

Санкт-Петербургский государственный университет
Институт наук о Земле

Колупаева Юлия Юрьевна

Выпускная квалификационная работа

**ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ АВАРИЙНЫХ
СИТУАЦИЯХ НЕФТЕПРОВОДА НА АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО
МОРЯ**

Уровень образования – магистратура
Направление *21.04.01 «Нефтегазовое дело»*
Основная образовательная программа *ВМ.5780*
«Геологическое сопровождение разработки месторождений углеводородов»

Научный руководитель: доцент,
СПбГУ кафедра экологической
геологии, к.б.н., Изосимова
Оксана Святославовна

Рецензент: доцент, АГТУ
кафедра разработки и
эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений, к.б.н,
Нурмакова Жанна Ибрагимовна

Санкт-Петербург

2021

Аннотация

Тема: «Экологическая оценка воздействия при аварийных ситуациях нефтепровода на акватории Каспийского моря».

В данной выпускной квалификационной работе проведена экологическая оценка в районе месторождения им. Филановского. Месторождение им. Филановского имеет особую экологическую значимость, так как находится в районе где наиболее чувствительная зона биоресурсов. Месторождение расположено на шельфе Каспийского моря в 220 км от г. Астрахань.

Цель работы – оценить воздействие на водную среду, атмосферу при аварийных ситуациях нефтепровода в районе месторождения им. Филановского.

При написании работы были использованы методы: метод анализа, метод аналогии, метод сравнения. Теоретической и методологической основой написания работы являются источники учебной, монографической и периодической литературы, а также нормативно-правовые документы.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, основной части, представленной шестью главами, заключением, списка используемой литературы, двух приложений. Общий объем работы 125 страницы, 20 иллюстраций, 19 таблиц.

Annotation

Topic: "Environmental impact assessment in emergency situations of the oil pipeline in the Caspian Sea".

In this final qualification work, an environmental assessment was carried out in the area of the im. Filanovsky. The field named after him. Filanovsky has a special ecological significance, as it is located in the area where the most sensitive zone of bioresources. The field is located on the shelf of the Caspian Sea, 220 km from Astrakhan.

The purpose of the work is to assess the impact on the water environment, the atmosphere in emergencies of the oil pipeline in the area of the im. Filanovsky.

When writing the work, the following methods were used: the method of analysis, the method of analogy, the method of comparison. The theoretical and methodological basis for writing the work is the sources of educational, monographic and periodical literature, as well as regulatory documents.

The final qualifying work consists of an introduction, the main part, represented by six chapters, a conclusion, a list of used literature, and two appendices. The total volume of the work is 124 pages, 20 illustrations, 19 tables.

Оглавление

1. Характеристика месторождения им. В. Филановского	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	7
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	12
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	14
1.5 Запасы нефти, газа, коэффициент извлечения нефти	17
2. Нефтедобыча как источник воздействия на окружающую среду	19
2.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	20
2.2 Оценка воздействия на водный объект	21
2.3 Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водного объекта	25
2.4 Оценка воздействия объекта на геологическую среду	26
2.5 Оценка воздействия на окружающую среду при аварийных ситуациях	27
3. Оценка современного состояния окружающей среды в районе месторождения	29
3.1 Характеристика климатических и метеорологических условий	29
3.2 Гидролого-гидрохимическая характеристика.....	30
3.3 Геологическая среда и геоморфологические условия	39
3.4 Характеристика морской биоты	40
3.5 Морские млекопитающие	48
3.6 Орнитофауна	50
3.7 Объекты особой экологической значимости	55
3.8 Социально-экономические условия района работ	66
4. Аварийные ситуации на нефтепроводах	74
4.1 Классификация аварийных ситуаций	74
4.2 Причины возникновения аварийных ситуаций.....	77
5. Оценка экологического риска при авариях на нефтепроводах	80
5.1 Этапы проведения анализа риска	80
5.2 Идентификация опасностей воздействия на окружающую среду	83
5.2.1 Воздействие на атмосферный воздух и морскую среду при аварийной ситуации.....	84
5.2.2 Воздействие на морскую биоту	89
5.2.3 Воздействие на экологически чувствительные зоны и зоны особой значимости	94
5.3 Разработка сценариев развития аварийной ситуации.....	94
5.4 Определение величины экологического ущерба	100
5.5 Расчет экологического риска аварии нефтепровода.....	113

6. Комплекс мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций, локализации и ликвидации их последствий	114
Заключение.....	115
Список используемой литературы	116
Приложение 1.....	118
Приложение 2.....	125

Введение

Актуальность и научная значимость настоящей работы заключается в том, что в настоящее время особое внимание уделяется охране окружающей среды, она находится в критическом состоянии, тем самым природоохранная деятельность, которая основана на повышении экологической безопасности очень важна. В связи с этим все актуальнее становится оценка воздействия на окружающую среду.

В данной работе была поставлена цель, оценить воздействие на водную среду, атмосферу при аварийных ситуациях нефтепровода в районе месторождения им. Филановского.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи, в соответствии с которыми построена структура работы:

1. Изучить характеристику месторождения им. Филановского;
2. Определить источники воздействия;
3. Оценить современное состояние окружающей среды в районе месторождения;
4. Определить причины аварийных ситуаций нефтепровода;
5. Оценить экологический ущерб и риск.

Объектом исследования является, окружающая среда в районе месторождения.

В качестве материала, использованного в работе составили: источники учебной литературы, монографической и периодической литературы, а также нормативно-правовые документы, прочие актуальные источники информации, посвященные выбранной теме.

Базовым для настоящего исследования явился материал, изложенный в нормативных документах, а в многочисленных монографиях рассмотрены более узкие вопросы.

Методы исследования: использован нормативный метод, такие как анализ, синтез, обобщение. Не менее продуктивным в данной работе было применение общенаучных методов: описание, сравнение.

Теоретическая и практическая значимость заключается в том, что на основе исследования многочисленных расчетов оценки воздействия, был предложен комплекс мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций.

1. Характеристика месторождения им. В. Филановского

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение открыто в 2005 году первой поисковой скважиной на лицензионном участке недр «Северный», лицензия ШКС 11386 НР от 22.01.2003 г. выдана на срок до 01.04.2023 г. Названо в честь нефтяника, первого заместителя министра нефтяной промышленности СССР (1985–1989) Владимира Филановского. Месторождение было введено в эксплуатацию в конце октября 2016 года.

Нефтегазоконденсатное месторождение им В. Филановского расположено в северной части шельфа, является крупнейшим нефтяным месторождением в российском секторе дна Каспийского моря, побережье в районе месторождения на севере граничит с территорией Астраханской области (в 220 км от г. Астрахани), на востоке - с территорией Казахстана, западная часть – с Калмыкией, юго-западная – с Дагестаном. В 8,5 км от месторождения Ракушечное.

Центр платформы ЦТП размещается в его северной мелководной части в 190 км южнее г. Астрахань, в 20 км восточнее острова Малый Жемчужный и в 20 км северо-восточнее острова Тюлений, в авандельте Волги.

На сегодняшний день на Каспийском море функционируют три основных порта – Астрахань, порт Оля и Махачкала (Дагестан). Морской торговый порт Оля является наиболее перспективным российским портом на Каспии. Через него осуществляются перевозки грузов по морскому торговому каналу (МТК) "Север-Юг" (соединяющего страны Северной Европы, Россию, Иран и Индию), курсируют паромы на линиях Оля - Ноушахр и Анзали (Иран), Оля – Туркменбаши (Туркменистан). Железнодорожные станции - в г. Астрахань, Махачкала, Кизляр и Дербент. Обзорная схема расположения месторождения им. Филановского представлена на рисунке 1.1.

Средняя глубина воды 12,5 м. Рельеф дна плавно погружается с севера на юг, осложнен наличием банок, островов, бороздин. Источники теплоснабжения, электроснабжения - автономные дизель-генераторы. Питьевая вода привозная. Необходимые грузы поступают на железнодорожные станции и в порты, к месту работы доставляются транспортно-буксирными судами, вахты доставляются вертолетами.

