12	89064587979
6.	Заместитель Генерального директора по экономике и финансам	Клименко М.Б.	(40-)27-10	9275724440

№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Номера телефонов	
			служебный	домашний
7.	Заместитель генерального директора по капитальному строительству	Логачев В.А.	(40-)25-01	89617987272
8.	Заместитель генерального директора по связям с общественностью	Ходаев А.А.	(40-)29-10	89673316665
9.	Главный механик	Сиврос В.М.	(40-)27-06	89171828479
10.	Главный энергетик	Субботин В.Г.	(40-)27-30	89064576663
11.	Начальник ЦДУ	Сергеев Д.С.	(40-)29-15	9673356158
12.	Начальник отдела добычи нефти, газа	Елисеев Д.В.	(40-)27-01	89064580001
13.	Начальник отдела автоматизации, метрологии	Фотин И.В.	(40-)27-37	89064570007
14.	Начальник отдела ИТ и С	Шумов О.И.	(40-)27-07	89617991110
15.	Начальник отдела материально-технического обеспечения	Феньков А.Я.	(40-)28-88	9064550433
16.	Начальник группы транспортного обеспечения	Ланчин Д.Ю.	(40-)27-38	89673316767
17.	Начальник отдела техники безопасности и корпоративного надзора	Арестов А.В.	(40-)27-49	89617988282
18.	Начальник отдела эксплуатации флота	Абрамов А.В.	(40-)28-96	9617982880
19.	Начальник КТПБ	Яковлев П.Ф.	48-01	89064566034
20.	Начальник КЦДПТНиГ № 1	Шевченко А.В.	(40-)60-07, 60-20,61-07	9617996336



**Рисунок 13.8. Общая схема оповещения**

### *Формы оповещения о разливе*

Оповещение о разливе нефти и нефтепродуктов производится по приведенной ниже Форме оповещения о разливе. Схема оповещения и бланки формы Оповещения о разливе находятся на рабочих местах Руководителя и дежурного диспетчера бурового комплекса. Каждый факт обязательного оповещения регистрируется в Журнале регистрации операций ЛРН. В связи с расположением бурового комплекса на морской акватории рекомендуется также использовать стандартную форму ИМО (приводится далее вместе с инструкцией по заполнению).

**Форма оповещения о разливе нефти**

ДАТА	ВРЕМЯ	ОПОВЕСТИТЕЛЬ
Местоположение		
Тип нефтепродукта		Указанное количество
Начальная категория разлива		Уточненная категория
Описание разлива		
Причина разлива		
Начальные действия по ликвидации		
Название объекта		
Владелец		
Направление и скорость ветра		
Течение		
Оповещенные органы государственного управления (приводится согласно Схеме оповещения)		

**СТАНДАРТНАЯ ФОРМА ОПОВЕЩЕНИЯ О РАЗЛИВЕ**

<b>AA</b> (наименование судна, позывные, идентификационный номер, флаг, имя капитана)											
<b>BB</b> (дата и время инцидента)										UTC (Zulu)	
D		D		H		H		M		M	
<b>CC</b> (местоположение, широта, долгота)						<b>DD</b> (местоположение, расстояние до берегового ориентира)					
N S						Brg					
гр		гр		м		м		И.Ш		гр	
°		E W		гр		гр		гр		гр	
гр		гр		гр		м		м		Расстояние до морских миль	
<b>EE</b> (истинный курс)				<b>FF</b> (скорость в узлах)				<b>II</b> (намечаемый курс)			
гр		гр		гр		°T		d		d	
<b>MM</b> (радиостанции и частоты, номер факса судна, спутниковый или мобильный телефон)											
<b>NN</b> (дата и время следующего сообщения)										UTC (Zulu)	
D		D		Ч		Ч		M		M	
<b>PP</b> (тип и количество (единицы) груза и топлива на борту)											
<b>QQ</b> (краткие сведения о неисправности/поломке)											
<b>RR</b> (Приложить краткие сведения о загрязнении, включая оценку объема утечки)											
Оценка объема утечки:											
Техническое наименование:		Номер ООН, если известен:		Утечка продолжается		Да		или		Нет	
<b>SS</b> (краткие сведения о погоде)											
<b>BETEP</b>		направление		ВОЛНЕНИЕ		направление					
		скорость		узлов		высота				метров	
<b>TT</b> (координаты связи с владельцем/оператором/агентом)											
<b>UU</b> (размеры и тип судна)											
Длина:		(m) Ширин		(m) Осадка		(m) Тип:					
<b>XX</b> (дополнительная информация—ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ ДОБАВИТЬ ЛИСТЫ)											
Краткое описание инцидента с указанием источника сведений:											
Необходимость оказания помощи:											
Меры принимаемые для исправления/смягчения ситуации:											
Численность экипажа, раненные, погибшие:		членов экипажа		раненных		погибших					
Данные о страховщике (P&I Club) и его представителе:											
<b>Место разлива:</b>											
Город		Область				Район					

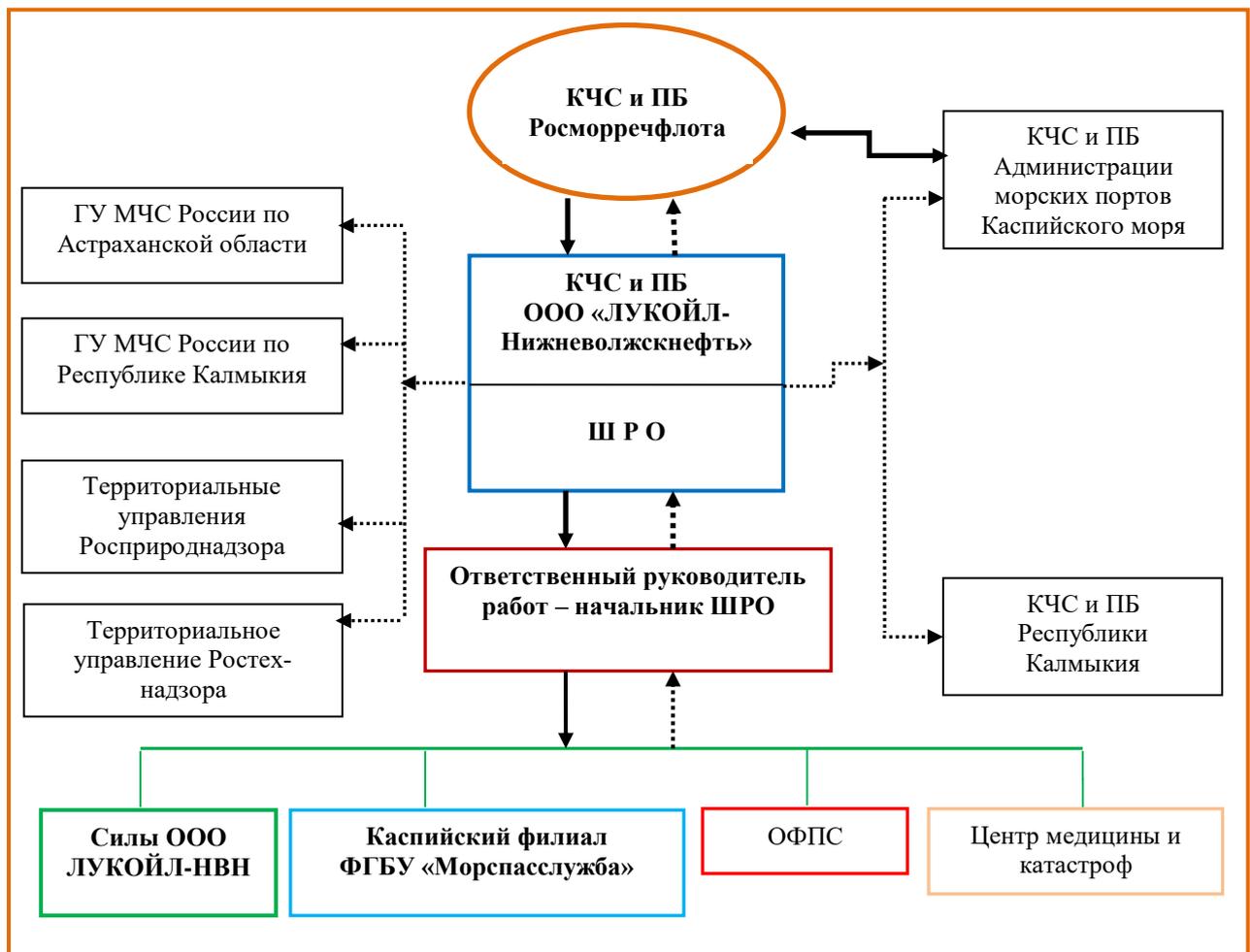


Рисунок 13.9. Схема организации управления при разливах нефти и нефтепродуктов

#### 14. Состав собственных сил и средств и (или) привлекаемых сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов

В целях минимизации последствий возможных аварийных разливов нефти и нефтепродуктов и организации своевременного реагирования на разливы нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» обеспечивает постоянное дежурство сил и средств в оперативной близости от объектов обустройства месторождений. Также предусмотрено дополнительное привлечение необходимого оборудования и средств для ЛРН.

Группировка сил ПАСФ ФГБУ «Морспасслужба», которая предназначена для реагирования на АРН, осуществляющая дежурство в море, представлена в таблице 14.1.

**Таблица 14.1 - Состав сил и средств, их дислокация и доставка в зону разлива нефти и нефтепродуктов**

№ n/n	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
<i>Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>				
<i>Оборудование на спасательном судне «Поляр»</i>				
1	Одноточечное самонадувное локализирующее боновое ограждение Markleen UNIBOOM X1500, высотой 1500 мм	2000 м	Вблизи объектов м-й им. В. Грайфера и им. В. Филановского	ДСС «Поляр»
2	Скоростного трал (Speed Sweep) DESMI для очистки поверхности воды от нефти на повышенных скоростях траления – SVRSS (Single Vessel Ro-Kite Skimming System) с комплектом оборудования, включая скиммер производит. 66 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
3	Нефтесборная система (скиммер) «Ледовый сборщик нефти Desmi «Полярный Медведь» производит. 120 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
4	Мультискиммер «Markleen MS 60» производит. 60 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
5	Система перистальтического насоса (вакуумная установка)	1 шт.		
6	Моющее средство высокого давления с горячим и холодным водоснабжением RHGS 15-150	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Надувная станция для мойки бонов и оборудования ЛАРН	1 ед.		
9	Емкости для сбора отработанного сорбента	30 м <sup>3</sup>		
10	Судовые емкости для сбора эмульсии	485,1 м <sup>3</sup>		
11	Сорбирующие изделия (маты, покрывала, салфетки)	500 шт.		
12	Распылитель сорбента	1 шт.		
13	Катер	1 ед.		
<i>Оборудование на спасательном судне «Когалым»</i>				
1	Морские боновые ограждения для открытой акватории «RubberMax» 1500	1500 м	МПК м-я им. Ю. Корчагина	ДСС «Когалым»
2	Многофункциональная всепогодная система «Lamor Weir» производит. 140 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
3	Нефтесборная система щеточного типа «Free Floating Offshore» производит. 100 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
4	Установка Mini Vac II	1 шт.		
5	Установка мойки бонов	1 шт.		

№ п/п	Наименование средств	Кол-во	Дислока- ция	Порядок доставки
6	Емкость для мойки бонов	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Емкости для сбора отработанного сорбента	14 м <sup>3</sup>		
9	Судовые емкости для сбора эмульсии	643 м <sup>3</sup>		
10	Распылитель сорбента	1 шт.		
11	Катер	1 ед.		
<i>Оборудование на спасательном судне «Нарьян-Мар»</i>				
1	Морские боновые ограждения для открытой акватории «RubberMax» 1500	1250 м	ЛСП -1 м-я им. Ю. Корчагина	ДСС «Нарьян- Мар»
2	Встроенная нефтесборная система Lamor LORS 5C 100 производит. 250 м <sup>3</sup> /ч	1 к-т		
3	Нефтесборная система олеофильного типа «Lamor Arctic» производит. 125 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
4	Установка Mini Vac II	1 шт.		
5	Установка мойки бонов	1 шт.		
6	Емкость для мойки бонов	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Емкости для сбора отанного сорбента	15 м <sup>3</sup>		
9	Катер	1 ед.		
10	Суда обеспечения	2 ед		
<i>Силы и средства Каспийского филиала ФГБУ «Морспасслужба», осуществляющие постоянное дежурство в районе ВКСМК</i>				
<i>Оборудование на судне аварийного реагирования</i>				
1	Боновые ограждения морские БПП высотой 1100 мм	1000 м	ВКСМК	Судно «ПТР- 50» (либо аналог)
2	Боновые ограждения высотой 1500 мм	350 м		
3	Нефтесборная система производит. 27,5м <sup>3</sup> /ч	2 шт.		
4	Нефтесборная система производит. 32 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
5	Сорбент «Лессорб-экстра»	300 кг		
6	Сорбирующие БЗ	400 м		
7	Плавучие емкости	85 м <sup>3</sup>		
8	Катер типа «Амур»	1 ед.		
9	Распылитель сорбента	1 шт.		
<i>Оборудование на судне аварийного реагирования типа</i>				
1	Боновые ограждения высотой 830 мм	1000 м	ВКСМК	Судно «Колонок»
2	Сорбирующие боны	400 м		
3	Нефтесборная система производ. 20 м <sup>3</sup> /ч	2 шт.		
4	Нефтесборная система производ. 15 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
5	Вакуумная нефтесборная система 30 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
6	Емкости временного хранения для установки на берегу	30 м <sup>3</sup>		
7	Емкость-мешок для сбора сорбента 1 м <sup>3</sup>	10 шт.		
8	Сорбент «Лессорб-экстра»	300 кг		

№ п/п	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
9	Сорбирующие изделия (маты, покрывала, салфетки)	500 шт.		
10	Распылитель сорбента	1 шт.		
11	Комплект шанцевого инструмента для выемки грунта вручную	10 к-т		
12	Камышекосилка	2 шт.		
13	Парогенератор	1 шт.		
<i>Дополнительные плавсредства для защиты береговой полосы</i>				
1	Катер-бонопостановщик	4 ед.	ВКМСК	самостоятельно
2	Судно на воздушной подушке типа «Арго»	1 шт.		
<i>Морспецподразделение</i>				
	Спасатели на судне аварийного реагирования «ПТР-50» (либо т/х с аналогичными характеристиками)	Не менее 2 чел	ВКМСК	-
	Спасатели на судне аварийного реагирования «Колонок» (либо т/х с аналогичными характеристиками)	Не менее 2 чел	ВКМСК	-

### *Состав сил и технологических средств для защиты акватории*



**Рисунок 14.1. Внешний вид дежурно-спасательного судна «Полар»**

Судно «Полар» имеет на борту одноточечные самонадувные боновые ограждения Markleen UNIBOOM X1500, высотой 1500 мм (рисунок 14.2).



Рисунок 14.2. Внешний вид боновых заграждений Markleen UNIBOOM X1500

Благодаря использованию специального сжатого воздуха системы накачки, количество обслуживающего персонала и время развертывания и извлечения заграждения сводится к минимуму. Боновые заграждения надуваются во время развертывания и полностью готовы к использованию после спуска на воду. Один оператор может развернуть 400 м бонового заграждения UNIBOOM X менее чем за 5 минут.

Боновые заграждения UNIBOOM® X 1500 поставляются с системой дистанционного управления, что позволяет оператору полностью контролировать процессы заполнения заграждения воздухом, развертывания и извлечение бонового заграждения стрелы из любой позиции. Кроме того, по причине своей двойной спиральной конструкции, боновые заграждения UNIBOOM® Серии X являются очень гибкими и, одновременно, прочными заграждениями, обладающими отличными характеристиками реагирования на движение волн.

Характеристики бонового заграждения представлены в таблице.

Таблица 14.2 - Характеристики бонового заграждения  
Markleen UNIBOOM X1500

Макс. высота волны	3 м
Сила ветра, нормальная	14 м/с
Сила ветра, максимальная	18 м/с
Скорость буксировки, при извлечении (по отношению к воде)	1,5 узла
Необходимый персонал во время развертывания (на ДСС)	1 чел.
Диаметр поплавковой части	600 мм
Глубина юбки	900 мм
Высота надводного борта, рабочая	565 мм

На ДСС «Поляр» установлена скоростная траловая система DESMI Speed-Sweep System (рис. 14.3), которая представляет собой систему регенерации с резиновой стрелой для тяжелых условий эксплуатации, разработанную для сбора нефти на больших скоростях. После сбора загрязняющего вещества на острие, на вершине можно установить скиммер и начать восстановление. Эта работа может продолжаться, пока ДСС система движется вперед.

Уникальная высокоэффективная система DESMI Speed-Sweep System предназначена для подключения к системе Ro-Boom или для работы в качестве независимого устройства сбора. Она может буксироваться либо между двумя судами, либо одним судном с помощью стрелы.

Speed-Sweep может собирать нефть на скорости до 3 узлов, что обеспечивает более легкое и быстрое выполнение операций.

Система DESMI Speed-Sweep изготавливается на прочной морской сдерживающей стреле Ro-Boom 1500 с отдельными 3-метровыми камерами плавучести. Также имеются 3 сетки длиной 900 мм с круглыми поплавками, которые используются для прерывания скорости движения нефти, позволяя собирать ее на острие.

Избыток воды просто уходит через заднюю сетку. Эта система позволяет замедлить скорость поверхностного слоя воды и нефти на 70%, что позволяет нефти концентрироваться в вершине, готовой к сбору.



Рисунок 14.3. Внешний вид нефтесборной системы DESMI Speed-Sweep

*Технические характеристики:*

материал Ro-Boom: смесь синтетического каучука с внешним слоем CSM (Hypalon);

передняя сетка Speed-Sweep - материал кевлар;

ширина (в сдутом состоянии): Apex 1500 мм;

направляющие штанги 1300 мм;

стандартная длина системы: 30 м;  
направляющая стрела 2х16,5м.

На ДСС «Полар» также установлен скиммер-нефтеборщик POLAR BEAR от DESMI оснащен шестью независимыми модулями из вращающихся щеток и способен эффективно работать среди плавающего льда. Щетина щеток имеет увеличенную до 100 мм длину, а каждый модуль оснащен собственным гидроприводом. Модули сгруппированы в два функциональных блока, скорость вращения щеток которых регулируется отдельно. Это позволяет максимально ограничить захват льда при сборе нефтепродуктов.

Щеточные модули легко снимаются для ремонта и замены износившихся щеток, а встроенные поплавки жестко закреплены и хорошо сбалансированы, что обеспечивает устойчивость при ветре и волнении. В штатной комплектации скиммер для нефтепродуктов POLAR BEAR оснащен всасывающим винтовым насосом DOP 200 DUAL, а опционально может быть укомплектован и другими насосами этой серии.

Насосы серии DOP имеют встроенный резак для измельчения льда и сопутствующего мусора. Шестиугольная форма агрегата обеспечивает круговой захват нефтепродуктов, что обуславливает высокую эффективность и производительность скиммера-нефтеборщика на больших загрязненных площадях.

Особенности и достоинства скиммера для нефтепродуктов POLAR BEAR:

- шестиугольная форма для сбора нефтепродуктов на 360 градусов;
- 6 независимых модулей с отдельными гидроприводами;
- съёмные для ремонта и замены щеточные модули;
- низкие регулируемые обороты и длинная щетина для ограничения захвата льда;
- сбор и измельчение мусора.

На рисунке 14.6 изображен внешний вид скиммера-нефтеборщика POLAR BEAR, а в таблице 14.3 представлены его характеристики.

**Таблица 14.3 – Технические характеристики скиммера-нефтеборщика POLAR BEAR**

Габаритные размеры	2.25 x 2.50 x 1.85 м
Производительность	120 м <sup>3</sup> /ч
Осадка	1.0 м
Объем поплавков	1.05 м <sup>3</sup>
Масса	750 кг
Щеточные модули	6 шт. шириной 900 мм по 9 колес в каждом
Расход гидравлики (щетки)	0-10 л/мин, 210 бар
Расход гидравлики (насос)	0-130 л мин, 210 бар

Обороты двигателей щеток	0-50 об/мин
Обороты двигателя насоса	0-800 об/мин
Штатный насос	DOP 200 DUAL



Рисунок 14.6. Внешний вид нефтесборной системы POLAR BEAR (полярный медведь)

Внешний вид дежурно-спасательного судна «Когалым» изображен на рисунке 14.7.