Навигационный период в акватории составляет 7-9 месяцев. Ледо- и торосообразование наблюдается с ноября по апрель, зимой и весной отмечаются сильные штормовые ветры, что представляет опасность для плавучей буровой установки. Фоновая сейсмичность района по шкале MSK-64 составляет 4 балла один раз в 100 лет.



Рисунок 1.1 Обзорная схема расположения месторождения им. Филановского [22]

Регион имеет хорошо развитую промышленную и транспортную инфраструктуру. Вдоль побережья Каспийского моря проходят железная и автомобильная дороги, система магистральных нефте- и газопроводов с КС и НПС. Топливо-энергетическая промышленность представлена тепловыми электростанциями, добычей природного газа и нефти. Имеется судостроительная, судоремонтная, машиностроительная, химическая и другие отрасли промышленности.

Ближайшими месторождениями на суше, запасы УВ которых утверждены в ГКЗ РФ, являются Астраханское, Олейниковское, Промысловское, Каспийское, Тенгутинское. На море ближайшие месторождения - Ракушечное, Хвалынского, им. Ю.С.Кувыкина, им. Ю. Корчагина, а также в российской части акватории находится месторождение Инчхе-море с незначительными запасами.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Месторождение расположено на территории Скифского-Туранской платформы, в пределах южного склона морского продолжения кряжа Карпинского в месте контрастно

выступающего на общем структурном фоне сообщества линейных субширотных складок Широотно-Ракушечной зоны поднятий.

Сложно построенная структура Ракушечная состоит из двух линейно вытянутых валов: Северо-Ракушечного протяженностью до 60 км и Южно-Ракушечного – более 40 км при ширине до 4 км.

В вертикальном разрезе выделяются два основных структурных этажа. Нижний (фундамент) представлен интенсивно дислоцированными, в предельной степени метаморфизованными палеозойскими отложениями. Верхний – платформенный чехол, сложен слабопреобразованными осадками юрско-четвертичного возраста. Между нижним и верхним этажами залегает промежуточный этаж – дислоцированная и в значительной степени преобразованная пермо-триасовая толща преимущественно эффузивнокарбонатных пород.

Структура складчатого основания и промежуточного комплекса пород имеет сложное блоковое строение и характеризуется резко расчлененным рельефом. В породах фундамента прилегающий к морю суши преобладают разломы восток-юго-восточного (параллельны линиям Карпинского) направления, формирующие каркас его разломно-блоковой структуры. Разрывные нарушения фундамента отражают после значительной денудации верхней части разреза структуру передовой (герцинской) складчатости для поверхности палеозойских отложений и киммерийской складчатости для триасовых отложений.

Наиболее крупные (в сохранившейся от размыва части отложений) надвиги и взбросы: Северо-Донецко-Астраханский, Северо-Манычский, Тарумовский, Южно-Эмбинский, Северо-Каратаусский, Большой Мангышлакский и многие другие продолжаются в акватории Каспия, определяют северную и южную границы кряжа Карпинского и его внутренних структурных элементов.

Границы основных геолого-структурных элементов платформенного чехла, повторяют границы более ранних тектонических эпох. Конседиментационные сбросы-сдвиги чехла (как отражение тектонических напряжений растяжения пород) и потому имеют ту же направленность, но с обратным знаком смещения пород по трассам палеозойских разломов (сформировавшихся в условиях сжатия пород) и потому имеют ту же направленность, но с обратным знаком смещения пород по плоскости сместителя нарушения (ПСН).

Выполненные на месторождения структурные построения по данным сейсморазведки 3D по отражающим горизонтам J_3 (в кровле волжского яруса), K_{1nc} (вблизи кровли неокомского надьяруса); K_{1a} (в кровле аптского яруса); K_{1al} (вблизи кровли

альбского яруса) характеризуются совпадением структурных планов, местоположения локальных приподнятых участков и разрывных нарушений по всей длине Южно-Ракушечной складки.

Складка вдоль длинной оси контролируется (рассечена) сбросами и сбросо-сдвигами субширотного (продольными) и субмеридионального (оперяющими) направления. Амплитуда смещения пород в ПНС 10-60 м (рис. 1.2). Оперяющие сбросо-сдвиги уверенно трассируются материалами сейсморазведки по профилям 3D и подтверждены бурением (скв. 6Р). Среди оперяющих сбросов выделяются два сброса: один в западной и другой в восточных частях месторождения с амплитудами в ПНС около 60 м, которые делят месторождение на три части: центральный блок (скв. 2Р и 4Р), восточный блок (скв. 6Р) и западный блок (без скважин) (рис 1.2, 1.3). По наивысшим гипсометрическим отметкам западный и восточный блоки опущены по отношению к центральному блоку на одинаковую величину (около 120 м) (рис. 1.3).

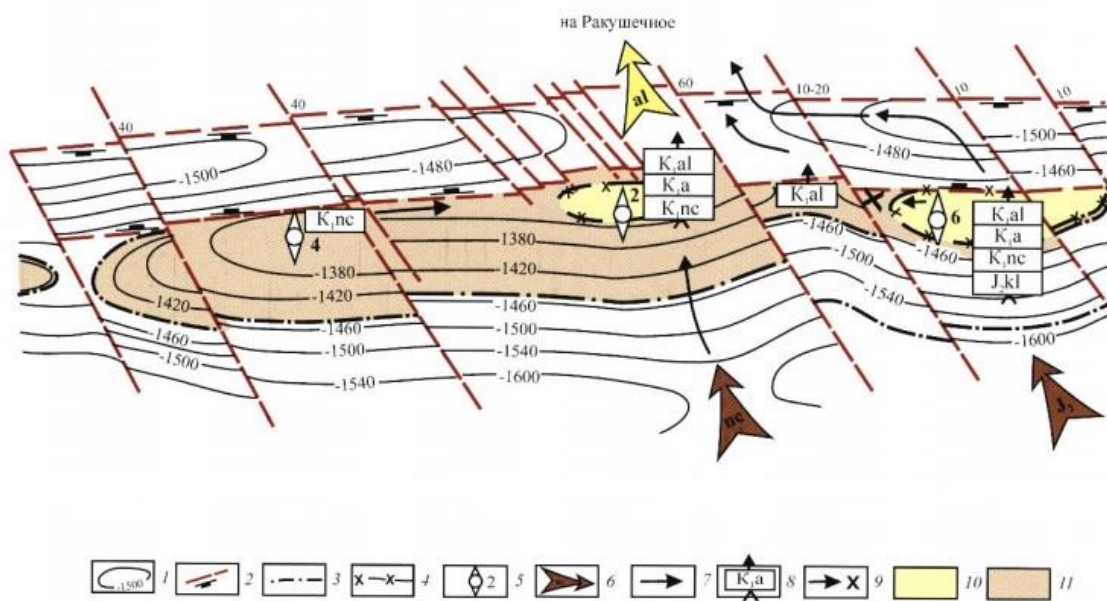


Рисунок 1.2 Модель строения и формирования залежей нефти и газа месторождения им. Филановского: 1 – изогипсы по кровле коллектора неокомской залежи; 2 – сбросы-сдвиги (с указанием направления падения и амплитуды смещения нарушения в плоскости смесстителя); 3 – ВНК; 4 – ГНК (газовые шапки); 5 – поисковая скважина; 6 – места притока и оттока УВ по пласту; 7 – направление миграции УВ по пласту; 8 – межпластовая миграция; 9 – непреодолимые препятствия для УВ на пути миграции; 10 – газоконденсат (газовая шапка); 11 – нефть

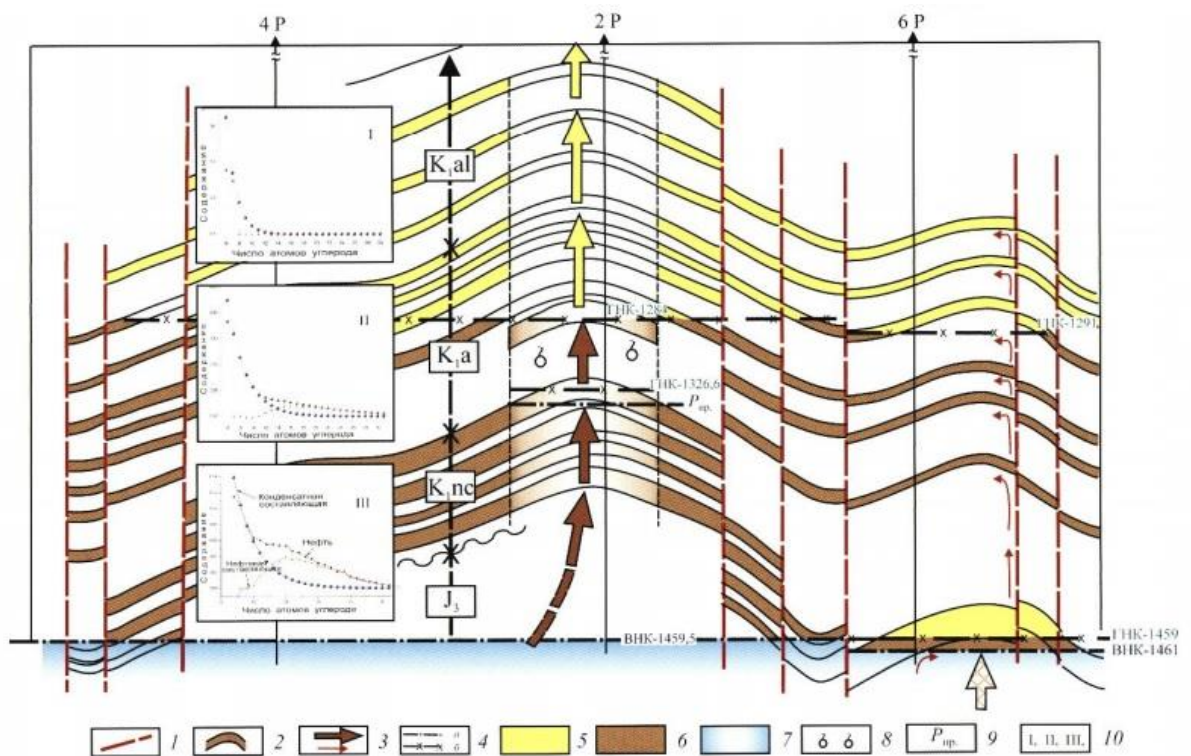


Рисунок 1.3 Разломно-боковая модель и формирование залежей УВ (второй этап) месторождения им. Филановского: 1 – сбросы; 2 – пласты-коллекторы; 3 – направление миграции; 4 – уровень ВНК (а) и ГНК (б); 5 – газоконденсат; 6 – нефть; 7 – вода; 8 – повышение газопоказания по газовому каротажу; 9 – давление прорыва газа через породы-покрышки; 10 – графики моделирования состава флюида по хроматографическим данным: I – отложения альфа + апта – газ; II – отложения апта – газ + нефть; III – отложения неокома – нефть

Продольные сближенные параллельные сбросы предполагаются по следующим соображениям. Во-первых, крутой северный склон складки при пологом южном. Во-вторых, наличие по данным сейсморазведки узкого грабена, сопровождающего складку по северному склону. При этом северный склон складки является южным бортом грабена, который ограничен сбросами (рис. 1.4). Как видно на том же временном разрезе, к северу находится Ракушечная складка, северный склон которой осложнен такой же системой сдвоенных сбросов того же простирания, ограничивающих более прогнущенный узкий и такой же ширины узкий грабен. Амплитуда смещения пород по ПНС здесь существенно больше, в силу чего сами нарушения не вызывают сомнения.

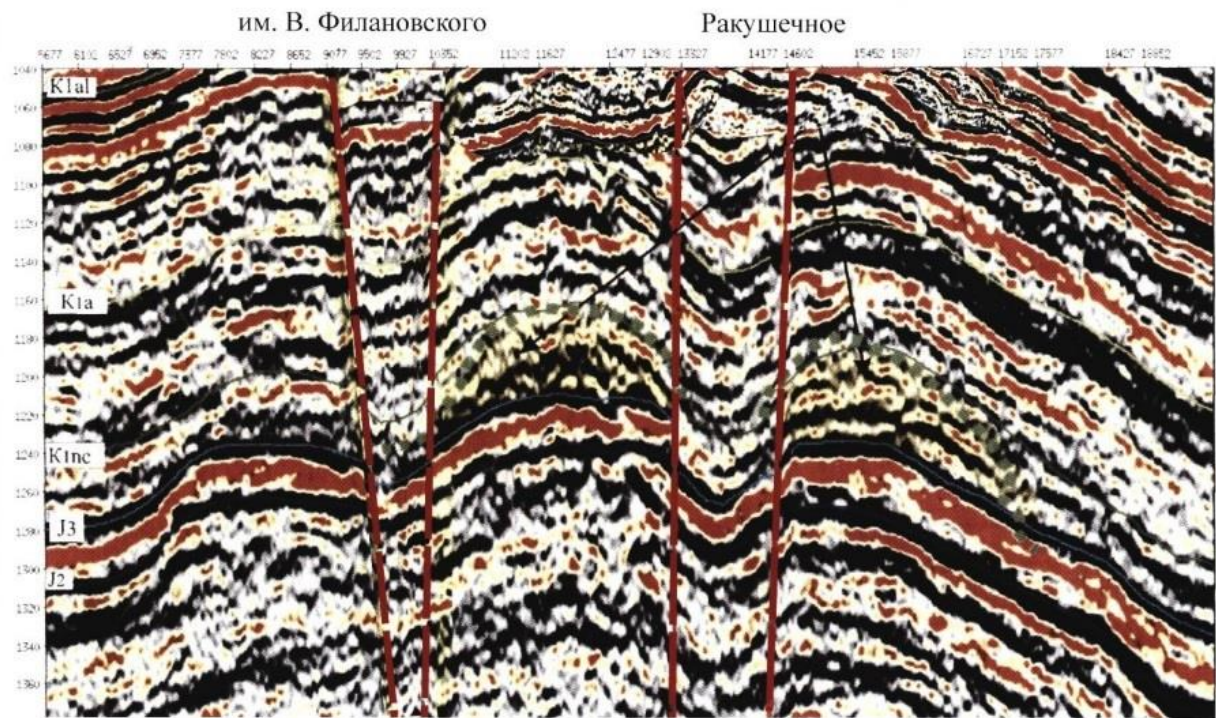


Рисунок 1.4 Фрагмент временного разреза по профилю RK0013

Поскольку на северном склоне рассматриваемого месторождения продольный сброс выделен впервые, в условиях низкой изученности территории выполнен структурно-тектонический анализ методом аналогии сначала с сопредельными, затем вообще с подобными структурами с продолжительной историей поисков и разведки (разработки) в пределах кряжа Карпинского. Из анализа истории поисков и разведки привлекаемых месторождений следует, что структуры, подготовленные сейсмическими методами исследований с низким разрешением, вводились в бурение в пликативном (безразмерном) варианте. После разбуривания таких месторождений и привлечения современных методов сейсморазведки обнаруживалось их существенно более сложное тектоническое строение. Главной их особенностью явилось наличие реально наблюдаемых протяженных, линейных, секущих сводовые части структур, сближенных субширотных нарушений и оперяющих сбросов различного простирания. В одних и тех же структурных условиях находятся разбуренные месторождения: Тенгутинское, Олейниковское, Межевое, Промысловское, Тюбеджик, имеющие сходный разломно-блоковый характер строения залежей. На указанных и морских структурах по мере увеличения в их пределах плотности сейсмических исследований и бурения скважин геологические модули уточняются и приближаются к реальным моделям месторождений на суше. Вводимые в бурение как пликативные безразломные структуры при дальнейшем разбуривании приобретали разломно-блоковый характер строения. Совокупность ортогонально ориентированных

(продольных и поперечных) нарушений создает общую для рассмотренных месторождений особенность их строения – разломно-блоковую модель. Идентичность строения локализованных структур всей рассматриваемой территории свидетельствует о единых природе и механизме образования складчатых и дизъюнктивных дислокаций.