Рисунок 14.7. Внешний вид ДСС «Когалым»

Судно «Когалым» имеет на борту надувные боновые заграждения «RubberMax» 1500, высотой 1500 мм (рисунок 14.8).



**Рисунок 14.8. Внешний вид боновых заграждений RubberMax 1500**

Боны RubberMax спроектированы с высоким отношением плавучести к массе, обеспечивая отличные характеристики движения на волнах и удержания нефти. RubberMax имеет индивидуально заполненные воздушные камеры, каждая из которых оснащена запатентованным клапаном Monsun XG. Этот клапан имеет встроенный возвратный клапан с резиновой защитной манжетой, предохраняющей его от повреждений при развертывании и хранении на барабане.

Характеристики бонового заграждения RubberMax 1500 приведены в таблице ниже.

**Таблица 14.4 - Характеристики бонового заграждения RubberMax 1500**

Длина секции	30 м
Длина воздушной камеры	4,8 м
Глубина юбки	700 мм
Высота надводного борта, рабочая	500 мм
Эффективность при высоте волны	до 3,5 м

На ДСС «Когалым» находится скиммер Lamog weig внешний вид которого показан на рисунке 14.9, а характеристика представлены в таблице 14.5.

Скиммер обладает высокой производительностью при любых условиях эксплуатации и используют наиболее распространенные принципы сбора нефти. Скиммеры спроектированы таким образом, чтобы обеспечить многолетнюю надежную работу и не требуют особого обслуживания. Большой диаметр LWS с их свободно плавающей плотиной обеспечивает превосходную устойчивость при волне. Бункер и поплавковые рычаги изготовлены из морского алюминия и нержавеющей стали с тремя полиэтиленовыми поплавками. В зависимости от конфигурации скиммера, например, с всасывающим, насосным или щеточным адаптером, уровень плавучести можно регулировать. Он имеет одну центральную точку подъема и поэтому легко развертывается в различных условиях с минимальными затратами рабочей силы.



Рисунок 14.9. Внешний вид нефтесборной системы Lamor weir

Таблица 14.5 - Характеристики скиммера Lamor weir

Длина	2200 мм
Ширина	2300 мм
Высота	790 мм
Диаметр головки	500 мм
Вес	54 кг
Производительность	140 м <sup>3</sup> /ч
Сбор свободной воды	Менее 30%

Дежурно-спасательное судно «Нарьян-Мар» (рис. 14.10, табл. 14.6) обеспечивает готовность к работам по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в районе ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина.



Рисунок 14.10. Внешний вид спасательного судна «Нарьян-Мар»

Судно «Нарьян-Мар» имеет класс RMRS, KM ⚙ AUT1-ICS, DYNPOS-2, FF3WS, SUPPLY VESSEL | Ice Class: ARC5.

Таблица 14.6 - Характеристики ДСС «Нарьян-Мар»

Год постройки	2015
Длина корпуса	81,11 м
Ширина корпуса	16, 50 м
Валовая вместимость	2893 т
Мощность основного двигателя	2х 3060 кВт
Мощность вспомогательного двигателя	2х1600, 2 х 450 кВт
Скорость	14,6 узлов
Экипаж	24 чел.

На ДСС «Нарьян-Мар» установлена встроенная нефтесборной система Lamog LORS 5с (рисунок 14.11). Это усовершенствованная система сбора нефти, устанавливаемая на судне и основанная на проверенной технологии цепных конвейерных щеток Lamog.

На сегодняшний день это самая эффективная и зарекомендовавшая себя система извлечения нефти для судов, работающих с реальной нефтью в суровых морских условиях.

Система использует поступательное движение судна для сбора нефти. Поток воды переносит нефть по каналу извлечения, где масляная пленка эффективно отделяется и извлекается. Вода возвращается обратно в море, повышая общую производительность системы. LORS эффективно работает на скорости судна 4 узла в суровых погодных и морских условиях с высоким уровнем загрязнения нефтью при содержании свободной воды < 5 % и не снижает маневренность судна.

Система LORS использует поступательное движение для отвода поверхностной воды и нефти из зоны сбора, образованной стрелой, в канал извлечения для переработки. Эффективный поток через каналы для извлечения нефти достигается за счет скорости движения судна вперед, что приводит к разнице давлений между впуском и выпуском и усиливается с помощью рабочего колеса в системе извлечения.

Поток воды переносит масляную пленку в канал регенерации, где она эффективно отделяется щеткой и удаляется из потока.

Щеточные конвейерные ленты собирают масляную пленку всех типов, им не мешает плавающий мусор или водоросли, и поднимают извлеченный материал в специальный очиститель. Этот очиститель может поставляться с дополнительным подключением для нагрева пара, если требуется для работы в экстремальных холодных условиях. Материал попадает из очистителя в приемный бункер, откуда он подается в резервуар.

Особенности:

система способна обрабатывать большие площади со скоростью извле-

чения нефти до 4 узлов;

быстрое начало разворачивания;

для работы практически не требуется специальной подготовки;

система способна выдерживать неблагоприятные погодные условия и неспокойное море.

Производительность нефтесборной системы составляет 250 м<sup>3</sup>/ч.

Система может быть оперативно установлена на любом судне и через стандартные фланцы подсоединена к любой нефтесборной емкости.



Рисунок 14.11. Внешний вид нефтесборной системы «Lamor LORS 5c»

На ДСС «Нарьян-Мар» также установлен арктический скиммер «Lamor Arctic» (LAS 125)- это система сбора нефти специального назначения, предназначенная для работы в чрезвычайно суровых условиях. Скиммер представляет собой технический прорыв в области оборудования, которое обеспечивает эффективное решение для ликвидации разливов во всех ледовых и арктических условиях. LAS 125 обычно устанавливается с помощью крана или шлюпбалки, но при необходимости может эксплуатироваться как свободно плавающий скиммер с использованием дополнительных поплавков. Скиммер оснащен трубками для отвода статического льда и вращающимися щеточными колесами для отделения и сбора нефти. LAS 125 оснащен системой впрыска горячей воды для улучшения извлечения в арктических условиях. Два щеточных колеса собирают и отделяют масляную пленку от воды, а частицы льда измельчаются шнеками для дробления льда, установленными в бункере. Сертифицированная производительность LAS 125 составляет 125 м<sup>3</sup>/ч (550 GPM). Опционально LAS 125 также может быть оснащен поплавками для использования скиммера в открытых водах.



Рисунок 14.12. Внешний вид нефтесборной системы lamor Arctic

Группировка флота для защиты прибрежной зон и береговой полосы представлена аварийно-спасательными судами «ПТР-50» (см. табл. 14.7 и рис. 14.13) и судном «Колонок» (см. табл. 14.8 и рис. 14.14).

Таблица 14.7 - Сведения о судне аварийного реагирования «ПТР-50»

№ п/п	Характеристика		Содержание
1.	Проект		№проекта 01340, г. Астрахань
2.	Тип судна		Самоходное, стальное, однопалубное
3.	Район плавания и назначения		Ограниченный I. (удаление от укрытия 200 миль)
4.	Автономность плавания		30 суток, 250 миль
5.	Размеры судна	длина наибольшая	30,97 м
		ширина	6,90 м
		высота борта	3,15 м
		макс. осадка	2,1 м (с грузом 50 тонн)
6.	Максимальный дедвейт		234,3 тонн
7.	Площадь грузовой палубы		750 м <sup>2</sup>
8.	Мощность главного двигателя		221 кВт
9.	Скорость при макс. осадке		15 узлов
10.	Дополнительное оборудование		Дизель-генераторы 2x25 кВт
			Поворотные грузовые стрелы грузоподъем. 1,5 т с выносом стрелы до 6 м

Экипаж на т/х «ПТР-50» составляет 7 человек и 3 специалиста ЛРН.



Рисунок 14.13. Судно-бонепостановщик «ПТР- 50»

Таблица 14.8 - Характеристики судна типа «Колонок»

Характеристика	Содержание
длина наибольшая, м	29,2
ширина наибольшая, м	6,03
осадка по летнюю марку, м	0,85
мощность, кВт	105
скорость паспортная, узлы	10,0
автономность плавания, сут.	10
количество мест	8 (4 чел. экипаж и 4 чел. ПАСФ)

К каждому судну прикреплен катер-бонезаводчик типа «Амур» (экипаж 2 человека, мощность двигателя – 50 л.с.).

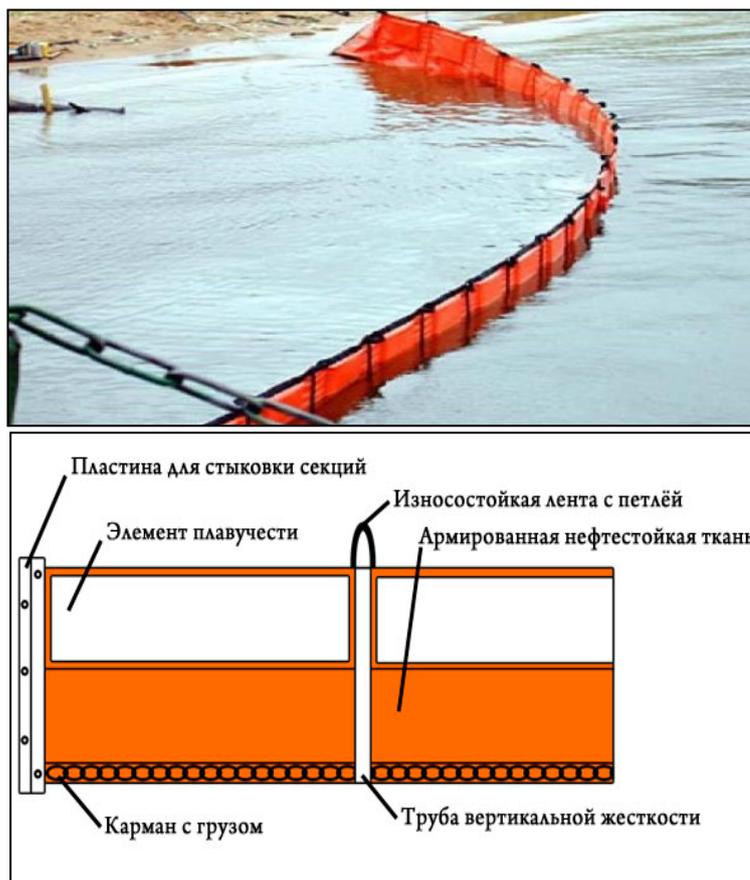


Рисунок 14.14. Судно «Колонок»

На судах имеются боны постоянной плавучести «БПП» (см. табл. 14.9 и рисунок 14.15).

**Таблица 14.9 - Характеристики боновых заграждений БПП-830**

Длина секции	10, 15, 20 м
Общая высота бона	830 мм
Балластная цепь	разрывная нагрузка 6,3 т/силы
Материал	износостойкий полиэфир, покрытый нефтехимостойким ПВХ
<b>Условия эксплуатации бонов постоянной плавучести</b>	
Волнение моря	до 4 баллов
Скорость ветра	до 20 м/с
Скорость течения	до 3-х узлов
Температура воздуха	от -30°С до +65°С
Количество секций, буксируемых в одной нитке	не более 20
Скорость буксировки по водной поверхности	не более 3 узлов
Высота слоя нефти, удерживаемая	0,1 м



**Рисунок 14.15. «Боны БПП»**

## 15. Мероприятия по организации временного хранения и транспортировки собранной нефти и нефтепродуктов

Основными видами отходов при проведении операций ЛРН являются:

- нефтеводная смесь;
- собранный загрязненный плавающий мусор;
- собранный на берегу нефтезагрязненный песок, мусор и остатки растительности;
- отработанные сорбентные материалы;
- загрязненная спецодежда.

Сбор нефтеводной смеси в свободные емкости судов:

«Нарьян-Мар» - (485 м<sup>3</sup>);

«Полар» (470 м<sup>3</sup>);

«Когалым» (643 м<sup>3</sup>);

«Взморье» (480 м<sup>3</sup>);

«Урай» (434 м<sup>3</sup>);

«Покачи» (434 м<sup>3</sup>);

«Полюс» (568 м<sup>3</sup>);

«Антарктик» (512 м<sup>3</sup>);

танкер «Пегас» (1000 м<sup>3</sup>);

«Абескун» (1272 м<sup>3</sup>);

танкер «Дахи Бюль-Бюль» (7221,4 м<sup>3</sup>);

ПНХ «Юрий Корчагин» (16500 м<sup>3</sup>).

Общий объем емкостей составляет порядка 30000 м<sup>3</sup>.

Общий объем судовых емкостей самоходных судов составляет 13500 м<sup>3</sup>.

На судах, задействованных в операциях по ЛРН предусмотрено наличие емкостей, мешков, контейнеров для временного хранения нефтесодержащих отходов.

Сорбент, загрязненный нефтепродуктами, собирается в плотнозакрывающиеся емкости (мешки, контейнеры).

Вывоз нефтесодержащих твердых отходов производится морем судами после или непосредственно в ходе операций ЛРН.

В случае невозможности проведения работ по ЛРН при штормовых условиях часть разлива нефти может достигнуть сухопутных объектов (см. таблицы 5.1-5.3). В этом случае по решению КЧС и ПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» песок, загрязненный нефтью и загрязненная растительность может быть вывезена на обезвреживание и утилизацию в ООО «ПК ЭКО+».

**16. Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

**16.1 Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им Ю. Корчагина, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.**

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
Раздел 1. При угрозе возникновения разливов нефти и нефтепродуктов																		
1	Доведение информации до ЦДУ, МСКЦ Астрахань, ДСС	15 мин	■	■	■													Капитан МЛСП
2	Организация и проведение мониторинга обстановки, определение первоочередных мер по предупреждению и ликвидации разливов нефти и неф-тов	постоянно	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Капитан МЛСП, Морспецподразделение ПАСФ, капитаны ДСС, капитан ПНХ
3	Оповещение и проверка готовности ДСС, судов АСС, персонала вахты на отдыхе, вызов руководителей аварийных групп, оповещение судов обеспечения, привлекаемых танкеров	20 мин		■	■	■												Капитан МЛСП, капитан ПНХ, капитаны ДСС, капитаны судов АСС ПАСФ
4	Получение данных гидрометеостанции, запрос и получение краткосрочного прогноза погоды в органах Гидрометцентра	30 мин			■	■	■											Капитан МЛСП, диспетчер ЦДУ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы				сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
5	Переход ДСС в точку готовности для постановки бонового ограждения нулевого рубежа	10 мин			█													Капитан ДСС
6	Приведение в готовность и, спуск на воду катера – бонопостановщика. Постановка нулевого рубежа боновых ограждений	20 мин				█	█											Капитан ДСС
7	Приведение в готовность контейнеров с тралением и материалами ЛРН на ДСС	10 мин						█										Капитан ДСС
8	Подготовка к применению резервных резервуаров и емкостей на ДСС	20 мин							█									Капитан ДСС
9	Вызов (при необходимости) СО и танкеров для участия в операциях ЛРН. Подготовка судовых емкостей для приема нефти	10 мин								█								Капитан МЛСП, ЦДУ
10	Контроль за состоянием дренажных систем МЛСП	постоянно	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	Главный инженер МЛСП
11	Подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты персоналу МЛСП и сервисных организаций	20 мин				█	█											Начальник вахты МЛСП
12	Оценка необходимости и срочное прекращение грузовых и бункеровочных операций	20 мин							█									Капитан МЛСП, оператор МЛСП

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
Раздел 2. Мероприятия при возникновении разлива нефти на скважине с максимальным дебетом на ЛСП-1 (880,2 м <sup>3</sup> ) либо БК (1327,6 м <sup>3</sup> ) м-я им. Ю. Корчагина																		
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного МЛСП, капитана ДСС, ЦДУ, СО, ПНХ, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)																Капитан МЛСП
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» к месту аварии	30 мин (Ч+40 мин)																Капитан ДСС «Нарьян-Мар»
При аварии в светлое время суток																		
3	Установка боновых заграждений	2 ч 00 мин (Ч+2 ч 40 мин)																Капитан и Спасатели ПАСФ на ДСС «Нарьян-Мар»
4	Приведение в готовность нефтесборных систем	20 мин (Ч+3 ч 00 мин)																
5	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Когалым» и «Поляр» в район аварии	2 ч 40 мин (Ч+2 ч 50 мин)																Капитаны ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители	
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4		
6	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкеров с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по решению руководителя работ)	70 ч (Ч+73 часа 00 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ
7	Зачистка акватории сорбентом	при аварии на ЛСП-1	1 ч 38 мин (Ч+74 ч 38 мин)																Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС
		при аварии на БК	1 ч 38 мин (Ч+75 ч 30 мин)																
При аварии в темное время суток																			
8	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Когалым» и «Полар», СО в район аварии	4 ч 00 мин (Ч+4 ч 10 мин)																	Капитаны ДСС
9	Установка боновых заграждений	2 ч 20 мин (Ч+17 ч 40 мин)																	Капитаны и Спасатели ПАСФ на ДСС
10	Приведение в готовность и запуск нефтесборных систем	20 мин (Ч+18 ч 00 мин)																	

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий		Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
				минуты						часы				сутки						
				5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
11	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкеров с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по реш. руководителя работ)		55 ч (Ч+73 ч 00 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ
12	Зачистка акватории сорбентом	при аварии на ЛСП-1	1 ч 38 мин (Ч+74 ч 38 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС
		при аварии на БК	1 ч 38 мин (Ч+75 ч 30 мин)																	
Общие мероприятия																				
13	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля		постоянно																	Экипаж и спасатели ДСС
14	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО		40 мин																	Председатель КЧС и ПБ организации. Руководитель ШРО
15	Вывоз собранных нефтеотходов		до завершения работ																	Капитаны ДСС, СО, танкеров

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители	
			минуты						часы				сутки						
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4		
16	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах в судовых журналах	до завершения работ																	Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
<b>Раздел 3. Мероприятия при возникновении максимального объема разлива нефтепродуктов в случае разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагтна (515 м<sup>3</sup>)</b>																			
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного МЛСП, капитана ДСС, ЦДУ, СО, ПНХ, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)																Капитан МЛСП	
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» к месту аварии	30 мин (Ч+40 мин)																Капитан ДСС «Нарьян-Мар»	
<b>При аварии в светлое время суток</b>																			
3	Установка боновых заграждений ДСС «Нарьян-Мар»	1 ч (Ч+1 ч 40 мин)																Капитан и спасатели на ДСС «Нарьян-Мар»	
4	Следование ДСС «Когалым» и «Полар», СО в район аварии	2 ч (Ч+2 ч 10 мин)																Капитаны ДСС и СО	
5	Установка ордеров боновых заграждений ДСС «Когалым», «Полар»	1 ч 40 мин (Ч+4 ч)																Капитаны и спасатели на ДСС	