Сбросы на месторождении формировались в процессе седиментации. Центральный блок на протяжении всей меловой истории развития находился преимущественно в приподнятом состоянии. Отсюда весь разрез представлен песчано-алевролитовыми породами различной степени консолидированности. В опущенных блоках преобладали прибрежно-морские условия седиментации. В результате в разрезе наблюдаются повышенная глинистость, резкое уменьшение числа песчаных прослоев и их толщины, различная толщина отложений стратиграфических подразделений в смежных блоках (разрез отложений по неокому оказался сокращенным почти в 2 раза).

Все блоки изолированы с трех сторон. Предполагается, что продуктивные пласты на пологом южном склоне каждого блока не осложнены разрывной тектоникой и таким образом открыты для мигрирующих с юга УВ. Ввиду наличия тектонических экранов в продуктивных пластах структуры сформировались залежи нефти в ловушках структурно-тектонического типа [1].

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Четвертичная система, плейстоцен, неоплейстоцен. Верхняя, придонная часть разреза (1,2 м) сложена новокаспийскими грунтами, представленными песками с раковинным детритом и суглинисто-глинистым илом. До глубины 1,9 м прослеживается текучая супесь мангышлакского комплекса. Ниже залегают верхнеплейстоценовые отложения, сложенные хвалынскими образованиями. В верхней части разреза залегают глины серые, алевритовые, мягкие аморфные, разуплотненные, встречаются следы фрагментов раковин моллюсков. Ниже залегают песчаник коричневатого-серый, мелкозернистый, полимиктовый, слабосцементированный на глинистом цементе. Песок коричневатого-серый мелкозернистый, полимиктовый. Известняк светло-серый мелкокристаллический, песчанистый, средней крепости.

Четвертичная система, верхний эоплейстоцен, апшеронский регионарус. Переслаивание известняков, глин, песков (песчаников). Известняк светло-серый мелкокристаллический, песчанистый, средней крепости. Глина серая реже коричневая, аморфная, мягкая, местами плотная, слоистая, алевритистая. Песок полимиктовый преимущественно кварцевый, прозрачный, хорошо отсортированный, полуокатанный,

полуугловатый, преимущественно среднезернистый редко до крупнозернистого хорошо окатанного.

Неогеновая система, верхний отдел (плиоцен), акчагыльский регионарус. Разрез представлен толщей глинистых пород. Кровля пласта представлена серой глиной, слабоизвестковистой, алевроитовой, мягкой и пластичной, следы раковин моллюсков, выполненные кальцитом. В средней части данный горизонт представлен светло-серыми, серыми глинами, слабоизвестковистыми, мягкими, пластичными, с редкими включениями пирита, так же встречаются следы раковин моллюсков, выполненные кальцитом.

В подошве залегают глины серые, светло-серые, известковистые, слабоалевритистые, мягкие, пластичные Палеогеновая система, верхний отдел (олигоцен), майкопская свита. Разрез представлен глинами. Глина светло-серая, серая местами известковистая, мягкая, пластичная, сланцеватая, блочная. Средний+нижний отделы (эоцен+палеоцен). Интервал сложен мергелем с пропластками известняка и глины.

Кровля представлена глиной светло-серой, серой, местами известковистой, мягкой, пластичной, блочной, сланцеватой. В подошве залегают известняки белые, серовато-белые, скрытокристаллические, редко микрокристаллические, умеренно твердые до твердого. Мергели коричневые, умеренно твердые, мелкокристаллические, землистые.

Меловая система, верхний отдел, маастрихский-сеноманский ярус. Разрез сложен в основном известняками с прослоями мергелей, глин и алевролитов. Известняки белые, сероватобелые, скрытокристаллические, редко микрокристаллические, умеренно твердые до твердого, с редкими включениями пирита. Мергели светло-серые, доломитовые, скрытокристаллические, мягкие до умеренно твердого. Глины светло-серые, серые, местами известковистые, мягкие, пластичные. Алевролиты серые мелкозернистые, на карбонатно-глинистом цементе.

Меловая система, нижний отдел, альбский ярус. Интервал сложен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. В основании и в кровле яруса залегают глины темно-серые до черных, местами алевроитистые, слабо известковистые, от мягких пластичных до более уплотненных пластичных. Песчаники темно-серые полимиктовые, мелкозернистые от средней до слабой крепости, на карбонатно-глинистом цементе. Алевролиты серые полимиктовые, среднезернистые, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе.

Меловая система, нижний отдел, аптский ярус. Интервал представлен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. В основании и в кровле яруса залегают глины темно-серые до черных, местами алевроитистые, слабо известковистые, от мягкопластичных до более уплотненных.

Алевролиты серые полимиктовые, среднезернистые, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе. Песчаники темно-серые полимиктовые, очень мелкозернистые, мелкозернистые, местами сильно заглинизированные от средней до слабой крепости, на карбонатно-глинистом цементе.

Меловая система, нижний отдел, неокомский надъярус. Интервал, в основном, сложен песчаниками. В средней части разреза отмечаются прослой глины. Песчаники серые, темно-серые с буроватым оттенком, мелко- и разнозернистые, алевритистые, полимиктовые, слабощементированные, пористые. Цемент карбонатно-глинистый, местами присутствуют редкие включения смол. Глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, алевритистые [2].

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

На месторождении установлены четыре залежи в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях: келловейская нефтегазоконденсатная (только в восточном блоке), неокомская нефтегазовая, аптская нефтегазоконденсатная и альбская газоконденсатная. Основная доля запасов нефти месторождения приходится на неокомскую залежь в центральном блоке.

В пределах Среднего и Северного Каспия формирование залежей на месторождениях происходило непрерывно, начиная с позднемеловой эпохи. Результаты изучения литогенетических, палеотектонических и других геологических критериев, биомаркеров УВ по морским скважинам, поддержанных геохимическими свидетельствами по физико-химическим свойствам, компонентному и микроэлементному составу нефтей, конденсатов и битумоидов, распределению n-алканов и изопреноидов, позволяют назвать в качестве основного источника УВ флюидов нижнесреднеюрские терригенно-карбонатные отложения.

На генетическом уровне суммарный эффект генерации УВ делится на два укрупненных этапа формирования залежей УВ за счет юрской зоны (источника) их генерации (Терско-Каспийский прогиб): первый – нефтегазовая история (формирование залежей) и второй – газоконденсатная (переформирование залежей) (рис 1.5). При этом на каждом этапе месторождение оставалось транзитной зоной для УВ в общей генерационно-аккумуляционной системе, но со своими особенностями формирования и перераспределения нефти и газа в залежах.

На первом этапе в результате полной реализации в зоне генерации (ГЗН) нефтематеринской части потенциала ОВ на многочисленных путях миграции в широком стратиграфическом диапазоне юрских отложений формировались как в зоне генерации, таких и на путях миграции УВ. В составе последних значительную долю составляли

газообразные УВ, что способствовало высокой подвижности нефти и ее продвижению на значительные расстояния. Широотно-Ракушечная зона поднятий стала естественным препятствием и крупной зоной нефтегазосбора на пути миграции УВ. На данном этапе в пределах рассматриваемого месторождения нефтяные залежи сформировались в песчаниках и алевролитах келловейского (восточный блок), неокомского и, возможно, аптского возраста.

На втором этапе юрские материнские отложения в зоне генерации вышли в главную (категенетическую) зону газообразования (ГЗГ) в неоген-четвертичное время и по настоящее время продолжают находиться в жестких термобарических условиях (градации катагенеза МК¹₄ – АК¹₂). Наблюдающиеся закономерности в углеводородных составах экстрактов пород и флюидов, а также их зрелости, позволяют судить о наличии или отсутствии генетической связи между ними, а также уточнить путь миграции и характер перераспределения УВ в пределах месторождения. Условия формирования залежей УВ рассматриваются ниже на трех участках миграционного пути: 1 – от зоны генерации до месторождения; 2 – от места поступления и перераспределения в пределах месторождения; 3 – трассирование (прогнозирование) его дальнейшего пути.

В пределах самого месторождения и его окружения отсутствуют условия для реализации собственного УВ потенциала условия для реализации собственного УВ потенциала юрско-меловых пород как в прошлом, так и в настоящее время. С одной стороны, повышение содержание ОВ (выше кларковых значений). С другой стороны, незначительные толщины материнских пород, низкие пластовые температуры (40-50 °С) и низкая степень преобразованности ОВ (ПК¹₁ – ПК¹₃). Указанный катагенетический диапазон существенно выше ГЗН, а тем более ГЗГ, и указывает, с одной стороны, на невозможность образования нефти и газа на месте их нахождения, а с другой – на то, что установленные залежи сформировались за счет поступивших УВ на путях дальней миграции от зон генерации. Об этом свидетельствуют и показатели зрелости нефтей. Состав и свойства, поступающих в пределы месторождения нефтяных и газоконденсатных УВ указывает на то, что они образовались в жестких термобарических условиях (градациям МК₂– МК₃ для нефти и МК₄– АК₁ для газа). Это условия залегания ниже- и среднеюрских материнских отложений в Терско-Каспийском прогибе и прилегающего с севера платформенного склона на двух генерационных этапах: первый – при прохождении ГЗН, второй – ГЗГ.

По мере вовлечения нижней части юрских отложений в ГЗГ Терско-Каспийский прогиба и прилегающих территорий, ОВ независимо от генетического типа генерируют только УВГ. Это предопределило преимущественную газоносность всего разреза осадков,

залегающих над очагом интенсивного газообразования. Формирование залежей газа происходит как в зоне генерации (где по определению все ловушки заполнены УВГ до предела), так и на транзитных путях миграции по ступенчатой латерально-вертикальной схеме (промышленные залежи формируются только по трассе миграции по ступенчатой латерально-вертикальной схеме (промышленные залежи формируются только по трассе миграционного пути) (рис.1.5 А). Образующиеся УВГ (включая конденсатную составляющую), используя уже проторенные на первом этапе пути миграции, частично растворили в себе нефть ранней генерации в различных соотношениях, создавая мультисистемы с повышенными миграционными свойствами.

Большая часть нефти под влиянием напора избыточных УВГ была оттеснена из многочисленных ловушек за пределы очага газогенерации к бортам прогиба по восстанию пластов в северные и северо-западные районы (морская часть вала Карпинского, Прикумско-Тюленевская система поднятий). Этому в немалой степени способствовали: существенная разница в градиентах пластовых давлений в зоне генерации (АВПД) и накопления (гидростатические давления) УВ; значительная крутизна залегания на отдельных участках пластов-коллекторов и то обстоятельство, что выталкивающим агентом являются обладающие максимальной активностью струйные потоки УВГ.

При этом значительная часть нефти осталась «размазанной» или замещенной (отрезанной от современных путей миграции) в тупиковых ловушках (например, крупные скопления нефти в кимериджских отложениях на Хвалынском месторождении, нефтяные скопления в неокомских и аптских отложениях Западно-Ракушечного месторождения) на путях миграции в пластах-коллекторах юрского и мелового возраста.

Особое значение при перемещении УВГ принадлежит системам последовательно воздымающихся поднятий, выступов, валов, образующих структурные гребни, играющие роль своеобразных «транспортных коммуникаций» при региональной струйной миграции УВ из зон генерации. Путей ближней и дальней миграции, питаемых юрской зоной их генерации, может быть значительное множество. Нефтяные залежи, сформировавшиеся на первом этапе, пополняются, а затем и полностью замещаются продуктами последующих этапов генерации, а затем на ближних («170 км» и Хвалынское месторождение) путях миграции (рис 1.5 А, Б) [1].

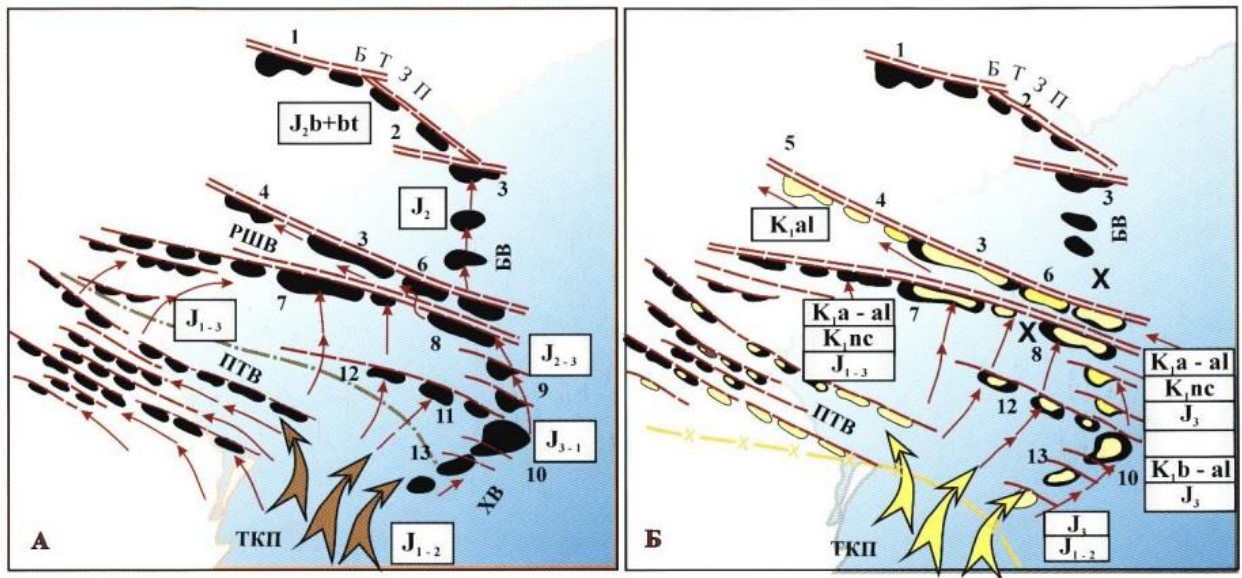


Рисунок 1.5 Схема миграционных потоков УВ на первом нефтяном (А) и втором газоконденсатном (Б) этапах формирования и размещения залежей УВ в пределах Среднего и Северного Каспия: 1 – направление миграции УВ; 2 – залежи: а – нефтяные, б – газонефтяные; в – газоконденсатные; 3 – индексы пластов, по которым осуществляется миграция; 4 – линия берега Каспийского моря; 5 – вертикальные перетоки УВ; 6 – внешняя граница главных зон нефти- (А-палео) и газо- (Б-современная) образования; 7 – препятствие на пути миграции УВ; 8 – разрывные нарушения Бешкульско-Тинакской зоны поднятия (БТЗП); БВ - Белинский выступ; РШВ – Ракушечно-Шпротный вал; ПТВ – Прикумско-Тюльсневский вал; ХВ – Хвалынский вал; ТКП – Терско-Каспийский прогиб; месторождения и площади: 1 – Бешкульское, 2 - Тинакское, 3 – Ракушечное, 4 – Зап.Ракушечное, 5 – Промысловское, 6 – Восточно-Ракушечная, 7 – им. В. Филановского, 8 – им. Ю. Корчагина, 9 – Южная, 10 – Хвалынское, 11 – Сарматское, 13 – 170 км.