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители	
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4		
6	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкер	4 ч (Ч+8 ч)										—							Капитаны ДСС, СО, танкера, ПНХ
7	Зачистка акватории сорбентом	1 ч 16 мин (Ч+9 ч 16 мин)											—						Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																			
8	Следование ДСС «Когалым», «Нарьян-Мар», «Полар» СО в район аварии	2 ч 30 мин (Ч+2 ч 50 мин)				—	—	—	—	—	—								Капитаны ДСС и СО
9	Установка боновых заграждений	2 ч 20 мин (Ч+18 ч)											—						Капитаны и спаса- тели на ДСС
10	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкера	4 ч (Ч+22 ч)												—					Капитаны ДСС, СО, танкера
11	Зачистка акватории сорбентом	1 ч 16 мин (Ч+23 ч 16 мин)													—				Спасатели ПАСФ
Общие мероприятия																			
12	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	посто- янно			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Экипаж и спаса- тели ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители	
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4		
13	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин  2 ч			█	█	█	█											Председатель КЧС и ПБ организации. Руководитель ШРО
14	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ										█	█	█					Капитаны ДСС, СО, танкеров
15	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах в судовых журналах	до завершения работ			█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█			Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
<b>Раздел 4. Мероприятия при возникновении максимального объема разлива нефти при аварии на ПНХ 1 м-я им. Ю. Корчагтна (4026,5 м<sup>3</sup>)</b>																			
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение капитана ПНХ, дежурного МЛСП, ЦДУ, капитана ДСС, СО, МСКЦ и др.)	5 мин (Ч+ 5 мин)	█																Капитан ПНХ «Юрий Корчагин»
2	Выход ДСС «Когалым» на точку установки боновых заграждений	10 мин (Ч+ 15 мин)			█														Капитан ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	
При аварии в светлое время суток																	
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Когалым»	40 мин (Ч+ 55 мин)				█	█	█	█								Капитан ДСС, спасатели на судне
4	Следование ДСС «Нарьян-Мар», «Полар», СО в район аварии	2 ч 25 мин (Ч+ 2 ч 40 мин)			█	█	█	█	█	█							Капитаны ДСС, СО
5	Установка ордера боновых заграждений с ДСС «Нарьян - Мар», «Полар»	40 мин Ч+ 3 ч 20 мин)								█							Капитаны и спасатели на ДСС
6	Приведение в готовность НСУ и сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкеров	10 ч (Ч+ 13 ч 40 мин)								█	█						Капитаны ДСС, СО, танкеров
7	Зачистка акватории сорбентом	7,7 ч (Ч+ 21 ч 24 мин)										█					Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																	
8	Следование ДСС «Полар», «Нарьян-Мар», СО в район аварии	3 ч (Ч+ 3 ч 15 мин)			█	█	█	█	█								Капитаны ДСС, капитаны СО
9	Установка боновых заграждений с ДСС	2 ч 20 мин (Ч+18 ч)										█					Капитаны ДСС, СО, спасатели ПАСФ
10	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкера	10 ч (Ч+28 ч)											█	█			Капитаны ДСС, СО, танкеров
11	Зачистка акватории сорбентом	7,7 ч (Ч+36 ч)													█		Спасатели на ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы				сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
Общие мероприятия																		
12	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефтепродукта																Экипаж и спасатели ДСС
13	Сбор КЧС и ОПБ организации. Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин																Председатель КЧС и ПБ организации. Руководитель ШРО
		2 ч																
14	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ																Капитаны ДСС, СО, танкеров
15	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до завершения работ																Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
Раздел 4. Мероприятия при возникновении максимального объема разлива в случае аварии на нефтепроводе от ЛСП-1 до ТП МПК м-я им. Ю. Корчагина (2,31 м <sup>3</sup> )																		
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. Ю. Корчагина, ПНХ, ЦДУ, капитана ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым», СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																Оператор ЛСП-1, Капитан МЛСП, ЦДУ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий		Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители	
				минуты						часы						сутки			
				5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4
2	Готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» и «Кога-лым» в район аварии	авария на 29 км нефтепровода	1 ч 30 мин (Ч+1 ч 40 мин)			█	█	█	█	█	█								Капитаны ДСС
		авария на 58 км нефтепровода	40 мин (Ч+40 мин)			█	█	█											
При аварии в светлое время суток																			
3	Установка боновых заграждений с ДСС	авария на 29 км нефтепровода	40 мин (Ч+2 ч 20 мин)								█							Капитаны ДСС, спасатели ПАСФ	
		авария на 58 км нефтепровода	40 мин (Ч+1 ч 20 мин)				█	█	█										
4	Приведение в готовность НСУ и сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	авария на 29 км нефтепровода	1 ч (Ч+3 ч 40 мин)									█						Капитаны ДСС	
		авария на 58 км нефтепровода	1 ч (Ч+2 ч 40 мин)							█									
5	Зачистка акватории сорбентом	авария на 29 км нефтепровода	40 мин (Ч+4 ч 20 мин)										█					Спасатели на ДСС и ПТР	
		авария на 58 км нефтепровода	1 ч (Ч+3 ч 20 мин)											█					

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	
При аварии в темное время суток																	
6	Прибытие ДСС «Нарьян-Мар» в район аварии	2 ч 30 мин (Ч+2 ч 50 мин)															Капитан ДСС
7	Установка боновых заграждений	40 мин (Ч+16 ч)															Капитаны ДСС, спасатели ПАСФ
8	Приведение в готовность НСУ и сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч (Ч+17 ч 20 мин)															Капитаны ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 56 мин)															Спасатели на ДСС
Раздел 5. Обеспечение мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море																	
1	Проверка и обеспечение постоянной связи (МЛСП, ДСС, СО, береговые посты АСФ(Н), МСКЦ, КЧС и ПБ)	20 мин и далее															Диспетчер МЛСП, капитаны судов
2	Принятие мер по ограничению доступа посторонних плавсредств в зоны ЧС(Н), оповещение проходящих судов, выставление навигационных сигналов	постоянно															В установленном порядке через МСКЦ



**16.2 Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им В. Филановского, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.**

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
Раздел 1. При угрозе возникновения разливов нефти (нефтепродуктов)																		
1	Доведение информации до ЦДУ, МСКЦ Астрахань, ДСС	15 мин	■	■	■													Капитан ЛСП-1
2	Организация и проведение мониторинга обстановки, определение первоочередных мер по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	постоянно	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Капитан ЛСП-1, морспецподразделение ПАСФ, капитаны ДСС
3	Оповещение и проверка готовности ДСС, судов АСС, персонала вахты на отдыхе, вызов руководителей аварийных групп, оповещение судов обеспечения, привлекаемых танкеров	20 мин		■	■	■												Капитан ЛСП-1
4	Получение данных гидрометеостанции, запрос и получение краткосрочного прогноза погоды в органах Гидрометцентра	30 мин			■	■	■											Капитан ЛСП-1, диспетчер ЦДУ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
5	Переход ДСС в точку готовности для постановки бонового ограждения нулевого рубежа	10 мин			■														Капитан ДСС
6	Приведение в готовность и спуск на воду катера – бонопостановщика. Постановка нулевого рубежа боновых ограждений	20 мин				■	■												Капитан ДСС
7	Приведение в готовность контейнеров с тралением и материалами ЛРН на ДСС	10 мин						■											Капитан ДСС
8	Подготовка к применению резервных резервуаров и емкостей на ДСС	20 мин						■											Капитан ДСС
9	Вызов (при необходимости) СО для участия в операциях ЛРН. Подготовка емкостей СО для приема нефти	10 мин						■											Капитан ЛСП-1
10	Контроль за состоянием дренажных систем ЛСП-1, ЛСП-2	постоянно	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Главный инженер ЛСП-1 (ЛСП-2)
11	Подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты персоналу ЛСП-1, ЛСП-2 и сервисных организаций	20 мин				■	■												Начальник вахты ЛСП-1 (ЛСП-2)

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
12	Оценка необходимости и срочное прекращение грузовых и бункеровочных операций	20 мин							—										Оператор ЛСП-1 (ЛСП-2)
Раздел 2. Мероприятия при возникновении максимального расчетного разлива нефти в случае аварии на одной из скважин с максимальным дебетом на ЛСП-1 (5519,6 м <sup>3</sup> ), БК (3357 м <sup>3</sup> ) либо ЛСП-2 (7782,4 м <sup>3</sup> ) м-я им. В. Филановского																			
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного ЛСП-1, ЛСП-2, капитана ДСС «Поляр», ЦДУ, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)		—															Капитаны ЛСП-1 (ЛСП-2)
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Поляр» к месту аварии	30 мин (Ч+40 мин)			—														Капитан ДСС «Поляр»
При аварии в светлое время суток																			
3	Установка боновых заграждений, приведение в готовность и запуск нефтесборных систем	1 ч 00 мин (Ч+2 ч мин)							—										Капитан и спасатели ПАСФ на ДСС «Поляр»
4	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» и «Когалым» в район аварии	2 ч 40 мин (Ч+2 ч 50 мин)			—														Капитаны ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители				
			минуты						часы						сутки						
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4			
5	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкеров с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по решению руководителя работ)	70 ч (Ч+73 ч 00 мин)																		Капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ	
6	Зачистка акватории сорбентом	при аварии на ЛСП-1	9 ч 4 мин (Ч+82 ч 4 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС	
		при аварии на БК	6 ч 45 мин (Ч+79 ч 45 мин)																		
		при аварии на ЛСП-2	12 ч 45 мин (Ч+85 ч 45 мин)																		
При аварии в темное время суток																					
7	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» и «Когалым» в район аварии	4 ч 10 мин (Ч+4 ч 20 мин)																		Капитаны ДСС	
8	Установка боновых заграждений	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)																		Капитаны и спасатели на ДСС	
9	Приведение в готовность и запуск нефтесборных систем	20 мин (Ч+16 ч 20 мин)																			

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители				
			минуты						часы						сутки						
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4			
10	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкер с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по решению руководителя работ)	57 ч (Ч+73 ч 00 мин)																		Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ	
11	Зачистка акватории сорбентом	при аварии на ЛСП-1	9 ч 4 мин (Ч+82 ч 4 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ капитаны ДСС	
		при аварии на БК	6 ч 45 мин (Ч+79 ч 45 мин)																		
		при аварии на ЛСП-2	12 ч 45 мин (Ч+85 ч 45 мин)																		
Общие мероприятия																					
12	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефтепродукта																		Экипаж и спасатели ДСС	
13	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО	40 мин																		Председатель КЧС и ПБ. Руководитель ШРО	
14	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ																		Капитаны ДСС, СО, танкеров	

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
15	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до завершения работ																	Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
<b>Раздел 3. Мероприятия при возникновении разлива нефтепродуктов в случае разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП-1 (562м<sup>3</sup>) либо на ЛСП-2 (494 м<sup>3</sup>)</b>																			
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного ЛСП-1, ЛСП-2, капитана ДСС «Полар», ЦДУ, СО, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)																	Капитан ЛСП-1, Капитан ЛСП-2.
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Полар» к месту аварии	30 мин (Ч+40 мин)																	Капитан ДСС «Полар»
<b>При аварии в светлое время суток</b>																			
3	Установка боновых заграждений ДСС «Полар»	1 ч 30 мин (Ч+2 ч 10 мин)																	Капитан и спасатели на ДСС «Полар»
4	Приведение в готовность и запуск нефтесборных систем на ДСС «Полар»	20 мин (Ч+2 ч 30 мин)																	Капитан и спасатели на ДСС «Полар»

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
5	Следование ДСС «Нарьян-Мар», СО в район аварии	2 ч (Ч+2 ч 10 мин)			—————														Капитан ДСС и СО
6	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкер	4 ч 00 мин (Ч+6 ч 30 мин)									———							Капитаны ДСС, СО, танкера	
7	Зачистка акватории сорбентом	ЛСП-1	1 ч 8 мин (Ч+7 ч 38 мин)									———						Морспецподразделение ПАСФ	
		ЛСП-2	1 ч (Ч+7 ч 30 мин)									———							
При аварии в темное время суток																			
7	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар», «Когалым», СО «Арктик», «Полюс» в район аварии	4 ч 00 мин (Ч+4 ч 10 мин)			—————														Капитаны ДСС и СО
8	Установка боновых ограждений	40 мин (Ч+16 ч)										———						Капитаны ДСС и СО	
9	Развертывание НСУ, сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО	4 ч 20 мин (Ч+20 ч 20 мин)											———					Капитаны ДСС, СО	
10	Зачистка акватории сорбентом	ЛСП-1 1 ч 8 мин (Ч+21 ч 28 мин)												———				Морспецподразделение ПАСФ, капитаны ДСС	

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
	ЛСП-2	1 ч (Ч+21 ч 20 мин)													—				
Общие мероприятия																			
11	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефтепродукта			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Экипаж и спасатели ДСС
12	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин  2 ч			—	—	—												Председатель КЧС и ПБ организации. ШРО
13	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ											—	—					Капитаны ДСС, СО, танкеров
14	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до полного завершения работ			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		ШРО Капитаны всех задействованных судов
Раздел 4. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от райзерного блока (РБ) до береговых сооружений (БС) (6,5 м <sup>3</sup> )																			
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, АСГ СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)	—	—															Оператор ЛСП-1, Капитан ЛСП-1, ЦДУ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители			
			минуты						часы						сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4		
2	Готовность и прибытие АСГ, ДСС в район аварии	авария на 104 км нефтепровода	1 ч 40 мин (Ч+1 ч 50 мин)			■	■	■	■	■	■									Капитаны ДСС
		авария на 61 км нефтепровода	60 мин (Ч+1 ч 10 мин)			■	■	■	■	■										
		авария на нефтепроводе вблизи РБ	20 мин (Ч+ 30 мин)			■	■													
При аварии в светлое время суток																				
3	Установка ордеров боновых заграждений с АСГ, ДСС	авария на 104 км нефтепровода	2 ч 00 мин (Ч+3 ч 50 мин)								■								Капитаны ДСС, АСГ, спасатели ПАСФ	
		авария на 61 км нефтепровода	2 ч 00 мин (Ч+3 ч 10 мин)								■									
		авария на нефтепроводе вблизи РБ	2 ч 00 мин (Ч+2 ч 30 мин)								■									
4	Приведение в готовность НСУ и сбор нефеводяной	авария на 104 км нефтепровода	1 ч 20 мин (Ч+5 ч 20 мин)									■						Капитаны ДСС, АСГ, спасатели ПАСФ		

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы				сутки						
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
	эмульсии в емкости ДСС	авария на 61 км нефтепровода	1 ч 20 мин (Ч+5 ч 20 мин)																
		авария на нефтепроводе вблизи РБ	1 ч 20 мин (Ч+5 ч 20 мин)																
5	Зачистка акватории сорбентом	2 ч 00 мин (Ч+7 ч 20 мин)																	спасатели ПАСФ
При аварии в темное время суток																			
6	Готовность и прибытие АСГ, ДСС «Полар», «Нарьян-Мар» в район аварии	6 ч 00 мин (Ч+6 ч 10 мин)																	Капитаны ДСС и АСГ
7	Установка ордеров боновых ограждений с АСГ, ДСС.	1 ч 40 мин (Ч+17 ч 00 мин)																	Капитан ДСС, Капитан ПТР, спасатели на судах
8	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС и СО	1 ч 20 мин (Ч+18 ч 20 мин)																	Капитаны ДСС и СО
9	Зачистка акватории сорбентом	2 ч (Ч+20 ч 20 мин)																	Спасатели на ДСС и АСГ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители
			минуты						часы						сутки		
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	
Общие мероприятия																	
10	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до полного сбора нефти															Экипаж и спасатели ДСС, ПТР
11	Сбор КЧС и ПБ организации Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин															Председатель КЧС и ПБ. Руководитель ШРО
		2 ч															
12	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ															Капитаны ДСС, СО, танкеров
13	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до завершения работ															Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
Раздел 5. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от ЛСП-2 до РБ м-я им. В. Филановского (2,6 м <sup>3</sup> )																	
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)															Оператор ЛСП-1, Капитан ЛСП-1, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)															Капитан ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители	
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4
При аварии в светлое время суток																		
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар» Начало сбора нефти с воды.	1 ч 20 мин (Ч+2 ч 00 мин)																Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+3 ч 00 мин)																Капитан ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+3 ч 36 мин)																Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																		
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)																Капитан ДСС
7	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар».	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)																Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
8	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+17 ч 00 мин)																Капитан ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 36 мин)																Спасатели на ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
<b>Раздел 6. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от БК до РБ м-я им. В. Филановского (1,22 м<sup>3</sup>)</b>																		
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																Оператор ЛСП-1, Капитан ЛСП-1, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)																Капитан ДСС
<b>При аварии в светлое время суток</b>																		
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар» Начало сбора нефти с воды.	40 мин (Ч+1 ч 20 мин)																Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС.	1 ч 20 мин (Ч+2 ч 40 мин)																Капитан ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+3 ч 16 мин)																Спасатели на ДСС
<b>При аварии в темное время суток</b>																		
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)																Капитан ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители			
			минуты						часы						сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4		
7	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар».	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)																		Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
8	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+17 ч 00 мин)																		Капитан ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 36 мин)																		Спасатели на ДСС
<b>Раздел 7. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до ЛСП-1 м-я им. В. Филановского (1,96 м<sup>3</sup>)</b>																				
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																		Оператор ЛСП-1, Капитан ЛСП-1, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	70 мин (Ч+ 1 ч 20 мин)																		Капитан ДСС
<b>При аварии в светлое время суток</b>																				
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар» Приведенеи в готовность НСУ.	2 ч 20 мин (Ч+4 ч 00 мин)																		Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС.	1 ч 00 мин (Ч+5 ч 00 мин)																		Капитан ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы				сутки						
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
5	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+5 ч 36 мин)																	Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																			
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	70 мин (Ч+ 1 ч 20 мин)																	Капитан ДСС
7	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар»	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)																	Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
8	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+17 ч 00 мин)																	Капитан ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 36 мин)																	Спасатели на ДСС
Раздел 8. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина до РБ м-я им. В. Филановского (1,96 м <sup>3</sup> )																			
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																	Оператор ЛСП-1, Капитан ЛСП-1, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	70 мин (Ч+ 1 ч 20 мин)																	Капитан ДСС
При аварии в светлое время суток																			

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар» Приведение в готовность НСУ	2 ч 20 мин (Ч+4 ч 00 мин)								■	■								Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС.	1 ч 00 мин (Ч+5 ч 00 мин)										■							Капитан ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+5 ч 36 мин)											■						Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																			
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	70 мин (Ч+ 1 ч 20 мин)			■	■	■	■	■	■									Капитан ДСС
7	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар»	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)											■						Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
8	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+17 ч 00 мин)												■					Капитан ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 36 мин)												■					Спасатели на ДСС
Раздел 9. Мероприятия при возникновении разлива нефтепродуктов при аварии на судне обеспечения «Урай» («Покачи») (112,5 м <sup>3</sup> /12,5 м <sup>3</sup> )																			

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																	Капитан аварийного судна, Капитан ЛСП-1, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС в район аварии	30 мин (Ч+ 40 мин)																	Капитан ДСС
При аварии в светлое время суток																			
3	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар»	1 ч 20 мин (Ч+2 ч 00 мин)																	Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС.	2 ч 20 мин (Ч+4 ч 20 мин)																	Капитан ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	112,5 м <sup>3</sup>	50 мин (Ч+5 ч 10 мин)																Спасатели на ДСС
		12,5 м <sup>3</sup>	36 мин (Ч+4 ч 56 мин)																
При аварии в темное время суток																			

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» и «Нарьян-Мар» в район аварии	2 ч 00 мин (Ч+ 2 ч 10 мин)			█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█				Капитан ДСС
7	Установка боновых заграждений с ДСС «Полар»	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)										█						Капитаны ДСС, спасатели на ДСС	
8	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	2 ч 20 мин (Ч+18 ч 20 мин)											█					Спасатели на ДСС	
9	Зачистка акватории сорбентом	112,5 м <sup>3</sup>												█				Спасатели на ДСС	
		12,5 м <sup>3</sup>													█				
Раздел 5. Обеспечение мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов																			
1	Проверка и обеспечение постоянной связи (ЛСП-1, ЛСП-2, ДСС, СО, ЦДУ, АСГ, МСКЦ, КЧС и ПБ)	20 мин и далее	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	Диспетчер – ЛСП-1, ЛСП-2, капитаны ДСС, СО, ЦДУ	

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
2	Принятие мер по ограничению доступа посторонних плавсредств в зоны проведения работ по ЛРН, оповещение проходящих судов, выставление навигационных сигналов	постоянно			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	В установленном порядке через МСКЦ
3	Организация регулярного контроля состояния и прогноза распространения разлива	постоянно			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	ШРО, ДСС	
5	Разработка Оперативного плана операций ЛРН	по обстановке					■	■	■									Руководитель работ ЛРН, ШРО	
6	Организация регулярного контроля за обеспечением безопасности при проведении работ ЛРН	постоянно			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Капитаны ДСС, ШРО	
7	Организация режима работы, питания и снабжения персонала, занятого работами по ликвидации ЧС(Н)	постоянно					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	КЧС и ПБ, ШРО	
8	Организация вертолетной поддержки работ по разведке нефтяного загрязнения	по обстановке								■	■	■	■	■	■	■	■	КЧС и ПБ, ШРО, «Лукойл-Авиа»	
9	Обеспечение связи и передачи данных для организации работ по защите берегов	постоянно							■	■	■	■	■	■	■	■	■	Руководитель работ ЛРН, КЧС и ПБ	

**16.3 Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов на объектах месторождения им В. Грайфера, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.**

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	4	
Раздел 1. При угрозе возникновения разливов нефти (нефтепродуктов)																		
1	Доведение информации до ЦДУ, МСКЦ Астрахань, ДСС	15 мин	—————															Капитан ЛСП-1
2	Организация и проведение мониторинга обстановки, определение первоочередных мер по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	постоянно	-----															Капитан ЛСП-1, морспецподразделение ПАСФ, капитаны ДСС
3	Оповещение и проверка готовности ДСС, судов АСС, персонала вахты на отдыхе, вызов руководителей аварийных групп, оповещение судов обеспечения, привлекаемых танкеров	20 мин		—————														Капитан ЛСП-1
4	Получение данных гидрометеостанции, запрос и получение краткосрочного прогноза погоды в органах Гидрометцентра	30 мин			—————													Капитан ЛСП-1, диспетчер ЦДУ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители	
			минуты						часы						сутки			
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4
5	Переход ДСС в точку готовности для постановки бонового ограждения нулевого рубежа	10 мин			█													Капитан ДСС
6	Приведение в готовность и спуск на воду катера – бонопостановщика. Постановка нулевого рубежа боновых ограждений	20 мин				█	█											Капитан ДСС
7	Приведение в готовность контейнеров с тралением и материалами ЛРН на ДСС	10 мин						█										Капитан ДСС
8	Подготовка к применению резервных резервуаров и емкостей на ДСС	20 мин						█										Капитан ДСС
9	Вызов (при необходимости) СО для участия в операциях ЛРН. Подготовка емкостей СО для приема нефти	10 мин							█									Капитан ЛСП-1
10	Контроль за состоянием дренажных систем ЛСП-1	постоянно	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	Главный инженер ЛСП-1
11	Подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты персоналу ЛСП-1, ЛСП-2 и сервисных организаций	20 мин				█	█											Начальник вахты ЛСП-1 (ЛСП-2)
12	Оценка необходимости и срочное прекращение грузовых и бункеровочных операций	20 мин						█										Оператор ЛСП-1 (ЛСП-2)

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
 План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий													Исполнители	
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2		3
<b>Раздел 2. Мероприятия при возникновении максимального расчетного разлива нефти в случае аварии на скважине с максимальным дебетом на ЛСП-1 м-я им. В.И. Грайфера (2783,6 м<sup>3</sup>)</b>																	
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного ЛСП-1, ЛСП-2, капитана ДСС «Полар», ЦДУ, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)															Капитан ЛСП-1
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Полар» к месту аварии	30 мин (Ч+40 мин)															Капитан ДСС «Полар»
<b>При аварии в светлое время суток</b>																	
3	Установка боновых заграждений, приведение в готовность и запуск нефтесборных систем	1 ч 00 мин (Ч+2 ч 00 мин)															Капитан и спасатели ПАСФ на ДСС «Полар»
4	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» и «Когалым» в район аварии	2 ч 40 мин (Ч+2 ч 50 мин)															Капитаны ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители			
			минуты						часы						сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4		
5	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкеров с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по решению руководителя работ)	71 ч (Ч+73 ч 00 мин)																		Капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ
6	Зачистка акватории сорбентом	4 ч 35 мин (Ч+77 ч 35 мин)																	—	Морспецподраз- деление ПАСФ
При аварии в темное время суток																				
7	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Нарьян-Мар» и «Когалым» в район аварии	4 ч 10 мин (Ч+4 ч 20 мин)																		Капитаны ДСС
8	Установка боновых ограждений	2ч 20 мин (Ч+18 ч 00 мин)																	—	Капитаны и спасатели на ДСС
9	Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкер с последующей ее транспортировкой в свободные емкости ПНХ (по решению руководителя работ)	55 ч (Ч+73 ч 00 мин)																		Морспецподраз- деление ПАСФ капитаны ДСС, СО, танкеров, ПНХ
10	Зачистка акватории сорбентом	4 ч 35 мин (Ч+77 ч 35 мин)																	—	Морспецподраз- деление ПАСФ

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3	
Общие мероприятия																	
11	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефтепродукта															Экипаж и спасатели ДСС
12	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО	40 мин															Председатель КЧС и ПБ. Руководитель ШРО
13	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ															Капитаны ДСС, СО, танкеров
14	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до завершения работ															Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов
Раздел 3. Мероприятия при возникновении разлива нефтепродуктов в случае разгерметизации емкости хранения дизельного топлива на ЛСП-1 (163 м <sup>3</sup> )																	
1	Проведение первичных мероприятий в соответствии с Судовым планом чрезвычайных мер по предотвращению загрязнения моря (объявление судовой тревоги, оповещение дежурного ЛСП-1, капитана ДСС «Полар», ЦДУ, СО, МСКЦ и др.)	10 мин (Ч+10 мин)															Капитан ЛСП-1

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители		
			минуты						часы						сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4	
2	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Полар», «Нарьян-Мар» к месту аварии	2 ч 10 мин (Ч+2 ч 20 мин)																	Капитан ДСС «Полар», «Нарьян-Мар»
При аварии в светлое время суток																			
3	Установка боновых заграждений	40 мин (Ч+3 ч 00 мин)																	Капитаны и спасатели на ДСС
4	Приведение в готовность и запуск нефтесборных систем на ДСС. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО, танкер	1 ч 30 мин (Ч+4 ч 30 мин)																	Капитаны и спасатели на ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	45 мин (Ч+5 ч 15 мин)																	Морспецподразделение ПАСФ
При аварии в темное время суток																			
6	Приведение в готовность и прибытие ДСС «Полар», «Нарьян-Мар» к месту аварии	4 ч 00 мин (Ч+4 ч 10 мин)																	Капитаны и спасатели на ДСС
7	Установка боновых заграждений	2 ч 20 мин (Ч+18 ч)																	Капитаны и спасатели на ДСС
8	Развертывание НСУ, сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС, СО	1 ч 30 мин (Ч+19 ч 30 мин)																	Капитаны и спасатели на ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители			
			минуты						часы						сутки					
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2	3		4		
9	Зачистка акватории сорбентом	45 мин (Ч+20 ч 15 мин)																		Спасатели на ДСС
Общие мероприятия																				
10	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефтепродукта																		Экипаж и спасатели ДСС
11	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин  2 ч																		Председатель КЧС и ПБ. ШРО
12	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ																		Капитаны ДСС, СО, танкеров
13	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до полного завершения работ																		ШРО Капитаны всех задействованных судов
Раздел 4. Мероприятия при возникновении разлива нефти на нефтепроводе от ЛСП м-я им. В.И. Грайфера до ЛСП-2 м-я им. В. Филановского (0,7 м <sup>3</sup> )																				
1	Оповещение капитана ЛСП-1 м-я им. В. Филановского, ЛСП им. В.И. Грайфера, ЦДУ, капитанов ДСС, СО, МСКЦ и др. служб по схеме оповещения	10 мин (Ч+10 мин)																		Оператор ЛСП-1, ЛСП Капитан ЛСП-1, ЛСП, ЦДУ
2	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)																		Капитан ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий												Исполнители		
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24		2	3
При аварии в светлое время суток																	
3	Установка боновых ограждений с ДСС «Полар»	1 ч 20 мин (Ч+2 ч 00 мин)															Капитан ДСС, спасатели на ДСС
4	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+3 ч 00 мин)															Капитан ДСС
5	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+3 ч 36 мин)															Спасатели на ДСС
При аварии в темное время суток																	
6	Готовность и прибытие ДСС «Полар» в район аварии	30 мин (Ч+40 мин)															Капитан ДСС
7	Установка боновых ограждений с ДСС «Полар»	40 мин (Ч+16 ч 00 мин)															Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
8	Приведение в готовность НСУ. Сбор нефеводяной эмульсии в емкости ДСС	1 ч 00 мин (Ч+17 ч 00 мин)															Капитаны ДСС, спасатели на ДСС
9	Зачистка акватории сорбентом	36 мин (Ч+17 ч 36 мин)															Спасатели на ДСС

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий													Исполнители	
			минуты						часы				сутки				
			5	10	20	30	40	60	2	4	8	16	20	24	2		3
Общие мероприятия																	
14	Осуществление наблюдения за распространением нефтяного поля	до сбора нефти															Экипаж и спасатели ДСС, ПТР
15	Сбор КЧС и ПБ организации. Организация работы ШРО (в рабочее и нерабочее время)	40 мин															Председатель КЧС и ПБ. Руководитель ШРО
		2 ч															
16	Вывоз собранных нефтеотходов	до завершения работ															Капитаны ДСС, СО, танкеров
17	Учет и документирование проведенных работ в период ЛРН в ШРО и на судах судовых журналах	до завершения работ															Руководитель ШРО. Капитаны всех задействованных судов

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

**Приложение 1. Документ о наличии собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для обеспечения мероприятий Плана**

**ДОГОВОР № 22V0769 - РМРФ/08/22**  
на оказание услуг

г. Астрахань

«14» октября 2022 г.

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице первого заместителя Генерального директора – главного инженера Усенкова Андрея Владимировича, действующего на основании доверенности №290 от 15.11.2021 г., с одной стороны, и, Федеральное государственное бюджетное учреждение «Морская спасательная служба» (ФГБУ «Морспасслужба»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице исполняющего обязанности директора Каспийского филиала ФГБУ «Морспасслужба» Шинкина Сергея Сергеевича, действующего на основании Положения о Каспийском филиале ФГБУ «Морспасслужба» и Доверенности № МСС-Д-069/2022 от 11.05.2022г., именуемое в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, а вместе именуемые «Стороны» заключили настоящий договор на условиях тендерной документации «Заказчика» и тендерного предложения «Исполнителя». При этом стороны признают, что если в ходе исполнения договора будет выявлено, что по каким-либо причинам в тендерном предложении «Исполнителя» имеются несоответствия требованиям тендерной документации «Заказчика», то определяющими (приоритетными) условиями исполнения настоящего договора являются требования тендерной документации «Заказчика».

### ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

План ПЛРН - План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;  
АСД - аварийно-спасательное дежурство;  
АСГ - аварийно-спасательная готовность;  
ЛРН – ликвидация разливов нефти;  
ЛСП-1 - ледостойкая стационарная устьевая платформа;  
МПК - морской перегрузочный комплекс;  
ТП – точечный причал;  
ПНХ - плавучее нефтехранилище;  
БК - устьевой блок-кондуктор;  
ПЖМ - платформы для проживания персонала;  
ЦТП - центральная технологическая платформа;  
РБ - райзерный блок;  
ДСС – дежурно-спасательное судно;  
СО – судно обеспечения;  
БЗ – боновое ограждение;  
БПП – боны постоянной плавучести;  
АСФ(Н) – аварийно-спасательное формирование по ликвидации разлива нефти;  
ПБ – промышленная безопасность;  
ОТ – охрана труда;  
ОС – окружающая среда.

### ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. По настоящему Договору Заказчик поручает, а Исполнитель принимает на себя обязательства оказать услуги по предмету «Обеспечение аварийно-спасательного дежурства по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море в 2023-2025 гг».

в соответствии с «Планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть» в Каспийском море» и Техническим заданием (Приложение №1) являющимся неотъемлемой частью настоящего Договора.

1.2. Услуги включают в себя:

1.2.1 Организацию и обеспечение несения АСД ЛРН на акватории Каспийского моря в районе расположения месторождений:

Им. Ю. Корчагина, включая объекты:

- ледостойкая стационарная устьевая платформа с буровым, технологическим и энергетическим комплексами;
- платформа для проживания персонала с соединительным мостом между ЛСП-1 и ЛСП-2 для прокладки коммуникаций и передвижения персонала;
- морской перегрузочный комплекс, состоящий из точечного причала и плавучего нефтехранилища;
- морской подводный нефтепровод с ЛСП-1 до МПК;
- устьевой блок-кондуктор;
- трубопровод для подачи многофазной пластовой продукции с БК на ЛСП-1.

Им. В. Филановского, включая объекты:

- ЛСП-1;
- ЛСП-2;
- БК;
- платформы для проживания персонала ПЖМ-1 и ПЖМ-2, присоединенные соответственно к ЛСП-1 и ЛСП-2;
- центральная технологическая платформа;
- райзерный блок;
- внутрипромысловые подводные трубопроводы от ЛСП-2 и БК до РБ;
- нефтепровод внешнего транспорта нефти от РБ до выхода на берег Республики Калмыкия.

Им. В. Грайфера, включая объекты:

- ЛСП;
- ПЖМ;
- подводный трубопровод подачи многофазной пластовой продукции от ЛСП месторождения им. В.И.Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В.Филановского;
- подводный трубопровод для транспорта газлифтного газа от ЛСП-2 месторождения им. В.Филановского до ЛСП месторождения им. В.И.Грайфера.

АСД ЛРН на акватории осуществляется с использованием персонала Исполнителя и оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов Заказчика, размещаемого на борту арендованных Заказчиком ДСС «Когалым», «Лангепас» и «БУМИ Нарьян-Мар» или любых других арендованных Заказчиком судов для целей АСД;

1.2.2 Организацию и обеспечение несения АСД ЛРН в прибрежной зоне и береговой полосе Каспийского моря, с использованием персонала и оборудования ЛРН Исполнителя, размещаемого на борту судов ЛРН Исполнителя для целей АСД;

1.2.3 Локализацию и ликвидацию возможных разливов нефти и нефтепродуктов с объектов месторождений им. Ю. Корчагина, В. Филановского и В.И. Грайфера на акватории, в прибрежной зоне и береговой полосе Каспийского моря, а также представления по заявке Заказчика имеющихся у Исполнителя дополнительных сил и технических средств ЛРН, в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;

1.2.4 Проведение ежегодных учений по ЛРН и ежемесячных тренировок личного состава АСФ(Н) на судах, обеспечивающих аварийно-спасательное дежурство в готовности к локализации и ликвидации разливов нефти;

1.2.5 Эксплуатацию, проведение своевременного технического обслуживания, планово-предупредительного ремонта и поддержание в готовности к оперативному применению размещенного на арендованных судах оборудования ЛРН Заказчика.

## 2. СТОИМОСТЬ УСЛУГ И ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

2.1. В соответствии с Протоколом о договорной цене (Приложение №2 к Договору) ориентировочная стоимость услуг по Договору за весь период его действия составляет

( [REDACTED] ) рублей [REDACTED] копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED] копеек. Всего с НДС - [REDACTED]

девятьсот двяносто девять тысяч девятьсот восемьдесят семь) рублей 42 копеек. В том числе:

По месторождению им. Ю. Корчагина - ориентировочная стоимость услуг АСД составляет

( [REDACTED] ) рублей [REDACTED] копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED] копеек. Всего с НДС [REDACTED]

[REDACTED] рублей [REDACTED] копейка.

По месторождению им. В. Филановского - ориентировочная стоимость услуг АСД составляет

[REDACTED] рублей [REDACTED] копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED] рублей [REDACTED] копеек. Всего с НДС [REDACTED]

[REDACTED] рублей [REDACTED] копеек.

По месторождению им. В.И. Грайфера - ориентировочная стоимость услуг АСД составляет

[REDACTED] рублей 00 копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED] рублей [REDACTED] копеек. Всего с НДС [REDACTED]

[REDACTED] рублей [REDACTED] копеек.

Стоимость услуг не является фиксированной и определяется фактическим временем оказания услуг, фактическое время измеряется в сутках. Окончательная стоимость услуг определяется как сумма Актов сдачи-приемки оказанных услуг, подписанных Сторонами за весь период действия договора.

2.1.1. Суточная стоимость услуг по настоящему Договору при оказании услуг по обеспечению несения постоянного АСД ЛРН, указанных в п.п. 1.2.1., 1.2.2 настоящего Договора, определяется в соответствии с п. 1 Приложения № 3 к настоящему Договору и составляет

[REDACTED] ( [REDACTED] ) рубля [REDACTED] копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED] рублей [REDACTED] копеек, всего с НДС [REDACTED] рублей [REDACTED] копейки.

2.1.2. Суточная стоимость услуг по настоящему Договору при оказании услуг по локализации и ликвидации возможных разливов нефти и нефтепродуктов, указанных в п. 1.2.3. настоящего Договора, определяется в соответствии с п. 2 Приложения № 3 к настоящему Договору и составляет

[REDACTED] ( [REDACTED] ) рублей [REDACTED] копеек, кроме того НДС - 20 % [REDACTED]

Департамент правового обеспечения  
[REDACTED] М.Ю. Овчаренко

[REDACTED]

\_\_\_\_\_ рубля \_\_\_\_\_ копеек, всего с НДС \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ рубля \_\_\_\_\_ копеек.

2.1.3. Суточная стоимость услуг является фиксированной на весь период действия договора и включает в себя все возможные расходы Исполнителя, связанные с оказанием Услуг.

2.1.4. Стоимость услуг Исполнителя, в случае привлечения дополнительных, имеющихся у Исполнителя, сил и средств ЛРН, определяется в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору.

2.2. Оплата оказанных услуг Исполнителя осуществляется на 60 календарный день после подписания Заказчиком без замечаний акта сдачи-приемки оказанных услуг, исходя из количества фактически отработанных суток в течение месяца, при условии получения оригинала счета-фактуры, оформленного в соответствии с действующим законодательством РФ, на основании представленного счета на оплату.

2.3. Оригинал счета-фактуры, оформленный в соответствии с законодательством РФ, и Акт сдачи-приемки оказанных услуг представляются не позднее 5 числа месяца, следующего за месяцем оказания услуг. В случае просрочки представления первичных учетных документов и/или счета-фактуры, оформленных в соответствии с действующим законодательством РФ, Исполнитель уплачивает Заказчику пени в размере 0,02% от суммы несвоевременно представленного документа (с НДС) за каждый день просрочки представления, но не менее 10 000 (десяти тысяч) рублей.

2.4. Оплата счетов Исполнителя по настоящему Договору производится в рублях РФ. Датой исполнения обязательства по оплате, является дата списания денежных средств с расчетного счета Заказчика.

2.5. Состояние расчетов ежеквартально оформляется актом сверки расчетов между Сторонами, но не позднее 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом. Направленный одной из сторон, акт сверки расчетов в \_\_\_\_\_ (десяти) дневный срок подписывается, заверяется печатью и возвращается адресату.

2.6. Если в соответствии с требованиями каких-либо нормативных правовых актов Исполнителем было приостановлено оказание услуг по настоящему Договору, то период, в течение которого Исполнителем было приостановлено оказание услуг, Заказчиком не оплачивается.

При приостановке оказания услуг Исполнитель обязан немедленно уведомить Заказчика о данном факте в устной форме по телефону 8 (8512) 40-29-14 с последующим письменным подтверждением в течение 30 (тридцати) минут по факсу 8 (8512) 40-29-16.

### 3. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ УСЛУГ

3.1. Приемка оказанных услуг осуществляется ежемесячно по окончании оказания услуг в соответствии с актом сдачи-приемки оказанных услуг по форме Приложения №5 к настоящему Договору.

3.2. Исполнитель в срок не позднее 5 (пяти) календарных дней после окончания месяца, в котором оказывались услуги, представляет Заказчику Акт сдачи-приемки оказанных услуг в 2-х экземплярах.

3.3. Заказчик в течение 5 рабочих дней со дня получения Акта сдачи-приемки оказанных услуг обязан направить Исполнителю подписанный Акт сдачи-приемки оказанных услуг или мотивированный отказ от приемки услуг с перечнем необходимых доработок и сроков их выполнения.

3.4. После выполнения необходимых доработок сдача-приемка осуществляется в соответствии с положениями настоящего Договора.

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

\_\_\_\_\_

#### 4. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

##### 4.1. Исполнитель обязан:

4.1.1. Обеспечить при оказании услуг соответствие производственных процессов действующим нормам РФ, соблюдение требований действующего законодательства РФ в области промышленной безопасности, экологии, охраны труда и окружающей среды, пожарной безопасности, по предупреждению чрезвычайных ситуаций, технологической дисциплины, требований СНиП и иных нормативно-правовых актов РФ, применимых к предмету настоящего Договора.

Исполнитель в полном объеме несет ответственность (административную и гражданско-правовую) перед соответствующими государственными органами, Заказчиком и третьими лицами, в случаях, связанных с нарушением им требований указанных нормативно-правовых актов;

4.1.2. Принять по акту оборудование по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов Заказчика, обеспечить его работоспособность и поддержание в готовности к оперативному применению, а также проведение своевременного технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта оборудования по утвержденному план-графику; в случае выхода из строя оборудования ЛРН, принадлежащего Заказчику, ремонт и замена запасных частей производится Заказчиком и за его счет.

4.1.3. В случае разлива нефти или нефтепродуктов обеспечить локализацию разлива с помощью боновых заграждений и ликвидацию разлива с поверхности воды и береговой полосы посредством нефтесборных устройств и сорбирующих материалов до максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых специальных технических средств и сорбентов.