1.5 Запасы нефти, газа, коэффициент извлечения нефти

Месторождение отличается уникальной геологией: высокая проницаемость коллектора позволяет достигать рекордных начальных дебитов. Нефть месторождения отличается высоким качеством и относится к категории легкой малосернистой.

По результатам проведенных гидродинамических исследований в скважинах установлено, что терригенные коллекторы месторождения неоднородны по площади и разрезу, а также по характеру насыщения: неокомские песчаники характеризуются как высоко продуктивный нефтенасыщенный коллектор (коэффициент продуктивности 5208,5 -1399,3 м³/сут • МПа; коэффициент проницаемости 4,1-1,0 мкм²).

Максимальные значения дебита нефти составляют 1020 - 845,5 м³/сут; аптские, альбские и келловейские песчано - глинистые коллектора содержат пласты средней и

низкой проницаемости с двухфазным насыщением (нефть+газ в районе скв. 4Р, 6Р) и однофазном (нефть в скв 6Р, газ, в районе скв 2Р).

По данным дифференциального разгазирования пластовых проб параметры по нефти имеют значения: для неокомской залежи плотность- 0,813 г/см³, газосодержание- 132 м³/т и пересчетный коэффициент- 0,758; для залежи аптского возраста плотность нефти - 0,825 г/см³, газосодержание -109,6 м³/т, пересчетный коэффициент- 0,788.

Нефть месторождения малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая с выходом легких фракций (до 350 °С) - 60,9 мас. %.

Основная доля запасов нефти промышленного значения приходится на нефтяную залежь неокомского возраста.

В целом по месторождению за весь период эксплуатации отобрано 1186,2 тыс.т нефти, 1425,1 тыс.т жидкости и 1408,1 млн.м³ газа, в том числе растворенного 133,8 млн.м³, прорывного 1274,3 млн.м³. На конец 2012 года (декабрь) газовый фактор составляет 950 м³/т, обводненность продукции 13,7% при среднегодовых значениях 1105 м³/т и 17,9%. Снижение этих показателей обусловлено вводом новых скважин.

Начальные извлекаемые запасы нефти 28669 тыс.т. выработаны на 4,1%. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,014. Запасы газа газовых шапок залежей неокома и волжского, составляющие 32,4 млрд.м³, выработаны на 4,2%. На месторождении осуществляется постоянный мониторинг разработки, выполняется программа исследовательских работ [1].

Запасы нефти составляют 220 млн тонн, а газа - 40 млрд м³.

Проектная добыча нефти предполагалась 8 млн т/год, ныне - 6 млн т/год.

2. Нефтедобыча как источник воздействия на окружающую среду

Экологические последствия значительны на протяжении всего процесса разработки нефти. Каждый шаг процесса (разведка, бурение и на шельфе, переработки, трубопроводов и других видов транспорта) представляют серьезную опасность для экологии и здоровья населения. Деятельность по добыче и транспортировке нефти приводит и к другим значительным экологическим последствиям. Особенно опасны экологические катастрофы на море. Поскольку нефть легче воды, она растекается по воде тонкой пленкой на значительную площадь. Разливы нефти сопровождаются массовой гибелью морских млекопитающих, птиц, рептилий. Наносится ущерб рыбному промыслу. Залитые нефтью пляжи отпугивают туристов и наносят вред прибрежной экосистеме, часто непоправимый.

Район Северного Каспия является уникальным в экологическом отношении. В нем сосредоточены богатейшие запасы биоресурсов и располагаются особо охраняемые территории. Месторождение находится в заповедной зоне.

Типовыми технологическими сооружениями нефтегазовых месторождений, оказывающими воздействие на окружающую среду, являются: эксплуатационные и нагнетательные скважины, дожимные насосные станции с установками предварительного сброса пластовой воды, центральный пункт сбора нефти, трубопроводы, по которым осуществляется транспорт продукции скважин, кустовые насосные станции, водоводы высокого и низкого давления, газопроводы попутного газа, линии электропередач и связи, дороги и другие сооружения.

Технологические объекты разработки месторождения оказывают влияние на все элементы природной среды: атмосферу, гидросферу, почву, грунты, растительность и животный мир.

Основными источниками выбросов в атмосферу являются: скважины, технологические установки, резервуары нефти; факельное сжигание, выпуск и продувка газа, выжигание разлитой нефти; работа двигателей внутреннего сгорания; пыль, поднимаемая летом транспортными средствами; утечки газа и испарение легких углеводородов.

В атмосферу могут попадать углекислый газ, окись углерода, окислы азота, сернистые соединения, метан, метанол, летучие компоненты деэмульгаторов и ингибиторов коррозии, сажа и др. Основными источниками загрязнения водоемов являются: пластовые воды; буровые растворы и жидкости для ремонта скважин; технические и сточные воды, включая бытовые.

Земляные работы могут сильно изменить существующую систему стока, а это, в свою очередь, может привести к изменениям в растительном покрове и живой природе. Технологические процессы на промысле могут быть источником загрязнения водоемов.

2.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Основное воздействие на состояние воздушного бассейна ожидается в результате привнесения загрязняющих веществ в атмосферу установками бурения, разведочными и эксплуатационными скважинами, установками сбора и подготовки газа, газо- и трубопроводами, компрессорами, газоперекачивающими агрегатами, технологическими печами, энергетическими установками/газогенераторами, дизельными установками и т.д.

За период с 2012 по 2016 год среднегодовой объем выбросов загрязняющих веществ в прикаспийском регионе России составил 489 тыс.т, из них доля Республики Дагестан составила 47,6%, Астраханской области — 44,8%, а Республики Калмыкия — 7,6% (Государственные доклады, 2012–2016). В Астраханской области преобладают выбросы из стационарных источников. Их вклад в выбросы составляет 57,4%. Основным источником выбросов здесь является Астраханский газоперерабатывающий завод (Государственные доклады, 2012–2016) [3].

Фоновое содержание загрязняющих веществ над акваторией Северного Каспия определено на основании данных Астраханского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и приведено в табл. 2.1

Таблица 2.1.

Характеристика существующего загрязнения атмосферы

Загрязняющее вещество	Ед. измерения	Значения фоновых концентраций
Оксид углерода	мг/м	0
Диоксид азота	мкг/м	0
Взвешенные вещества	мкг/м	0
Диоксид серы	мкг/м	0
Оксид азота	мкг/м	0

Степень загрязнения атмосферы примесью оценивается при сравнении концентрации примесей с ПДК (ГН 2.1.6.1338-03).

Перечень веществ, содержащихся в выбросах в атмосферу при добыче и транспортировке нефти, соответствующие санитарно-гигиенические нормативы и валовые выбросы загрязняющих веществ приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2.

Перечень веществ, поступающих в атмосферу при добыче и транспортировке нефти

Вещество		Критерий	Значение критерия, мг/м ³	Выброс вещества, т/период
Код	Наименование			
0301	Азота диоксид	ПДК м/р	0,2	0,949
0304	Азота оксид	ПДК м/р	0,4	0,154
0328	Углерод (сажа)	ПДК м/р	0,15	0,075
0330	Сера диоксид	ПДК м/р	0,5	0,132
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5	0,852
0703	Бенз/а/пирен	ПДК с/с	1,00Е-06	0,000002
1325	Формальдегид	ПДК м/р	0,05	0,016
2732	Керосин	ОБУВ	1,2	0,328

Анализ валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу показывает: более 86% валового выброса создается выбросами веществ 3 и 4 классов опасности.

Выбросы веществ 1 класса опасности – менее 0,0001%, 2 класса опасности – 0,39%; более 83% валового выброса составляют выбросы общепромышленных загрязнителей – азота диоксида, азота оксида, углерода оксида, серы диоксида.