4.1.4. Принимать участие в планируемых и проводимых по инициативе Заказчика учениях по ЛРН, согласно п. 1.2.4. условий настоящего Договора.

4.1.5. При убытии судна Исполнителя, несущего АСД, из района несения дежурства по причине ремонта (планового или внепланового), а также по иным причинам, Исполнитель должен предоставить судно с аналогичными техническими характеристиками.

4.1.6. Выполнять условия Договора в соответствии с:

- требованиями Приложения № 7 к Договору «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, физической охраны, пропускного и внутриобъектового режимов к организациям, привлекаемым к выполнению на основании договоров с ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»;

- целями и задачами «Политики ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в области промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и энергоменеджмента» (Приложение №6);

- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14 "Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий»;

- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.6.5 "Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к подрядным организациям по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды»;

- требованиями Положения «О порядке допуска и организации безопасного производства подрядными (сервисными) организациями на объектах Заказчика.

Вышеперечисленные документы переданы Исполнителю при подписании настоящего Договора. Исполнитель подтверждает, что ознакомился с ними и обязуется исполнять.

4.1.7. Оказать Заказчику услуги в соответствии с условиями настоящего Договора, надлежащего качества, в полном объеме и в установленные сроки;

4.1.8. Исполнитель заверяет и гарантирует, а Заказчик полагается на такие заверения, что Исполнитель имеет все разрешения, лицензии и сертификаты, необходимые для оказания услуг по настоящему Договору, в соответствии с действующим законодательством РФ. В случае, если в ходе исполнения договора будет установлено, что

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

~~указанные в настоящем пункте заверения Исполнителя являются недостоверными, Заказчик имеет право потребовать от Исполнителя по своему усмотрению возмещения убытков, причисленных недостоверностью таких заверений, либо уплаты неустойки в размере 10% от стоимости Договора;~~

4.1.9. Исполнитель должен обеспечить выполнение персоналом (работниками) Исполнителя, а также персоналом (работниками) привлекаемых им третьими лицами, участвующим(и) в оказании Услуг, соблюдение требований законодательства Российской Федерации о миграционном учете иностранных граждан, за собственный счет получение ими, при необходимости, рабочих виз, соответствующих разрешений на у, действующих на весь срок оказания Услуг, а также пограничного режима и в случаях, предусмотренных законодательством РФ, наличие у российских граждан, заграничных паспортов, других требующихся разрешений;

4.1.10. В случае привлечения Исполнителем в целях исполнения своих обязательств по настоящему Договору третьих лиц (соисполнителей) Исполнитель гарантирует, что деятельность привлеченных третьих лиц не противоречит положениям, указанным в пункте 4.1.8. настоящего Договора, и осуществляется в соответствии требованиями законодательства Российской Федерации;

4.1.11. В случае нарушения Исполнителем предоставленных и указанных в пунктах 4.1.8 и 4.1.10. настоящего Договора гарантий (недостоверности данных заверений об обстоятельствах) он обязуется возместить Заказчику в полном объеме убытки, в том числе, возникшие в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначисления налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций, независимо от факта оспаривания Заказчиком решения налогового органа в вышестоящем налоговом органе или в судебном порядке;

4.1.11.1. Размер убытков, возникших в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначисления налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций, рассчитывается исходя из доначисленных на основании решения налогового органа Заказчику/Покупателю сумм налогов и (или) сумм налогов, в возмещении которых отказано Заказчику, а также соответствующих сумм пени и налоговых санкций;

4.1.11.2. Исполнитель обязуется возместить убытки в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента направления Заказчиком соответствующего письменного требования.

4.1.11.3. Подтверждением размера убытков, возникших в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначисления налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций является заверенная Заказчиком выписка из решения налогового органа в части, которая касается заявленного Заказчиком требования о возмещении убытков.

4.1.12. В случае нарушения Исполнителем предоставленных и указанных в пунктах 4.1.8 и 4.1.10. настоящего Договора гарантий (недостоверности данных заверений об обстоятельствах) Заказчик вправе вместо возмещения убытков потребовать от Исполнителя выплатить неустойку, а Исполнитель обязуется выплатить неустойку.

4.1.12.1. Размер неустойки составляет 20% от стоимости услуг, являющихся предметом исполнения обязательств по настоящему Договору.

4.1.12.2. Исполнитель обязуется выплатить неустойку в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента направления Заказчиком соответствующего письменного требования.

4.1.13. Наряду с требованием о возмещении убытков или взыскании неустойки Заказчик вправе отказаться от договора в одностороннем порядке.

4.1.14. Исполнитель, в соответствии со статьей 406.1 ГК РФ, обязан возместить Заказчику по его требованию имущественные потери в сумме, равной сумме фактически возникших имущественных потерь (уже понесенных Заказчиком или которые будут с неизбежностью понесены Заказчиком в будущем), вызванных предъявлением к Заказчику третьими лицами или органами государственной власти требований имущественного характера, в том числе имущественные потери, вызванные возникновением у Заказчика негативных налоговых последствий на основании решения налогового органа, вступившего

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

в силу в установленном законодательством о налогах и сборах порядке, которые предъявляются (возникают) в связи с неисполнением Соисполнителем своих налоговых и иных обязательств.

Исполнитель обязуется компенсировать Заказчику имущественные потери в размере предъявленных ему сумм в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента направления Заказчиком соответствующего письменного требования, к которому будет приложена заверенная Заказчиком выписка из требований третьего лица или органа государственной власти (в том числе выписка из решения налогового органа) в части, которая касается Исполнителя/Соисполнителя.

При этом факт оспаривания налоговых доначислений в вышестоящем налоговом органе или судебном порядке не влияет на обязанность Исполнителя возместить имущественные потери.

4.1.15. Исполнитель состоит в установленном законодательством РФ о налогах и сборах порядке на налоговом учете в налоговых органах РФ и самостоятельно исполняет обязанности по уплате налогов, сборов, взносов, по представлению налоговых деклараций, расчетов и иные установленные законодательством РФ о налогах и сборах обязанности налогоплательщиков.

4.2. Заказчик обязуется:

4.2.1. Предоставлять Исполнителю имеющуюся у Заказчика информацию, необходимую для качественного оказания услуг по настоящему Договору.

4.2.2. Проводить на объектах Заказчика инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий.

4.2.3. Оплачивать оказанные Исполнителем услуги, указанные в п.п. 1.2.1., 1.2.2. настоящего Договора в соответствии с п. 1 Приложения № 3 к настоящему Договору.

4.2.4. Оплачивать оказанные Исполнителем услуги, указанные в п. 1.2.3 настоящего Договора в соответствии с п. 2 Приложения № 3 к настоящему Договору.

4.2.5. В рамках содействия Заказчика в соответствии с ст. 718 ГК РФ, при оказании услуг по настоящему договору Заказчик обеспечивает за свой счет:

- доставку специалистов Исполнителя (привлеченным им третьих лиц) из установленного Заказчиком пункта сбора к месту оказания услуг;
- проживание специалистов Исполнителя (привлеченным им третьих лиц) в месте оказания услуг и обеспечения их жилищно-бытовыми услугами;
- питание специалистов Исполнителя (привлеченных им третьих лиц) на судах Заказчика в период оказания услуг, а также во время доставки персонала к месту оказания услуг и обратно.

4.2.6. За свой счет организовать на общих основаниях медицинское обслуживание персонала Исполнителя в период выполнения обязательств по Договору.

4.2.7. В случае необходимости экстренной эвакуации кого-либо из специалистов Исполнителя, Заказчик примет все зависящие от него меры для быстрой доставки пострадавших в ближайшую больницу или аэропорт г. Астрахани, а Исполнитель возместит Заказчику стоимость такой экстренной эвакуации по фактически понесенным затратам.

4.2.8. Стороны признают, что если в ходе исполнения Договора будет выявлено, что сделка будет признана контролируемой в соответствии со статьей 105.14 Налогового кодекса Российской Федерации, Исполнитель обязуется представить в адрес Заказчика информацию, необходимую для подготовки документации, подтверждающей соответствие рыночному уровню цены по совершенной контролируемой сделке в соответствии с положениями статьи 105.15 Налогового кодекса Российской Федерации.

4.3 Заказчик имеет право:

4.3.1 В любое время проверять ход и качество услуг, оказанных Исполнителем. При обнаружении нарушений требований действующих норм и технических условий потребовать остановить оказание услуг до полного устранения нарушений.

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

4.3.2. Отказаться от исполнения Договора без возмещения Исполнителю фактически понесенных убытков и затрат, а также потребовать возмещения своих убытков, если Исполнитель не приступает своевременно к исполнению настоящего Договора.

4.3.3. В случае разлива нефти и нефтепродуктов по заявке привлечь дополнительные имеющиеся у Исполнителя силы и средства в соответствии с Приложением № 4 к настоящему Договору.

4.4. Исполнитель имеет право:

При необходимости привлекать суда, задействованные в рамках настоящего договора, для выполнения мероприятий аварийно-спасательного обеспечения в рамках национально-го и международного законодательства.

При наступлении данных обстоятельств, Стороны руководствуются п. 2.6. Договора. 4.5. Стороны обязуются:

4.5.1. Права и обязанности каждой из Сторон по настоящему Договору не могут быть переданы третьим лицам, заложены или отчуждены любым иным способом без предварительного письменного разрешения на то другой Стороны. В случае, если в ходе исполнения Договора будет установлено, что Исполнитель передал в залог, уступил, или иным образом произвел отчуждение своих прав и обязанностей по настоящему договору без согласия Заказчика, Заказчик имеет право потребовать от Исполнителя возмещения убытков, причиненных таким отчуждением, а также уплаты неустойки в размере 10% от стоимости Договора.

4.6. Исполнитель заверяет Заказчика о том, что он:

- соблюдает в своей деятельности основные принципы в сфере трудовых отношений и охраны окружающей среды, закрепленные в конвенциях ООН и Международной организации труда (МОТ), а также признает основные права человека и в своей деятельности руководствуется положениями Всеобщей декларации прав человека ООН;

- начисляет работникам зарплату не ниже прожиточного минимума, предусмотренного в регионе;

- своевременно и в полном объеме выплачивает вознаграждение своим работникам за труд;

- является налоговым агентом, своевременно и в полном объеме отчисляет налоги в бюджет;

- строит свою услугу на основе уважения и поддержания традиций национальной терпимости и благожелательности, сохранения национальных и социальных традиций, ценностей, искусств и ремесел в районах деятельности, уважения религиозных верований работников и местного населения;

- уважает права профсоюзов, включая права, закрепленные в базовых конвенциях МОТ, в том числе:

- право каждого работника быть представленным профсоюзной организацией по его/ее собственному выбору и основные профсоюзные права, касающиеся свободы объединения и права на организацию работников в профсоюзы, а также право на ведение коллективных переговоров;

- исключение любых форм принудительного и насильственного труда;

- фактическое исключение детского труда;

- поощрение и обеспечение равенства возможностей и отношения к работникам в сфере занятости, включая равное вознаграждение для женщин и мужчин за труд одинаковой ценности, а также недопущение дискриминации в области труда и занятости.

Заказчик вправе осуществлять проверки Исполнителя на предмет соблюдения им социальных обязательств, а также осуществлять опрос работников Исполнителя о своевременной выплате заработной платы.

Стороны определили, что вышеизложенные заверения имеют существенное значение для Заказчика и, соответственно, Заказчик при заключении, его исполнении или прекращении договора будет полагаться на данные заверения Исполнителя.

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*

~~4.3.2. Отказаться от исполнения Договора без возмещения Исполнителю фактически понесенных убытков и затрат, а также потребовать возмещения своих убытков, если Исполнитель не приступает своевременно к исполнению настоящего Договора.~~

4.3.3. В случае разлива нефти и нефтепродуктов по заявке привлекать дополнительные имеющиеся у Исполнителя силы и средства в соответствии с Приложением № 4 к настоящему Договору.

4.4. Исполнитель имеет право:

При необходимости привлекать суда, задействованные в рамках настоящего договора, для выполнения мероприятий аварийно-спасательного обеспечения в рамках национально-го и международного законодательства.

При наступлении данных обстоятельств, Стороны руководствуются п. 2.6. Договора.

4.5. Стороны обязуются:

4.5.1. Права и обязанности каждой из Сторон по настоящему Договору не могут быть переданы третьим лицам, заложены или отчуждены любым иным способом без предварительного письменного разрешения на то другой Стороны. В случае, если в ходе исполнения Договора будет установлено, что Исполнитель передал в залог, уступил, или иным образом произвел отчуждение своих прав и обязанностей по настоящему договору без согласия Заказчика, Заказчик имеет право потребовать от Исполнителя возмещения убытков, причиненных таким отчуждением, а также уплаты неустойки в размере 10% от стоимости Договора.

4.6. Исполнитель заверяет Заказчика о том, что он:

- соблюдает в своей деятельности основные принципы в сфере трудовых отношений и охраны окружающей среды, закрепленные в конвенциях ООН и Международной организации труда (МОТ), а также признает основные права человека и в своей деятельности руководствуется положениями Всеобщей декларации прав человека ООН;

- начисляет работникам зарплату не ниже прожиточного минимума, предусмотренного в регионе;

- своевременно и в полном объеме выплачивает вознаграждение своим работникам за труд;

- является налоговым агентом, своевременно и в полном объеме отчисляет налоги в бюджет;

- строит свою услугу на основе уважения и поддержания традиций национальной терпимости и благожелательности, сохранения национальных и социальных традиций, ценностей, искусств и ремесел в районах деятельности, уважения религиозных верований работников и местного населения;

- уважает права профсоюзов, включая права, закрепленные в базовых конвенциях МОТ, в том числе:

- право каждого работника быть представленным профсоюзной организацией по его/ее собственному выбору и основные профсоюзные права, касающиеся свободы объединения и права на организацию работников в профсоюзы, а также право на ведение коллективных переговоров;

- исключение любых форм принудительного и насильственного труда;

- фактическое исключение детского труда;

- поощрение и обеспечение равенства возможностей и отношения к работникам в сфере занятости, включая равное вознаграждение для женщин и мужчин за труд одинаковой ценности, а также недопущение дискриминации в области труда и занятости.

Заказчик вправе осуществлять проверки Исполнителя на предмет соблюдения им социальных обязательств, а также осуществлять опрос работников Исполнителя о своевременной выплате заработной платы.

Стороны определили, что вышеизложенные заверения имеют существенное значение для Заказчика и, соответственно, Заказчик при заключении, его исполнении или прекращении договора будет полагаться на данные заверения Исполнителя.

Департамент правового обеспечения  
Общественный  
М.Ю. Овчаренко

*Shaf*

## 5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. В части, не предусмотренной настоящим Договором, за ненадлежащее исполнение Договорных обязательств, Стороны несут имущественную ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ.

5.2. В случае причинения убытков, виновная Сторона возмещает их другой в полном объеме.

5.3. За просрочку исполнения обязательств Исполнитель обязуется уплатить Заказчику пени в размере 0,1 % от стоимости Договора за каждый день просрочки.

5.4. За некачественное исполнение обязательств (в том числе исполнение обязательств на условиях, не соответствующих требованиям настоящего Договора) Исполнитель обязуется уплатить Заказчику штраф в размере 10 % от стоимости услуг в отчетном периоде и устранить все недостатки в течение 10 дней с момента получения уведомления, а также возместить Заказчику все причиненные убытки в полном объеме.

5.5. При просрочке оказания услуг более чем на 15 дней, Заказчик имеет право расторгнуть настоящий Договор в одностороннем порядке, уведомив об этом Исполнителя за 3 дня до предстоящего расторжения, при этом Исполнитель обязан уплатить все штрафные санкции, предусмотренные настоящим Договором, и возместить Заказчику причиненные убытки.

5.6. В случае некачественного оказания услуг Заказчик имеет право, помимо взыскания штрафных санкций, предусмотренных настоящим Договором, по своему выбору потребовать от Исполнителя:

- соразмерного уменьшения установленной за услугу цены, если Заказчик может обосновать соразмерность снижения цены;
- уменьшения установленной за услугу цены (с учетом НДС) на фиксированный размер 15 %, не предоставляя доказательств соразмерности;
- отказаться от исполнения Договора и потребовать возврата уплаченной суммы, а также возмещения причиненных убытков, если отступления в услуге от условий Договора или иные недостатки результата услуги в установленный Заказчиком разумный срок не были устранены, либо являются существенными и неустраняемыми;
- заявить иные требования, возможность предъявления которых предусмотрена гражданским законодательством Российской Федерации;
- поручить выполнение обязательства третьим лицам либо выполнить его своими силами и потребовать от Исполнителя возмещения понесенных расходов и других убытков.

Требование о соразмерном уменьшении цены (либо уменьшении цены на 15 %) направляется Заказчиком в письменном виде в адрес Исполнителя. Исполнитель обязан в течение 3-х рабочих дней с даты получения указанного Требования:

- перевыставить счет на уменьшенную сумму;
- внести в установленном порядке исправления в соответствующий счет-фактуру (если счет-фактура был выставлен);
- направить Заказчику для подписания новый Акт сдачи-приемки оказанных услуг на скорректированную сумму, если недостатки услуг носили скрытый характер и не могли быть выявлены при приемке;
- предоставить мотивированные возражения (в случае несогласия с уменьшением цены).

До окончательного урегулирования вопроса о соразмерном уменьшении (уменьшении на 15 %) цены Заказчик имеет право не оплачивать услуги в части, соответствующей оспариваемой сумме в полном объеме.

5.7. За нарушение срока оплаты оказанных услуг Исполнитель имеет право требовать от Заказчика уплаты неустойки в размере 0,01% от суммы несвоевременного платежа за каждый день просрочки, но не более 10% от несвоевременно оплаченной суммы.

5.8. Возможность применения штрафных санкций является правом Стороны, чьи права нарушены. Никакие штрафные санкции не будут применяться автоматически. Право

Департамент правового обеспечения  
*М.Ю. Овчаренко*  
М.Ю. Овчаренко

на получение неустойки (штрафа и/или пени) возникает у Стороны после того, как она выставит другой стороне претензию с обоснованным расчетом суммы неустойки, а та признает ее, либо после вступления в законную силу решения суда о взыскании конкретной суммы неустойки.

5.9. Уплата неустойки (штрафов, пени) не освобождает Стороны от исполнения своих обязательств в натуре.

## 6. ЗАЩИТА ПЕРСОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ.

6.1. В случае необходимости использования Заказчиком персональных данных представителей Исполнителя, Исполнитель поручает Заказчику (далее – Поручение) обработку персональных данных лиц, чьи данные будут предоставляться Исполнителем Заказчику, с целью обеспечения исполнения обязательств по настоящему договору.

В соответствии с Поручением Исполнителя, уполномоченным представителем Заказчика, ответственным за обработку персональных данных, будут совершаться следующие действия с персональными данными: сбор, запись, извлечение, использование, передача (распространение, предоставление, доступ), уничтожение персональных данных.

В рамках настоящего Поручения Исполнитель гарантирует, что:

- передаваемые Исполнителем Заказчику персональные данные получены законными способами, цели сбора персональных данных совместимы с целями, указанными в настоящем пункте;

- имеется согласие субъектов персональных данных, чьи данные передаются Исполнителем Заказчиком на их обработку.

Заказчик в рамках настоящего Поручения обязуется соблюдать конфиденциальность переданных Исполнителем персональных данных и обеспечивать безопасность персональных данных при их обработке, а также соблюдать требования к защите персональных данных в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2006 № 152-ФЗ «О персональных данных».

В случае возникновения у Заказчика убытков из-за несоответствия действительности заявленных Исполнителем в настоящем пункте гарантий, исполнитель обязуется возместить Заказчику такие убытки в полном объеме.

В случае привлечения Заказчику к ответственности за нарушение законодательства о защите персональных данных, в том числе к имущественной ответственности, и при этом такое нарушение было совершено в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения Исполнителем обязательств, указанных в настоящем пункте, Исполнитель по требованию Заказчика возмещает последнему убытки в полном объеме, возникшие в результате указанного нарушения.

## 7. ФОРС-МАЖОР

7.1. Ни одна из сторон не несет ответственности перед другой Стороной за неисполнение обязательств по настоящему Договору, обусловленное действием обстоятельств непреодолимой силы, т.е. чрезвычайных и непредотвратимых при данных условиях обстоятельств, возникших помимо воли и желания сторон и которые нельзя предвидеть или избежать, в том числе объявленная или фактическая война, гражданские волнения, эпидемии, блокада, пожары, землетрясения, наводнения и другие стихийные бедствия.