2.2 Оценка воздействия на водный объект

Основными источниками загрязняющих веществ, поступающих на акваторию Каспийского моря, считаются речной сток, судоходство и промышленные и бытовые стоки с прибрежных территорий (Афанасьева, Коршенко, 1992; Государственный доклад, 2008-2010; Немировская, Бреховских, 2008; Проблемы качества вод..., 2013; Устьевая область..., 1998; Dumont, 1998). Считается, что около 50% УВ поступает с речным стоком, 35% - с промышленными сбросами с территорий и 5% приходится на неаварийные потери нефти при всех операциях ее добычи и транспортировки (КЭП, 2002). По другим оценкам (Чичерина и др., 2004), с поверхностным стоком с прибрежных территорий Каспийское море получает по 70-90 тыс. т нефтяных углеводородов ежегодно [4].

Воздействие на состояние морских вод при проведении работ по добыче и транспортировке нефти заключается в возможном изменении гидрохимического режима в пределах акватории участка производственных работ.

В незагрязненных нефтепродуктами водных объектах концентрация естественных УВ может колебаться в морских водах от 10 до 100 мкг/л и выше. Содержание естественных УВ определяется трофическим статусом водоема и в значительной мере зависит от биологической ситуации в водоеме (Никаноров, Страдомская, 2008). Согласно данным (Немировская, 2005), даже в прибрежных районах российских морей, наиболее подверженных загрязнению, концентрации растворенных УВ, превышающие 50 мкг/л (ПДК – предельно допустимая концентрация для нефтяных алифатических углеводородов) встречаются довольно редко. Северная часть Каспийского моря относится к прибрежным

районам с высоким уровнем содержания УВ: средние концентрации УВ в воде составляют 70–200 мкг/л, максимальные – 250–1540 мкг/л (Лебедева, 2001).

В период 1998–2003 гг. в пробах воды, отобранных в северозападной части Каспийского моря, концентрация нефтяных углеводородов изменялась в пределах: в поверхностном слое – от следовых количеств до 427 мкг/л при средней 41,3 мкг/л; в придонном слое – от следовых количеств до 371 мкг/л при средней 34,2 мкг/л (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Статистические параметры распределения концентраций ОВ и УВ в воде северо-западной части Каспийского моря, 1998–2003 гг.

Вещество	Среднее		СКО		Диапазон	
	пов	Дно	пов	дно	пов	дно
ОВ, мг/л	9,99	9,63	3,63	2,73	0,94-26,26	1,42-20,44
УВ, мкг/л	41,3	34,2	64,6	56,5	след-427	след-371
% УВ от ОВ	0,59	0,41	-	-	0-19,6	0-4,0

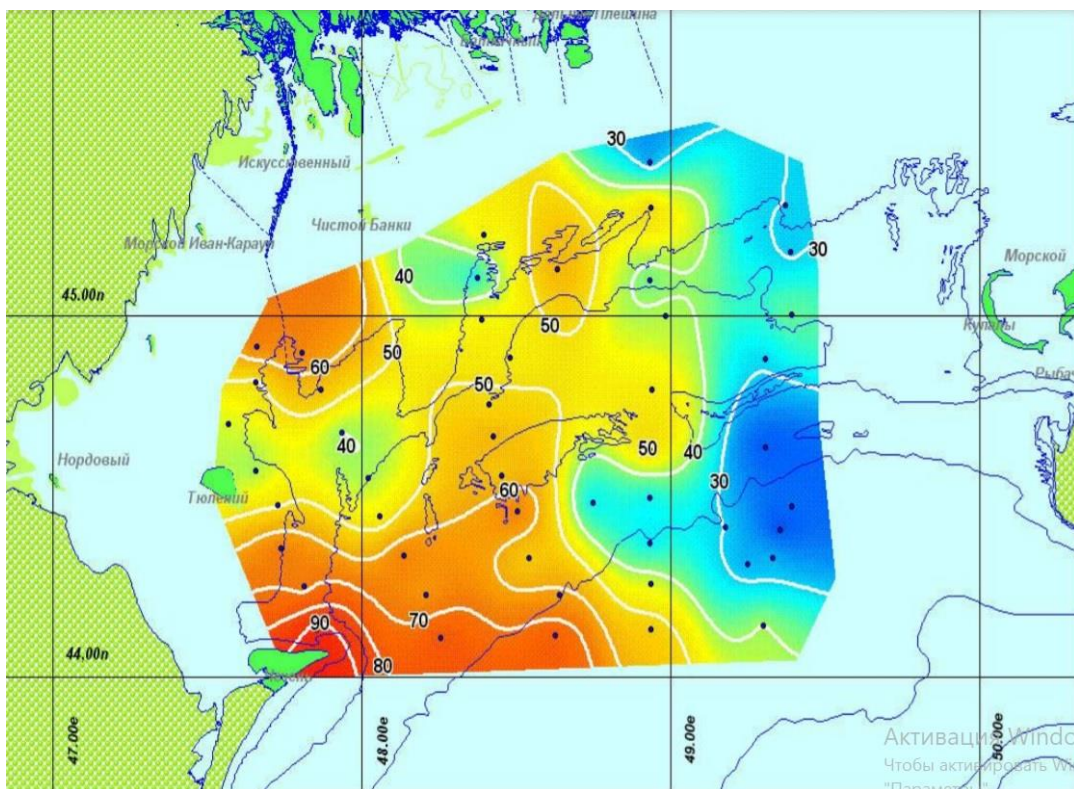
В среднем, содержание УВ не превышало ПДК для рыбохозяйственных водоемов (50 мкг/л), хотя в отдельные съемки и на некоторых станциях их концентрации достигали 4 ПДК и выше.

Количество УВ составляло в среднем около 0,5% от общего содержания в воде органического вещества, варьируя от 0 до 19,6% в поверхностном слое, и от 0 до 4% – в придонном (табл. 2.3). Такой довольно высокий процент УВ может быть признаком свежего нефтяного загрязнения, хотя в литературе отмечаются случаи, когда в местах скопления водорослей или в период их цветения наблюдается увеличение количества УВ, приводящее к имитации загрязнения морской воды нефтью (Кленкин и др., 2010).

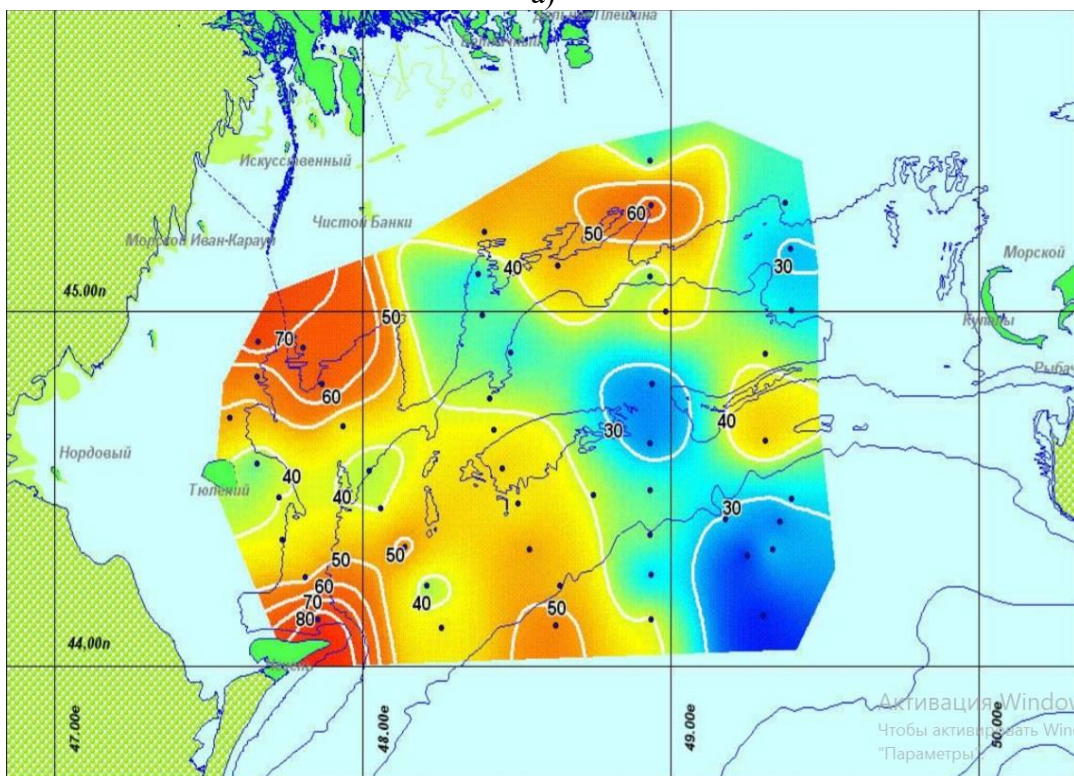
Подобное явление существования зон мелко- и крупномасштабных флуктуаций, превышающих фоновые значения более чем в пять–шесть раз, имеет место быть (Немировская, 2008).