7.2. Свидетельство, выданное соответствующей Торгово-промышленной Палатой или иными компетентными органом, является достаточным подтверждением наличия и продолжительности действия непреодолимой силы.

7.3. Сторона, которая не исполняет своего обязательства вследствие действия непреодолимой силы, должна в течение двух суток известить другую сторону о таких

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

обстоятельствах и их влиянии на исполнение обязательств по Договору. Если обстоятельства непреодолимой силы действуют на протяжении одного месяца, настоящий Договор может быть расторгнут любой из Сторон путем направления письменного уведомления другой Стороне.

#### 8. ПОРЯДОК РАЗРЕШЕНИЯ СПОРОВ

8.1. При возникновении спора, Стороны будут стремиться разрешить его мирным путем, посредством направления претензий; срок ответа на претензию - 15 дней с момента получения. В случае неурегулирования спора мирным путем, все споры, противоречия, разногласия, возникающие из (или в связи) настоящего Договора передаются на рассмотрение в Арбитражный суд Астраханской области.

#### 9. КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ

Конфиденциальной информацией в рамках настоящего договора признается информация, полученная или приобретенная получающей стороной в ходе исполнения принятых на себя договорных обязательств и касающаяся деятельности раскрывающей стороны, доступ к которой ограничивается в соответствии с законодательством РФ и в отношении которой обладателем информации установлен режим коммерческой тайны. Передача конфиденциальной информации, зафиксированной на материальном носителе, осуществляется в порядке, установленном предоставляющей стороной.

Каждая сторона хранит конфиденциальную информацию, полученную от другой стороны, в том числе аудио-визуальным способом, в тайне, не раскрывает такую конфиденциальную информацию кому-либо, а также не использует ее для целей, не связанных с выполнением обязательств по настоящему договору, без предварительного письменного согласия соответствующей стороны, передающей такую информацию (за исключением случаев, когда доступ к такой информации необходим для выполнения обязанностей по настоящему договору постоянными исполнителями одной из сторон, связанными письменными обязательствами о сохранении тайны). Настоящие обязательства остаются в силе в течение 3 лет после окончания срока действия, расторжения по любой причине или аннулирования настоящего договора. Любая сторона, раскрывшая информацию в нарушение данного обязательства, обязана возместить прямой ущерб, нанесенный другой стороне, и компенсировать утраченную выгоду».

#### 10. ПРОЧИЕ УСЛОВИЯ

10.1. Стороны признают, что критерием качества оказания услуг Исполнителем для операций ЛРН является факт принятия необходимых и надлежащих мер и действий в соответствии с Планом ЛРН и рекомендаций соответствующих конвенций и компетентных международных организаций, а также факт смягчения последствий аварийных разливов нефти с точки зрения их вредного воздействия на окружающую среду с учетом ограничений гидрометеорологических условий и технико-эксплуатационных характеристик плавсредств и оборудования ЛРН, при этом подтвержденный компетентными природоохранными органами.

10.2. Исполнитель за свой счет проводит тренировки личного состава АСФ(Н) по ЛРН на судах, обеспечивающих аварийно-спасательную готовность, локализацию и ликвидацию разливов нефти и нефтепродуктов с объектов Заказчика.

10.3. Исполнитель имеет право привлекать для оказания услуг по настоящему договору в качестве соисполнителей любые организации и физических лиц по согласованию с Заказчиком. В данном случае Исполнитель несет ответственность перед

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*

Заказчиком за последствия неисполнения или неадекватного исполнения обязательств соисполнителями.

10.4. В случае изменения банковских реквизитов Исполнитель обязан немедленно уведомить об этом Заказчика.

10.5. Исполнитель несет все риски неуведомления Заказчика об изменении реквизитов.

## 11. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ

11.1. Сроки оказания услуг:

начало: 01.01.2023г.

окончание: 31.12.2025г.

Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания сторонами и действует до исполнения обязательств по Договору, а в части расчетов Договор действует до полного их завершения.

11.2. Заказчик письменно уведомляет Исполнителя о дате начала оказания услуг и дате окончания оказания услуг. Уведомление должно быть направлено Исполнителю не менее, чем за 5 рабочих дней до начала (окончания) оказания услуг.

11.3. В случае разлива нефти или нефтепродуктов Исполнитель обязуется приступить к оказанию услуг по ЛРН немедленно и представить имеющиеся дополнительные силы и технические средства для ЛРН после получения соответствующей заявки от Заказчика. При этом максимальное время начала выполнения заявки должно составлять не более 3 (трех) часов.

11.4. Заявки (Приложение № 8) Заказчика на предоставление имеющихся дополнительных сил и технических средств ЛРН передаются дежурному диспетчеру Исполнителя по тел/факсу: 8(8512) 58-59-68, 58-47-57

При передаче заявки в устной форме Заказчик обязан в течение 30 мин. подтвердить ее письменно по факсу 8(8512)58-59-68, 58-47-57 или электронной почте info\_kas@morspas.com, od\_kas@morspas.com.

## 12. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

12.1. В порядке статьи 431.2 ГК РФ Исполнитель гарантирует, что:

12.1.1. Является юридическим лицом, надлежащим образом созданным, зарегистрированным в установленном порядке и законно действующим в соответствии с законодательством Российской Федерации;

12.1.2. Исполнительный орган находится и осуществляет функции управления по месту нахождения юридического лица, указанному в ЕГРЮЛ, и в его состав не входят дисквалифицированные лица;

12.1.3. Заключение и исполнение настоящего Договора не противоречит учредительным документам Исполнителя;

12.1.4. Вся фактическая информация о юридическом лице/органах управления юридического лица, документы, представленные Исполнителем, являются достоверными на дату их представления, а также на дату заключения настоящего Договора;

12.1.5. На дату заключения настоящего Договора Исполнителя не было скрыто какой-либо информации/документов, что сделало бы предоставленную информацию/документы недостоверной и/или вводящей Заказчика в заблуждение умышленно или по неосторожности; не возбуждались судебное, арбитражное и/или административное производства в судах и/или иных государственных органах, которые могли бы привести к невозможности надлежащим образом и в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации исполнять свои обязательства по настоящему Договору;

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко



12.1.6. Исполняет и соблюдает, равно как и исполнял и соблюдал требования законодательства Российской Федерации, в том числе, налогового;

12.1.7. Надлежащим образом в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации исчисляет и уплачивает налоги и сборы, надлежащим образом в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации ведет бухгалтерский и налоговый учет, подает в налоговые и иные государственные органы налоговую, статистическую и иную отчетность;

12.1.8. У него отсутствует задолженность по уплате налогов (сборов), пени, налоговых санкций и/или иных обязательных платежей;

12.1.9. Имеет необходимые ресурсы (производственные мощности, технологическое оборудование, квалифицированный персонал) для исполнения своих обязательств по настоящему Договору.

12.2. В случае привлечения Исполнителем в целях исполнения своих обязательств по настоящему Договору третьих лиц (соисполнителей) Исполнитель гарантирует, что деятельность привлеченных третьих лиц не противоречит положениям, указанным в пунктах 12.1.1 – 12.1.9 раздела «Особые условия» настоящего Договора, и осуществляется в соответствии требованиями законодательства Российской Федерации.

12.3. Стороны определили, что указанные в частях 12.1., 12.2. раздела «Особые условия» настоящего Договора гарантии Исполнителя имеют существенное значение для заключения настоящего Договора, его исполнения или прекращения, и Заказчик полагается на предоставленные Исполнителем гарантии как на заверения об обстоятельствах в понимании статьи 431.2 ГК РФ.

12.4. В случае нарушения Исполнителем предоставленных и указанных в частях 12.1., 12.2. раздела «Особые условия» настоящего Договора гарантий (недоверности данных заверений об обстоятельствах) он обязуется возместить Заказчику в полном объеме убытки, в том числе, возникшие в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначислении налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций, независимо от факта оспаривания Заказчиком решения налогового органа в вышестоящем налоговом органе или в судебном порядке.

12.4.1. Размер убытков, возникших в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначисления налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций, рассчитывается исходя из доначисленных на основании решения налогового органа Заказчику сумм налогов и (или) сумм налогов, в возмещении которых отказано Заказчику, а также соответствующих сумм пени и налоговых санкций.

12.4.2. Исполнитель обязуется возместить убытки в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента направления Заказчиком соответствующего письменного требования.

12.4.3. Подтверждением размера убытков, возникших в результате отказа Заказчику в возмещении причитающихся ему сумм налогов, доначисления налогов, начисления пени, наложении налоговых санкций является заверенная Заказчиком выписка из решения налогового органа в части, которая касается заявленного Заказчиком требования о возмещении убытков.

12.5. В случае нарушения Исполнителем предоставленных и указанных в частях 12.1., 12.2. раздела «Особые условия» настоящего Договора гарантий (недоверности данных заверений об обстоятельствах) Заказчик вправе вместо возмещения убытков потребовать от Исполнителя выплатить неустойку, а Исполнитель обязуется выплатить неустойку.

12.5.1. Размер неустойки составляет 10% от стоимости услуг, являющихся предметом исполнения обязательств по настоящему Договору.

12.5.2. Исполнитель обязуется выплатить неустойку в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента направления Заказчиком соответствующего письменного требования.

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*М.Ю. Овчаренко*

12.6. Наряду с требованием о возмещении убытков или взыскании неустойки Заказчик вправе отказаться от договора в одностороннем порядке.

### 13. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

13.1. Во всем, что не предусмотрено настоящим Договором, Стороны будут руководствоваться действующим законодательством Российской Федерации.

13.2. Любые изменения и дополнения настоящего Договора (в форме приложений и/или дополнительного соглашения), за исключением случаев, указанных ниже, действительны лишь при условии, что они совершены в письменной форме и подписаны уполномоченными на то представителями Сторон, а также после получения в случае необходимости разрешения уполномоченных органов государственной и/или муниципальной власти РФ.

В случае изменения наименования, адреса или других реквизитов (в том числе банковских и/или платежных), Сторона должна в течение 5 (пяти) рабочих дней уведомить об этом другую Сторону. При отсутствии такого уведомления, сообщение, направленное по последнему известному другой Стороне адресу будет считаться полученным по истечении трёх рабочих дней с даты отправки для курьерской почты (нарконо) и 15 (пятнадцати) рабочих дней - для заказных писем.

Риски, связанные с не уведомлением и/или несвоевременным уведомлением и/или некорректным уведомлением, несет Сторона, которая должна была совершить такое уведомление. Заказчик, осуществивший оплату по последним известным ему реквизитам до даты получения уведомления об изменении реквизитов считается освобожденным от любой ответственности, связанной с нарушением сроков оплаты. Так же, у Заказчика отсутствует обязанность по повторной оплате до даты возврата на его (Заказчика) расчётный счет денежных средств, уплаченных по неактуальным и/или некорректным реквизитам.

13.3. Со дня подписания настоящего Договора обеими Сторонами все предшествующие переговоры и переписка по вопросам, урегулированным настоящим Договором, утрачивают юридическую силу.

13.4. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах, каждый из которых имеет одинаковую юридическую силу по одному для каждой из Сторон.

### 14. ПРИЛОЖЕНИЯ.

Неотъемлемой частью настоящего Договора являются следующие приложения:

- Приложение № 1 - Техническое задание;
- Приложение № 2 - Протокол соглашения о Договорной цене;
- Приложение № 3 - Перечень сил и средств ЛРН, привлекаемых по настоящему Договору;
- Приложение № 4 - Перечень дополнительных сил и средств ЛРН, имеющихся у Исполнителя;
- Приложение № 5 - Форма Акта сдачи-приемки оказанных услуг;
- Приложение № 6 - Политика ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в области промышленной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды и энергменеджмента;
- Приложение № 7 - Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, физической охраны, пропускного и внутриобъектового режимов к организациям, привлекаемым к оказанию услуг, на основании договоров с ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»;

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

Приложение №1  
к договору № 22V0769-РМРФ/08/23  
от «14» октября 2022 г.

**Техническое задание  
на оказание услуг**

В соответствии с «Планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море» (План ПЛРН) организуется аварийно-спасательное дежурство по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (АСД ЛРН) с объектов месторождений, расположенных в северной части Каспийского моря.

Целью несения дежурства является защита акватории, побережья и островов Каспийского моря от загрязнения нефтью и нефтепродуктами в случае разливов с объектов обустройства месторождений им. Ю. Корчагина, В. Филановского и В. Грайфера.

Состав услуг включает:

– организацию и обеспечение несения АСД ЛРН на акватории Каспийского моря в районе расположения объектов месторождений:

им. Ю. Корчагина:

- ледостойкая стационарная устьевая платформа (ЛСП-1) с буровым, технологическим и энергетическим комплексами;
- платформа для проживания персонала (ЛСП-2) с соединительным мостом между ЛСП-1 и ЛСП-2 для прокладки коммуникаций и передвижения персонала;
- морской перегрузочный комплекс (МПК), состоящий из точечного причала (ТП) и плавучего нефтехранилища (ПНХ);
- морской подводный нефтепровод с ЛСП-1 до МПК;
- устьевой блок-кондуктор (БК);
- трубопровод для подачи многофазной пластовой продукции с БК на ЛСП-1.

им. В. Филановского:

- ЛСП-1;
- ЛСП-2;
- БК;
- платформы для проживания персонала ПЖМ-1 и ПЖМ-2, присоединенные соответственно к ЛСП-1 и ЛСП-2;
- центральная технологическая платформа (ЦТП);
- райзерный блок (РБ);
- внутрипромысловые подводные трубопроводы от ЛСП-2 и БК до РБ;
- нефтепровод внешнего транспорта от РБ до выхода на берег Республики Калмыкия береговых сооружений.

им. В. И. Грайфера:

- ЛСП;
- ПЖМ;
- подводный трубопровод подачи многофазной пластовой продукции от ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского;
- подводный трубопровод для транспорта газлифтного газа от ЛСП-2 месторождения им.В. Филановского до ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера.

АСД ЛРН на акватории осуществляется с использованием персонала Исполнителя и оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов Заказчика, размещаемого на борту арендованных Заказчиком ДСС «Когалым», «Лангелас» и «БУМИ Нарьян-Мар» или любых других арендованных Заказчиком судов для целей АСД;

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*  
16

- Приложение № 8 - Заявка на предоставление имеющихся дополнительных сил и технических средств для ЛРН.

### 13. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

**ЗАКАЗЧИК:**

ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"  
Юридический/почтовый адрес:  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань,  
улица Адмиралтейская, дом 1, корпус 2  
ИНН 3444070534; КПП 997250001;  
Р/с 40702810401700007056  
ПАО Банка «ФК Открытие»  
г. Москва  
К/с 30101810300000000985  
БИК 044525985  
Тел. (8512) 40-28-00,  
Факс (8512) 40-27-20.

**ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

ФГБУ «Морспасслужба»  
Юридический адрес: 125993, г. Москва, ул.  
Петровка, дом 3/6, стр. 2  
Местонахождение Каспийского филиала  
(почтовый адрес): 414016, г. Астрахань, ул.  
Водников, д. 22  
ОГРН 1027739737321  
ИНН 7707274249  
КПП 302343001  
УФК по Астраханской области  
(Каспийский филиал  
ФГБУ «Морспасслужба» л/с  
20256Ц45460)  
Банк получателя: Отделение Астрахань  
Банка России//УФК по Астраханской  
области г. Астрахань  
БИК 011203901  
Банковский счет ЕКС:  
40102810445370000017  
Казначейский счет: 03214643000000012500  
тел./факс: 8 (8512) 58-47-57/ 58-58-74  
E-mail: info\_kas@morspas.com

**ЗАКАЗЧИК:**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

М.П.



А.В. Усенков

**ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

И.о. директора  
Каспийского филиала  
ФГБУ «Морспасслужба»

С.С. Шинкин



Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*Handwritten signature*  
15

### Техническое задание на оказание услуг

В соответствии с «Планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море» (План ПЛРН) организуется аварийно-спасательное дежурство по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (АСД ЛРН) с объектов месторождений, расположенных в северной части Каспийского моря.

Целью несения дежурства является защита акватории, побережья и островов Каспийского моря от загрязнения нефтью и нефтепродуктами в случае разливов с объектов обустройства месторождений им. Ю. Корчагина, В. Филановского и В. Грайфера.

Состав услуг включает:

— организацию и обеспечение несения АСД ЛРН на акватории Каспийского моря в районе расположения объектов месторождений:

им. Ю. Корчагина:

- ледостойкая стационарная устьевая платформа (ЛСП-1) с буровым, технологическим и энергетическим комплексами;
- платформа для проживания персонала (ЛСП-2) с соединительным мостом между ЛСП-1 и ЛСП-2 для прокладки коммуникаций и передвижения персонала;
- морской перегрузочный комплекс (МПК), состоящий из точечного причала (ТП) и плавучего нефтехранилища (ПНХ);
- морской подводный нефтепровод с ЛСП-1 до МПК;
- устьевой блок-кондуктор (БК);
- трубопровод для подачи многофазной пластовой продукции с БК на ЛСП-1.

им. В. Филановского:

- ЛСП-1;
- ЛСП-2;
- БК;
- платформы для проживания персонала ПЖМ-1 и ПЖМ-2, присоединенные соответственно к ЛСП-1 и ЛСП-2;
- центральная технологическая платформа (ЦТП);
- райзерный блок (РБ);
- внутривидеопроводные подводные трубопроводы от ЛСП-2 и БК до РБ;
- нефтепровод внешнего транспорта от РБ до выхода на берег Республики Калмыкия береговых сооружений.

им. В. И. Грайфера:

- ЛСП;
- ПЖМ;
- подводный трубопровод подачи многофазной пластовой продукции от ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского;
- подводный трубопровод для транспорта газлифтного газа от ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского до ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера.

АСД ЛРН на акватории осуществляется с использованием персонала Исполнителя и оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов Заказчика, размещаемого на борту арендованных Заказчиком ДСС «Когалым», «Лангелас» и «БУМИ Нарьян-Мар» или любых других арендованных Заказчиком судов для целей АСД;

Департамент правового обеспечения  
М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*  
16

– организацию и обеспечение несения АСД ЛРН в прибрежной зоне и береговой полосе Каспийского моря, с использованием персонала и оборудования ЛРН Исполнителя, размещаемого на борту судов ЛРН Исполнителя для целей АСД;

– локализацию и ликвидацию возможных разливов нефти и нефтепродуктов с объектов месторождений им. Ю. Корчагина, В. Филановского и В.И. Грайфера на акватории, в прибрежной зоне и береговой полосе Каспийского моря, а также представления по заявке Заказчика имеющихся у Исполнителя дополнительных сил и технических средств ЛРН, в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;

– проведение ежегодных учений по ЛРН и ежемесячных тренировок личного состава АСФ(Н) на судах, обеспечивающих аварийно-спасательное дежурство в готовности к локализации и ликвидации разливов нефти;

– эксплуатацию, проведение своевременного технического обслуживания, планово-предупредительного ремонта и поддержание в готовности к оперативному применению размещенного на арендованных судах оборудования ЛРН Заказчика.

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» для обеспечения услуг по ЛРН имеет следующие средства:

№ n/n	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
<i>Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>				
<i>Оборудование на ДСС</i>				
1	Одноточечное самонадувное локализирующее боновое ограждение Markleen UNIBOOM X1500, высотой 1500 мм	2000 м	В районе объектов месторождений им. В. Филановского и В.И. Грайфера	ДСС
2	Скоростного трал (Speed Sweep) DESMI для очистки поверхности воды от нефти на повышенных скоростях траления – SVRSS (Single Vessel Ro-Kite Skimming System) с комплектом оборудования, включая скиммер производит. 66 м <sup>3</sup> /ч	1 к-т		
3	Нефтесборная система (скиммер) «Ледовый сборщик нефти Desmi «Полярный Медведь» производит. 120 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
4	Мультискиммер «Markleen MS 60» производит. 60 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
5	Система перистальтического насоса (вакуумная установка)	1 шт.		
6	Моющее средство высокого давления с горячим и холодным водоснабжением PHGS 15-150	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Надувная станция для мойки бонов и оборудования ЛАРН	1 ед.		
9	Емкости для сбора отработанного сорбента	30 м <sup>3</sup>		
10	Судовые емкости для сбора эмульсии	485,1 м <sup>3</sup>		
11	Сорбирующие изделия (маты, покрывала, салфетки)	500 шт.		
12	Распылитель сорбента	1 шт.		
13	Катер	1 ед.		
<i>Оборудование на ДСС</i>				

№ п/п	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
	акватории «RubberMax» 1500		им. Ю. Корчагина	
2	Многофункциональная всепогодная система «Lamor Weir» производит. 140 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
3	Нефтеборная система щеточного типа «Free Floating Offshore» производит. 100 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
4	Установка Mini Vac II	1 шт.		
5	Установка мойки бонов	1 шт.		
6	Емкость для мойки бонов	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Емкости для сбора отработанного сорбента	14 м <sup>3</sup>		
9	Судовые емкости для сбора эмульсии	643 м <sup>3</sup>		
10	Распылитель сорбента	1 шт.		
11	Катер	1 ед.		
<i>Оборудование на ДСС</i>				
1	Морские боновые ограждения для открытой акватории «RubberMax» 1500	1250 м	МЛСП м-я им. Ю. Корчагина	ДСС
2	Встроенная нефтеборная система Lamor LORS 5C 100 производит. 250 м <sup>3</sup> /ч	1 к-т		
3	Нефтеборная система олеофильного типа «Lamor Arctic» производит. 125 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
4	Установка Mini Vac II	1 шт.		
5	Установка мойки бонов	1 шт.		
6	Емкость для мойки бонов	1 шт.		
7	Сорбент для очистки акватории	200 кг		
8	Емкости для сбора отработанного сорбента	15 м <sup>3</sup>		
9	Катер	1 ед.		
10	Суда обеспечения	2 ед.		
11	Емкости для сбора нефтеводяной смеси и нефтезагрязненных отходов	танки судов обеспечения и ДСС	4000 м <sup>3</sup>	
		танки привлекаемых танкеров	9400 м <sup>3</sup>	

Задачи, решаемые при обеспечении АСД ЛРН, включают в себя:

1. круглосуточное несение дежурства для оперативного руководства, координации и оказания услуг в случаях локализации и ликвидации разливов нефти, с началом выхода сил и средств к месту разлива нефти и нефтепродуктов для оказания услуг по ЛРН в течение 20 минут (оповещение 10 мин + приведение в готовность к выходу 10 мин) с момента поступления сигнала о разливе;
2. круглосуточное несение дежурства по защите и очистке прибрежных акваторий и береговых линий с готовностью выхода сил и средств к переходу в район оказания услуг по ЛРН в течение 30 минут с момента поступления сигнала о разливе;
3. постоянное дежурство сил и средств ЛРН в готовности для проведения операций на прибрежных акваториях, защиты береговой полосы и локализации разлива нефти из трубопровода;
4. развертывание бортовых средств ЛРН (установка в течение 20 минут);
5. постановку боновых ограждений на воде (установка каждые 500 м в течение не более 30 минут);
6. локализацию разлива нефтепродуктов в заданном районе в минимально возможное время, в соответствии с Планом ПЛРН;
7. ликвидацию и устранение последствий аварийных разливов нефтепродуктов;

8. сбор и временное хранение нефтеводяной смеси, а также вывоз отходов к месту регенерации/утилизации.

Исполнитель должен обеспечивать предоставление услуг в соответствии с поставленными задачами и предоставить на весь период оказания услуг:

№ п/п	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
	Судно бонопостановщик для защиты прибрежной зоны	1 ед	ВКМСК	самостоятельно
<i>Оборудование на судне бонопостановщике</i>				
1	Боновые заграждения морские БПП высотой 1100 мм	1000 м	ВКМСК	Аварийно-спасательное судно
2	Боновые заграждения высотой 1500 мм	350 м		
3	Нефтесборная система производит. 27,5м <sup>3</sup> /ч	2 шт.		
4	Нефтесборная система производит. 32 м <sup>3</sup> /ч	1 ед.		
5	Сорбент «Лессорб-экстра»	300 кг		
6	Сорбирующие БЗ	400 м		
7	Плавающие емкости	85 м <sup>3</sup>		
8	Катер типа «Амур»	1 ед.		
9	Распылитель сорбента	1 шт.		
	Судно аварийного реагирования для защиты береговой зоны	1 ед		Самостоятельно
<i>Оборудование на судне аварийного реагирования</i>				
1	Боновые заграждения высотой 900 мм	1000 м	ВКМСК	Аварийно-спасательное судно
2	Сорбирующие боны	400 м		
3	Нефтесборная система производ. 20 м <sup>3</sup> /ч	2 шт.		
4	Нефтесборная система производ. 15 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
5	Вакуумная нефтесборная система 30 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.		
6	Емкости временного хранения для установки на берегу	30 м <sup>3</sup>		
7	Емкость-мешок для сбора сорбента 1 м <sup>3</sup>	10 шт.		
8	Сорбент «Лессорб-экстра»	300 кг		
9	Сорбирующие изделия (маты, покрывала, салфетки)	500 шт.		
10	Распылитель сорбента	1 шт.		
11	Комплект шанцевого инструмента для выемки грунта вручную	10 к-т		
12	Камышекосилка	2 шт.		
13	Парогенератор	1 шт.		
<i>Дополнительные плавсредства для защиты береговой полосы</i>				
1	Катер-бонопостановщик	4 ед.	ВКМСК	Самостоятельно
2	Судно на воздушной подушке типа «Арго»	1 шт.		
<i>Морспецподразделение</i>				
	Спасатели на судне бонопостановщике	не менее 2 чел.	ВКМСК	Транспорт Исполнителя
	Спасатели на судне аварийного реагирования	не менее 2 чел	ВКМСК	Транспорт Исполнителя

Департамент правового обеспечения  
 М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*

№ п/п	Наименование средств	Кол-во	Дислокация	Порядок доставки
	Судно бонопостановщик для защиты прибрежной зоны	1 ед	ВКМСК	самостоятельно
<i>Оборудование на судне бонопостановщике</i>				
	Спасатели, несущие АСГ на судах Заказчика	6 чел	Объекты месторождений	Транспорт Заказчика

Указанные выше технические средства и оборудование ЛРН в течение всего срока действия договора поддерживаются в рабочем состоянии и при необходимости эксплуатируются Исполнителем без дополнительных затрат для Заказчика. При этом указанные обязанности Исполнителя ограничиваются предоставлением персонала.

Исполнитель должен иметь в резерве сорбент в количестве 5 т.

С учетом специфики побережья Северного Каспия – сгонно-нагонные явления, сложный рельеф и малые глубины вдоль берега и островов зоны ответственности, наличие прибрежной растительности - осадка катеров-бонопостановщиков, задействованных для защиты прибрежной зоны и береговых линий, не должна превышать 0,5 метра.

Силы и средства ЛРН дислоцируются в соответствии с Планом ПЛРН в непосредственной близости от объектов месторождений и в районе Волго-Каспийского морского судоходного канала.

Операции по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов проводятся на акватории, соответствующей максимально возможной площади загрязнения нефтью и нефтепродуктами в случае возникновения ЧС(Н) при эксплуатации объектов месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. Грайфера ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

Максимальное расчетное значение разлива нефти и нефтепродуктов, прогнозируемого на объектах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Каспийском море, в соответствии с Планом ПЛРН, составляет 6390 т (7793 м<sup>3</sup>).

Технические средства и оборудование должны быть способны работать в ледовых условиях, а также в диапазоне температур от -10°С до +45°С, находиться в рабочем состоянии и в случае выхода из строя в минимально возможный срок заменены на аналогичные.

Спасатели, оказывающие услуги ЛРН, обязаны иметь свидетельства о прохождении профессионального обучения по программе профессиональной подготовки спасателей и должны быть аттестованы в установленном порядке на проведение аварийно-спасательных. Претендент обязан предоставить копии действующих свидетельств по профессиональной подготовке спасателей.

Персонал Исполнителя, оказывающий услуги по сбору и транспортировке нефтеотходов, обязан иметь документы о квалификации, выданные по результатам прохождения профессионального обучения или получения дополнительного профессионального образования, необходимых для работы с отходами I - IV классов опасности, в соответствии с требованиями ст. 15 ФЗ -№89 «Об отходах производства и потребления».

При оказании услуг следует строго выполнять требования природоохранного законодательства РФ.

Претендент должен предоставить:

- перечни и характеристики судов и специальных технических средств с указанием мест их постоянного базирования, которые могут быть дополнительно привлечены для услуг ЛРН;
- план наращивания сил и средств;

Департамент правового обеспечения  
 Овчаренко М.Ю. Овчаренко

*Овчаренко*

• заверенные копии договоров с авиаперевозчиками и иными транспортными предприятиями, либо информацию о собственных транспортных средствах, позволяющих обеспечить доставку дополнительных сил и средств ЛРН к месту оказания услуг;

• сведения о путях, способах, времени прибытия по вызову от мест постоянного базирования и развертывания привлекаемых сил и средств ЛРН к местам возможного оказания услуг.

Все плавсредства должны быть укомплектованы профессиональным экипажем и иметь действующие судовые документы. Класс судов, привлекаемых для защиты и очистки береговых линий, должен учитывать сроки оказания услуг, ледовые условия, соответствовать району плавания. Характеристики судов Исполнителя, несущих АСД/ЛРН, должны обеспечивать своевременное реагирование на ЧС(Н).

По инициативе Заказчика АСФ(Н) Исполнителя обязано проводить учения по подтверждению готовности эксплуатирующей организации к действиям по локализации и ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов не реже 1 раза в год, и тренировки личного состава не реже 1 раза в месяц.

**ЗАКАЗЧИК:**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»

М.П.



А.В. Усенков

**ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

И.о. директора  
Каспийского филиала  
ФГБУ «Морспасслужба»

М.П.



С.С. Шинкин

Департамент правового обеспечения  
Общед  
М.Ю. Овчаренко

**Приложение 2. Документы об аттестации собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ и паспорт аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований).**

Центральная комиссия Федерального агентства морского и речного транспорта  
Уполномоченная аттестационная комиссия  
по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований, спасателей и граждан, приобретающих статус спасателя

**СВИДЕТЕЛЬСТВО  
ОБ АТТЕСТАЦИИ НА ПРАВО ВЕДЕНИЯ  
АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ**

№ 00643

« 19 » августа 2021г. Регистрационный № 6/1-55

Наименование аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: аварийно-спасательное формирование  
Каспийского филиала ФГБУ «Морспасслужба»

Тип аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: профессиональное

Виды аварийно-спасательных работ: ПСР; АСР ТП; АСР ЛРН (море);  
ЛРН (терр.) на сухопутной территории – свыше 5000 тонн, на водных объектах  
свыше 5000 тонн

Учредитель аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: Федеральное государственное бюджетное учреждение  
«Морская спасательная служба» (ОГРН 1027739737321, ИНН 7707274249)

Адрес: ул. Водников, д. 22, г. Астрахань,  
(улица, № дома, населенный пункт (город, поселок и т.п.), район)  
Российская Федерация, 414016  
(республика (край, область, автономный округ), страна, почтовый индекс)

Основание: решение ЦАК Росморречфлота,  
протокол № 06/21 от 19 августа 2021 года

Действительно до: 19 августа 2024 года

Председатель аттестационной комиссии: Д.В. Ушаков  
Секретарь аттестационной комиссии: В.Д. Васин

М.П.



<b>ПАСПОРТ</b>								
<b>АТТЕСТОВАННОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО</b>								
<b>ФОРМИРОВАНИЯ КАСПИЙСКОГО ФИЛИАЛА ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО</b>								
<b>БЮДЖЕТНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ «МОРСКАЯ СПАСАТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА»</b>								
<b>(КАСПИЙСКОГО ФИЛИАЛА ФГБУ «МОРСПАССЛУЖБА»)</b>								
Зона ответственности (в соответствии с картой (картами) зоны ответственности АСС(Ф))			Поисково-спасательный район МСКЦ Астрахань и районы ответственности национальной системы готовности и реагирования на случай загрязнения нефтью во внутренних морских водах, территориальном море и исключительной экономической зоне РФ; территория Астраханской области, Республики Калмыкия, Республики Дагестан – только в части выполнения работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации					
Дата создания АСС(Ф) (число, месяц, год)		Наименование, дата и номер документа о создании АСС(Ф)			Полное и сокращенное наименование учредителя			
07.05.2016		Приказ директора Каспийского филиала от 04.05.2016 №185 (с изменениями от.07.06.2021 № 249)			Федеральное государственное бюджетное учреждение «Морская спасательная служба» (ФГБУ «Морспасслужба»)			
Место дислокации: Астраханская область		Населенный пункт: г. Астрахань						
Улица: Водников				Дом: 22		Почтовый индекс: 414016		
Телефон (факс) начальника, дежурного, адрес электронной почты:				Тел.: 8(8512) 58-64-68, моб. 8 (927) 581-02-04; e-mail: leontevyb@morspas.com. ОД: 8 (8512) 58-59-68; e-mail: kas@morspas.com.				
Количество зданий (строений)		Общая площадь, кв. м		Основания пользования зданиями				
3		3 521		Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости от 29.06.2012, кадастровый номер: 30:12:041398:449, от 29.06.2012, кадастровый номер: 30:12:041398:448, от 29.06.2012 г., кадастровый номер: 30:12:041398:450, от 31.01.2014, кадастровый номер: 30:12:041398:1108, от 17.12.2013 г., кадастровый номер: 30:12:040019:828, от 14.07.1993 г., кадастровый номер: 30:12:041398:306, от 10.05.2006 г., кадастровый номер: 30:12:041398:304, от 14.07.1993 г., кадастровый номер: 30:12:041398:25.				
Укомплектованность личным составом, человек		Всего аттестованных спасателей, человек		в том числе, по классам квалификации, человек				
по штату	по списку			спасатель	3 класса	2 класса	1 класса	международного класса
40	40	40		5	12	22	1	-
Свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ (дата, номер)			Наименование аттестационной комиссии			Реквизиты решения аттестационной комиссии (дата, номер)		
19.08.2021 № 6/1-55			ЦАК Росморречфлота			Протокол от 19.08.2021 № 06/21		

I. ВОЗМОЖНОСТИ АСС(Ф) ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСР И ОСУЩЕСТВЛЕНИЮ  
 ИНЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫЕ ВИДЫ АСР:	
горноспасательные	-
газоспасательные	-
противофонтанные	-
поисково-спасательные	ДА
АСР, связанные с тушением пожаров	ДА
по ликвидации медико-санитарных последствий чрезвычайных ситуаций	
работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море, прилегающей зоне и исключительной экономической зоне Российской Федерации	ДА
работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации	ДА
по ликвидации последствий радиационных аварий	-
Иные виды деятельности в соответствии с разрешительными документами	

II. ГОТОВНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСР:

Режим дежурства спасателей	круглосуточный	Время сбора дежурной смены (минут)	20
Количество спасателей в дежурной смене, человек	5	Готовность АСС(Ф) к отправке в район чрезвычайной ситуации (минут)	40
Количество медицинских работников в смене, человек	-	Период автономной работы (суток)	10
Наличие договора с авиапредприятиями на переброску в район чрезвычайной ситуации			-

III. КОЛИЧЕСТВО СПЕЦИАЛИСТОВ:

Водолаз	Специалист ПСР	Специалист ЛРН (море)	Специалист АСР ТП	Специалист ЛРН (терр)	Водитель
11	40	40	39	40	2

IV. ОСНАЩЕННОСТЬ

Наименование технических средств	Количество		Основания пользования
	по штату	в наличии	
I	2	3	4
Автотранспорт			
Легковые автомобили/из них оснащенные специальными звуковыми	4/0	5/0	С

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
План ПЛРН при эксплуатации месторождений в Каспийском море

и световыми сигналами			
Грузовые автомобили/ из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	6/0	8/0	С
Автобусы/из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	-	-	-
Пожарные автомобили (осн./спец.)	-	-	-
Аварийно-спасательные машины (мотоциклы)/из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	-	-	-
Снегоболотоходы	-	-	-
Транспортные средства повышенной проходимости	-	-	-
Медицинские автомобили/из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	-	-	-
Инженерная техника			
Подъемные краны	1	1	С
Трактора, бульдозеры	1	1	С
Экскаваторы	1	1	С
Летательные аппараты			
Вертолеты	-	-	-
Самолеты	-	-	-
Беспилотные летательные аппараты	-	1	С
Спасательные суда			
Спасательные буксирные суда, обеспечивающие постановку бонгов, с суммарной мощностью двигателей не менее 175 кВт и грузоподъемностью не менее 3 тонн	3	5	С
Водолазные суда	2	2	С
Суда, катера и плавсредства, предназначенные для работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с суммарной мощностью двигателей не менее 232 кВт и грузоподъемностью крановых механизмов не менее 1 тонны	4	4	С
Вспомогательные суда	12	12	С
Средства связи			
Радиостанции носимые	21	21	С
Радиостанции стационарные (морские)	15	15	С
Радиостанции стационарные (авиационные)	-	-	-
Радиостанции автомобильные	-	-	-
Спутниковые системы связи	2	2	С
Средства обнаружения пострадавших			

Опτικο-телевизионные системы	-	-	-
Акустические приборы	-	-	-
Электромагнитные приборы	-	-	-
Инфракрасная аппаратура	1	1	С
Бинокли	14	14	С
Средства защиты органов дыхания и кожи			
Дыхательные аппараты	26	26	С
Противогазы изолирующие	-	33	С
Костюмы защитные	50	50	С
Респираторы газодымозащитные	60	80	С
Приборы химического и радиационного контроля			
Приборы химического контроля (газоанализаторы)	15	15	С
Дозиметры	-	-	-
Аварийно-спасательный инструмент			
Гидравлический аварийно-спасательный инструмент	2	2	С
Электропилы	-	1	С
Бензопилы	3	3	С
Переносные электростанции	4	4	С
Электро и газосварочное оборудование	2	2	С
Аварийное имущество согласно НБЖС	11	11	С
Такелажный инструмент	3	3	С
Слесарный инструмент	4	4	С
Мат шлифованный	1	1	С
Упор раздвижной	6	6	С
Струбцина аварийная	4	4	С
Пластырь кольчужный	4	4	С
Пожарно-техническое оборудование			
Комплекты боевой одежды и снаряжения пожарного	22	22	С
Теплоотражающие костюмы	-	3	С
Огнетушители	297	297	С
Мотопомпы пожарные	4	4	С
Пожарные рукава с стволами: 51 мм/66 мм/77 мм (шт.)	101	101	С
Пенообразователи, л	7000	7000	С

Порошок огнетушащий, кг	700	700	С
Переносной пенный комплект «ГПП-200»	2	2	С
Переносной пенный комплект «ВПА-45»	2	2	С
Плавсредства			
Катера, моторные лодки	10	10	С
Весельные лодки, шлюпки	3	4	С
Плоты спасательные	12	12	С
Суда на воздушной подушке	2	2	С
Спасательные жилеты/спасательные круги	125/49	125/49	С
Имущество для ликвидации разливов нефти			
Боны морские (высота стенки от 500 мм до 1100 мм), м	5500	7720	С
Боны морские (высота стенки от 1500 мм до 1800мм), м	-	890	С
Боны берегозащитные, м	-	560	С
Боны самонадувные	-	-	-
Боны зимние, м	90	90	С
Подпорная стенка, м	120	120	С
Боны сорбирующие (маты, полотно, салфетки) (п.м.)	500	1222	С
Средства сбора и перекачки нефти и нефтепродуктов на открытой воде, общая производительность м <sup>3</sup> /ч	450	729,7	С
Средства сбора и перекачки нефти и нефтепродуктов с твердой поверхности, общая производительность м <sup>3</sup> /ч	120	163	С
Нефтеперекачивающие системы, общая производительность м <sup>3</sup> /ч	800	1150	С
Устройство для распыления сорбентов	5	5	С
Сорбент, кг	5000	5418	С
Емкость для временного хранения нефти и нефтепродуктов (включая судовые), м <sup>3</sup>	2300	2600	С
Устройство отжимное	2	2	С
Водолазное оборудование			
Водолазная барокамера (барокомплекс)	4	4	С
Средства обеспечения водолазных спусков	4	4	С
Компрессоры	10	10	С
Автономное водолазное снаряжение	10	10	С

Подводное телевидение	3	3	С
Подводное освещение	2	2	С
Имущество для подводно-технических и судоподъемных работ			
Средства для подводных работ с грунтом	2	2	С
Средства для подводной сварки/резки	2	2	С
Водолазный гидравлический инструмент	2	2	С
Средства водоотлива, общая производительность м <sup>3</sup> /ч	2000	3315	С
Горное, альпинистское снаряжение			
Альпинистские страховочные системы	-	-	-
Спусковые устройства	-	-	-
Зажимы альпинистские	-	-	-
Веревка (м)	-	500	С
Лебедки	-	-	-
Средства обнаружения и обезвреживания взрывчатых веществ			
Металлодетекторы, миноискатели	-	-	-
Комплекты разминирования	-	-	-
Медицинское имущество			
Набор, укладка, комплект для оказания первой помощи	5	5	С
Средства иммобилизации и транспортировки пострадавших	6	6	С
Надувной спасательный мост	3	3	С
Средства жизнеобеспечения			
Надувные модули	-	-	-
Палатки	-	-	-
Мешки спальные	-	-	-
Оборудование для приготовления пищи	-	-	-
Осветительный комплекс (прожекторная установка)	4	6	С
Служебные животные			
Собаки поисковой кинологической службы	-	-	-
Собаки минно-розыскной службы	-	-	-
Собаки горно-лавиной службы	-	-	-
Собаки иных специализаций	-	-	-
Лошади	-	-	-
Другое оборудование и снаряжение			

Нефтеперекачивающие системы, общая производительность м <sup>3</sup> /ч	800	1150	С
Комплекс маяк пожарного «Маяк спасателя»	1	1	С
Передвижной дизельный компрессор «Атмос»	-	1	С
Генератор горячей воды, парогенератор	4	4	С
Установка для смыва водой под давлением	4	4	С
Комплект рукавов для перекачки нефтепродуктов (м.)	400	400	С
Лопата штыковая искробезопасная	-	30	С
Лопата совковая искробезопасная	-	30	С
Грабли искробезопасные	-	30	С
Топор плотницкий		11	С
Спецодежда нефтестойкая (к-т.)		80	С

Начальник АСФ

Председатель ЦАК Росморречфлота


 Ю.Б. Леонтьев  
 (подпись, ФИО, печать)


 Д.В. Ушаков  
 (подпись, ФИО, печать комиссии)

Приложение 3. Лицензии на обращение с отходами  
Приложение 3.1. Лицензия ФГБУ «Морспасслужба»



Федеральная служба по надзору в сфере природопользования

# ЛИЦЕНЗИЯ

№ 077 51 от "09" марта 2017 г.

На осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке,  
(указывается лицензируемый вид деятельности)  
утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности.

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности»: Сбор отходов I  
класса опасности, Транспортирование отходов I класса опасности, Сбор  
отходов II класса опасности, Транспортирование отходов II класса  
опасности, Сбор отходов III класса опасности, Транспортирование  
отходов III класса опасности, Сбор отходов IV класса опасности,  
Транспортирование отходов IV класса опасности.  
(указываются в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением о лицензировании соответствующего вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена Федеральное бюджетное учреждение  
(указывается полное и (в случае, если имеется)  
«Морская спасательная служба Росморречфлота»  
сокращенное наименование (в том числе фирменное наименование), организационно-  
ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота»  
правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество  
индивидуального предпринимателя, наименование и реквизиты документа,  
удостоверяющего его личность)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица  
(индивидуального предпринимателя) (ОГРН) 1027739737321

Идентификационный номер налогоплательщика 7707274249

0600654 \*

Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности 125993, г. Москва, ул. Петровка, д. 3/6, стр.2;  
Приморский край, г. Владивосток, в. Русский, в районе п. Поселова, 10, причал №1; Приморский край, г. Владивосток, в районе переправа Калининская, причал №44 (П лит.П); Приморский край, г. Находка, ул. Портовая, 200, в 270 м к юго-востоку от здания, причал «ДВ БАСУ»;  
Акватория Японского моря севернее параллели 45 гр. Северной широты, включая Татарский пр, Амурский лиман и Охотское море западнее меридиана 150 гр. восточной долготы, Курильские острова от о. Уруп на юг; 353901, г. Новороссийск, ул. Портовая, д. 7; 414016, г. Астрахань, ул. Волников, д. 22; Акватория Каспийского моря (к северу от линии соединяющей точки с координатами 46°23' с.ш., 49°04' в.д.; 45°46' с.ш., 50°18' в.д., 45°11' с.ш., 49°33' в.д., 44°50' с.ш., 48°46' в.д., 44°10' с.ш., 49°03' в.д., 42°30' с.ш., 49°54' в.д., 41°50' с.ш., 48°35' в.д.); 198096, г. Санкт-Петербург, Элеваторная площадка, д. 1; 236003, г. Калининград, ул. Портовая, д.24.

(указываются адрес места нахождения (место жительства - для индивидуального предпринимателя) и адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок:  
 **бессрочно**       до "\_\_\_" "\_\_\_" \_\_\_\_ г.

(указывается в случае, если федеральными законами, регулирующими осуществление видов деятельности, указанных в части 4 статьи 1 Федерального закона "О лицензировании отдельных видов деятельности", предусмотрен иной срок действия лицензии)

Настоящая лицензия предоставлена на основании решения лицензирующего органа - приказа (распоряжения) от **"15" августа 2016 г. № 2892-Л**

Действие настоящей лицензии на основании решения лицензирующего органа - приказа (распоряжения) от "\_\_\_" "\_\_\_" \_\_\_\_ г. № \_\_\_\_  
(указывается в случае, если федеральными законами, регулирующими осуществление видов деятельности, указанных в части 4 статьи 1 Федерального закона "О лицензировании отдельных видов деятельности", предусмотрен иной срок действия лицензии)

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа - приказа (распоряжения) от **"09" марта 2017 г. № 414-ЛП**

Настоящая лицензия имеет неотъемлемой частью на 1 (одно) приложение, являющееся ее 9 (девяти) листах.

Исполняющий обязанности начальника (должность, уполномоченного лица) \_\_\_\_\_  
К.Ю. Елисеев (Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П. \_\_\_\_\_  
(подпись уполномоченного лица)



15

№ 077 51

(без лицензии недействительно)

Перечень конкретных видов отходов I-IV классов опасности, с которыми разрешается выполнять виды работ в составе лицензируемого вида деятельности, а именно: **Сбор отходов III класса опасности, Транспортирование III класса опасности, Сбор отходов IV класса опасности, Транспортирование IV класса опасности** по адресу места осуществления лицензируемого вида деятельности: **414016, г. Астрахань, ул. Волжиков, д.22; Акватории Каспийского моря (к северу от линии соединяющей точки с координатами 46°23' с.ш., 49°04' в.д.; 45°46' с.ш., 42°30' с.ш., 49°54' в.д., 41°50' с.ш., 48°35' в.д.)**

Наименование конкретного вида отхода	Код отхода по ФККО	Класс опасности
отходы минеральных масел метановых	4 06 110 01 31 3	3
отходы минеральных масел гидравлических не содержащих галогены	4 06 120 01 31 3	3
отходы минеральных масел индустриальных	4 06 130 01 31 3	3
отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	4 06 140 01 31 3	3
отходы минеральных масел трансмиссионных	4 06 150 01 31 3	3
отходы минеральных масел компрессорных	4 06 160 01 31 3	3
отходы минеральных масел турбинных	4 06 170 01 31 3	3
отходы минеральных масел земледельческих	4 06 180 01 31 3	3
отходы прочих минеральных масел	4 06 190 01 31 3	3
нефтяные промывочные жидкости, утратившие потребительские свойства, не загрязненные веществами 1-2 классов опасности	4 06 210 01 31 3	3
выщелаченные нефтешлаки и нефтешлаки в асфальтовых сооружениях	4 06 250 01 31 3	3
смазки нефтепродуктов прочие, извлеченные из очистных сооружений нефтесодержащих вод, содержащие нефтепродукты более 70%	4 06 350 11 32 3	3
смазки нефтепродуктов, собранные при очистке средств хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов	4 06 380 01 31 3	3
отходы смазок на основе нефтяных масел	4 06 410 01 29 3	3
отходы жидкостей тормозных на основе нефтепродуктов	4 06 420 01 31 3	3
отходы дизельного топлива, утратившего потребительские свойства	4 06 910 01 10 3	3
отходы синтетических масел компрессорных	4 13 400 01 31 3	3
отходы прочих синтетических масел	4 13 500 01 31 3	3
отходы синтетических гидравлических жидкостей	4 13 600 01 31 3	3
кислоты обработанные, загрязненные нефтью и нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 42 501 01 26 3	3
осадки обработанные, загрязненные нефтью и нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 42 503 11 29 3	3
осадки на основе торфа и/или органического ила, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 42 507 11 49 3	3
осадки на основе глины, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 42 508 11 49 3	3
осадки из натуральных и смешанных волокон, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 43 212 52 60 3	3
сетчатые фильтровальные материалы синтетические, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 43 501 01 61 3	3
гараж, черных металлов, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	4 58 111 01 51 3	3
отходы (осадки) регенерации масел минеральных обработанных физическими методами	7 43 011 12 31 3	3
воды подсланевые и/или льдильные с содержанием нефти и нефтепродуктов 15% и более	9 11 180 01 31 3	3
шлак осадки танков нефтяных судов	9 11 200 01 39 3	3
шлак осадки емкостей и трубопроводов от нефти в нефтепродуктах	9 11 200 02 39 3	3
осадки, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	3
взвесь промывочная (содержание масла 15% и более)	9 19 203 01 60 3	3
оборочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 204 01 60 3	3
осадки и стружка древесные, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 24 401 01 52 3	3
фильтры осадки илов водного транспорта (судов) обработанные	9 31 100 01 39 3	3
грунты, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	29111601394	4
Шламы буровые при бурении нефтяных скважин обработанные малозольные	2901011394	4
Шламы буровые при бурении нефтяных скважин обработанные малозольные	2911211394	4
Шламы буровые при бурении нефтяных скважин обработанные малозольные	29112421394	4
Шламы буровые при бурении нефтяных скважин обработанные малозольные	2911091394	4
Шламы буровые при бурении нефтяных скважин обработанные малозольные	2911201394	4

Исполняющий  
 обязанности начальника  
 (должность  
 уполномоченного лица)

(подпись)  
 уполномоченного лица

К.Ю. Елисеев  
 (И.О. Фамилия)

уполномоченного лица

М.П.

Приложение 3.2. Лицензия ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Страница 1 из 2

  
Федеральная служба по надзору в сфере природопользования

# ЛИЦЕНЗИЯ

**№ (30) - 4594 – СТУБ** **от 23 октября 2017 г.**

На осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности

(указывается лицензируемый вид деятельности)

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона от 04 мая 2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»: сбор отходов I, II, III, IV классов опасности, транспортирование отходов I, II, III, IV классов опасности, утилизация отходов III, IV классов опасности, обезвреживание отходов III, IV классов опасности

(указываются в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением о лицензировании соответствующего вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена

**Обществу с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»**

(указываются полное наименование)

**ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»**

и (в случае, если имеется) сокращенное наименование (в том числе фирменное наименование)

**Общества с ограниченной ответственностью**

организационно-правовая форма юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (ОГРН) \_\_\_\_\_ 1023403432766

Идентификационный номер налогоплательщика \_\_\_\_\_ 3444070534  
0000752



### Приложение 3.3. Лицензия ООО «ПК ЭКО+»

Межрегиональное управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Астраханской и Волгоградской областям  
(Полное наименование Росприроднадзора или территориального органа Росприроднадзора, выдавшего выписку из реестра лицензий)  
414000, ОБЛАСТЬ АСТРАХАНСКАЯ, ГОРОД АСТРАХАНЬ, УЛИЦА БАКИНСКАЯ, 113,  
grp30@grp.gov.ru, 8 (8512) 24-90-83  
(Адрес места нахождения, электронная почта, контактный телефон Росприроднадзора или территориального органа Росприроднадзора, выдавшего выписку из реестра лицензий)



Выписка из реестра лицензий № 51910  
по состоянию на 16:00:19 15.09.2022 МСК

1. Статус лицензии: Действующая

(действующая/приостановлена/приостановлена частично/прекращена)

2. Регистрационный номер лицензии: ЛО20-00113-30/00100277

3. Дата предоставления лицензии: 15.09.2022

4. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование, в том числе фирменное наименование, и организационно-правовая форма юридического лица, адрес его места нахождения, государственный регистрационный номер записи о создании юридического лица:

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "Природоохранный Комплекс "ЭКО+", ООО "ПК "ЭКО+", Общество с ограниченной ответственностью, 416357, Астраханская обл, Икрянинский р-н, рп Ильинка территория Промышленный участок 3, строение 5, 1183025006922

(заполняется в случае, если лицензиатом является юридическое лицо)

5. Наименование иностранного юридического лица, наименование филиала иностранного юридического лица, аккредитованного в соответствии с Федеральным законом «Об иностранных инвестициях в Российской Федерации», адрес (место нахождения) филиала иностранного юридического лица на территории Российской Федерации, номер записи аккредитации филиала иностранного юридического лица: -

(заполняется в случае, если лицензиатом является иностранное юридическое лицо)

6. Фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя, государственный регистрационный номер записи о государственной регистрации индивидуального предпринимателя, а также иные сведения, предусмотренные пунктом 5 части 2 статьи 21 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности»:

(заполняется в случае, если лицензиатом является индивидуальный предприниматель)

7. Идентификационный номер налогоплательщика:

3025034208

8. Адреса мест осуществления лицензируемого вида деятельности:

1. Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, земельный участок 1

2. Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, строение 8

3. Российская Федерация, Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, строение 2/ Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, сооружение 4/ Российская Федерация Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, сооружение 9/ Российская Федерация Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, сооружение 6/ Российская Федерация Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, сооружение 13

4. Российская Федерация, Астраханская область, Икрянинский Муниципальный Район, Городское Поселение Рабочий Поселок Ильинка, Ильинка рабочий поселок, территория Промышленный участок 3, строение 2

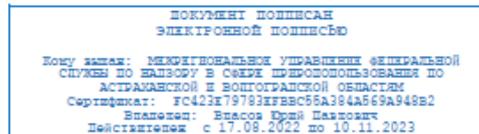
9. Лицензируемый вид деятельности с указанием выполняемых работ, оказываемых услуг, составляющих лицензируемый вид деятельности:

Обезвреживание отходов I, II, III, IV классов опасности  
Обработка отходов II, III, IV классов опасности  
Сбор отходов I, II, III, IV классов опасности  
Транспортирование отходов I, II, III, IV классов опасности  
Утилизация отходов II, III, IV классов опасности

10. Номер и дата приказа (распоряжения) лицензирующего органа:  
1667 от 15.09.2022

11. Дополнительная информация отсутствует  
(иные сведения)

Выписка носит информационный характер, после ее составления в реестр лицензий могли быть внесены изменения.



Заместитель руководителя  
межрегионального управления  
Росприроднадзора по Астраханской и  
Волгоградской областям  
(должность уполномоченного лица)

(ЭП уполномоченного лица)

Власов Юрий Павлович  
(И.О. Фамилия уполномоченного лица)

**Приложение 3.4. Лицензии ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»  
на осуществление основных видов деятельности**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

**ЛИЦЕНЗИЯ**

№ **VX-00-014411** от 18 ноября 2013 г.

На осуществление:  
Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных  
производственных объектов I, II и III классов опасности

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе  
лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12  
Федерального закона "О лицензировании отдельных видов деятельности"  
согласно приложению к настоящей лицензии.

Настоящая лицензия предоставлена  
Общество с ограниченной ответственностью  
"ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"  
(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)  
ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"  
(сокращенное наименование юридического лица)  
(фирменное наименование юридического лица)  
общество с ограниченной ответственностью  
(организационно-правовая форма)

Основной государственный регистрационный  
номер юридического лица  
(индивидуального предпринимателя) (ОГРН) 1023403432766

Идентификационный номер налогоплательщика 3444070534

Серия А В № 362224

Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности

Место нахождения: 414000, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, д. 1, корпус 2.

Места осуществления лицензируемого вида деятельности согласно приложению к настоящей лицензии.

Настоящая лицензия предоставлена на срок:

бессрочно

Лицензия № ВП-00-011647 предоставлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 10 июня 2010 г. № 240-лп

Лицензия № ЭХ-38-000692 предоставлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 27 января 2010 г. № 9

Лицензия № ВП-38-000699 предоставлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 3 февраля 2010 г. № 15

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 18 ноября 2013 г. № 1340-лп с присвоением номера от 18 ноября 2013 года № ВХ-00-014411.

Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся ее неотъемлемой частью на 2 листах

Статс-секретарь - заместитель  
руководителя

(должность, уполномоченного лица)

(подпись)

А.В. Ферапонтов

(Ф.И.О. уполномоченного лица)



ПРИЛОЖЕНИЕ

(без лицензии недействительно)

Лист 1 из 1

к лицензии № ВХ-00-014411 от 18 ноября 2013 г.

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе  
Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных  
производственных объектов I, II и III классов опасности

[получение (образование) воспламеняющихся, окисляющих, горючих, взрывчатых, токсичных, высокотоксичных веществ и веществ, представляющих опасность для окружающей среды, на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах I, II или III классов опасности; использование воспламеняющихся, окисляющих, горючих, взрывчатых, токсичных, высокотоксичных веществ и веществ, представляющих опасность для окружающей среды, на объектах; хранение воспламеняющихся, окисляющих, горючих, взрывчатых, токсичных, высокотоксичных веществ и веществ, представляющих опасность для окружающей среды, на объектах; транспортирование воспламеняющихся, окисляющих, горючих, взрывчатых, токсичных, высокотоксичных веществ и веществ, представляющих опасность для окружающей среды, на объектах; использование (эксплуатация) на объектах оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля: пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии); воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия; иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскаля]

Места осуществления лицензируемого вида деятельности

[Северная часть Каспийского моря; Платформа стационарная

Статс-секретарь - заместитель  
руководителя

(должность уполномоченного лица)



(подпись)

А.В. Феропонтов

(Ф.И.О. уполномоченного лица)

Серия А В № 314070

ПРИЛОЖЕНИЕ

(без лицензии недействительно)

Лист 2 из 2

к лицензии № ВХ-00-014411 от 18 ноября 2013 г.

(морская) месторождение им. Ю. Корчагина, класс опасности II: ЛСП-1 - 44°54'51" северной широты, 48°57'36" восточной долготы; ЛСП-2 - 44°54'47" северной широты, 48°57'32" восточной долготы; Фонд скважин месторождение им. Ю. Корчагина, класс опасности II – ЛСП-1 - 44°54'51" северной широты, 48°57'36" восточной долготы. Система подводных трубопроводов месторождение им. Ю. Корчагина, класс опасности II, начало: 44°54'50,072" северной широты, 48°57'38,635" восточной долготы, окончание: 44°25'31,537" северной широты, 49°01'37,301" восточной долготы; Астраханская область, Икрянинский район, п. Ильинка, Комплексная транспортно-производственная база; Склад тарный (кислоты, химические реагенты) III класса опасности.

Статс-секретарь - заместитель  
руководителя

(должность уполномоченного лица)



(подпись)

А.В. Ферапонтов

(Ф.И.О. уполномоченного лица)

Серия А В № 314071

**Приложение 4. Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти  
и нефтепродуктов при аварийных ситуациях на объектах  
месторождения им. Ю. Коргачина, им. В. Филановского и им. В.  
Грайфера ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»  
(отдельным томом)**

## Приложение 5. Резерв финансовых средств для ликвидации ЧС



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»

### П Р И К А З

№ 370 «04» 10 2021 г.

г. Астрахань

О создании резерва финансовых средств  
ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»  
для ликвидации ЧС

Во исполнение Федеральных законов РФ от 21.12.94 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации», а также в целях повышения оперативности проведения неотложных мероприятий по ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на производственных подразделениях ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»,  
ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Создать финансовый резерв в размере 45 460 000 000 (сорок пять миллиардов четыреста шестьдесят миллионов) рублей за счет средств целевого займа на возобновляемой основе по Договору займа между ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» от 05.04.2012 № 1210192/12V0206.

2. Заместителю генерального директора по экономике и финансам М.Б. Клименко в целях экстренного привлечения необходимых финансовых средств при возникновении чрезвычайных ситуаций на производственных подразделениях Общества, в кратчайший срок обеспечить представление необходимых документов в ПАО «ЛУКОЙЛ» в соответствии с п. 7, указанного выше Договора займа.

3. Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» от 25.10.2017 № 935 считать утратившим силу.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на первого заместителя генерального директора – главного инженера А.В. Усенкова.

Генеральный директор

Н.Н. Ляшко

И.В. Шилов  
40-27-49