Воды Северного Каспия, отличающегося повышенной биопродуктивностью, поступает значительное количество автохтонной органики. Величины первичной продукции здесь в среднем составляют 1,16–3,38 гСО₂/м² в сутки в зависимости от сезона года, и баланс ОВ практически всегда положителен (Экологические мониторинговые исследования..., 2007).

Как правило, повышенные концентрации УВ отмечались в северной и западной части исследуемой акватории, прилегающим к мелководным распресненным водам и так называемой «волжской струе» – продолжению Волго-Каспийского канала в глубоководной зоне Северного Каспия (рис. 2.1).



а)



б)

Рисунок 2.1 Пространственное распределение содержания УВ в воде (мкг/л), осредненного за период 1998-2003 г. (а – поверхностный слой, б – придонный)

Такое распределение указывает на устойчивое поступление значительной части УВ с волжским стоком. Этому способствуют и преобладающие ветровые и стоковые течения, характерные для северной части моря.

В 2012-2014 гг. концентрации ОВ в воде не определялись, а содержание УВ менялось от следов до 220 мкг/л в поверхностном слое и до 240 мкг/л в придонном, в среднем превышая ПДК в 1,2 р. (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Статистические параметры распределения концентраций УВ в воде северозападной части Каспийского моря, 2012–2014 гг.

Вещество	Средне		СКО		Диапазон	
	пов	дно	пов	дно	пов	дно
УВ, мкг/л	61,5	59	38,5	40,8	след-220	след-240

В поверхностном слое воды максимум содержания УВ в среднем за период 2012-2014 гг. отмечался в мелководной зоне устьевого взморья Волги, повторяя тенденции, выявленные в 1998-2003 гг., что характеризует поступление УВ в море с речным стоком (рис. 2.2). Однако в придонном горизонте максимальные концентрации в основном отмечались на восточной границе российского и казахстанского секторов недропользования, что может свидетельствовать о трансграничном загрязнении вод. Кроме того, повышенные величины концентраций УВ были характерны для прибрежных вод Дагестанского побережья, вблизи Махачкалы и устьев Терека и Сулака (рис. 2.2).

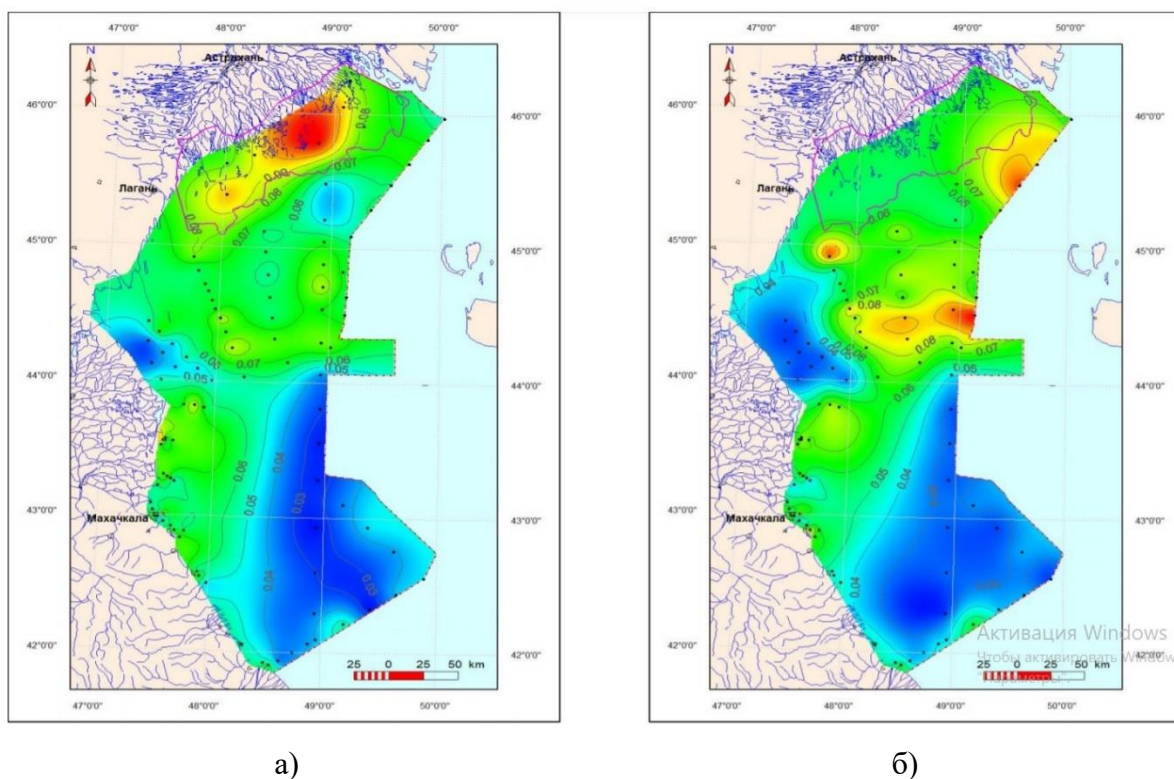


Рисунок 2.2 Пространственное распределение содержания УВ в воде (мкг/л), осредненного за период 2012-2014 г. (а – поверхностный слой, б – придонный)

В целом, содержание УВ в водах Северного Каспия в 1998–2014 гг. соответствует уровню средне-загрязненных акваторий.

2.3 Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водного объекта

С целью обеспечения рационального использования морских вод и охраны их от загрязнения предусмотрены следующие требования:

1. конструкции морских буровых установок типа СПБУ, ПБУ, МСП, судов, плавтехнических средств, установленное на них оборудование, должны отвечать Правилам Регистра морского судоходства, разработанного на основании технических требований Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов 1973 г.;
2. корпуса судов, СПБУ, ПБУ и МСП должны быть покрыты современными сертифицированными антикоррозионными материалами;
3. шумы и вибрация от всех видов судов обеспечения и судов специального назначения не должны превышать предельно допустимых значений, установленных Санитарными правилами для морских судов;
4. должны применяться специализированные суда, оснащенные сертифицированным оборудованием и пневмоисточниками с безопасными параметрами для ихтиофауны;
5. строительное оборудование судов специального назначения должно комплектоваться приспособлениями для снижения уровня шума и вибрации, предусматривая (где это технологически возможно) использование гидравлического привода вместо пневматического;
6. для буровых механизмов на СПБУ, ПБУ и МСП должно быть предусмотрено использование электрического привода;
7. запрещается использовать взрывные источники сейсмических волн и пневмоисточники с параметрами, оказывающими вредное воздействие на ихтиофауну;
8. работы, связанные с выемкой и перемещением грунтов допускаются в исключительных случаях по специальному разрешению, выданному природоохранными органами и при условии размещения грунта на суше;
9. запрещается монтаж и демонтаж гидротехнических сооружений по технологиям, не обеспечивающим сбор всех видов загрязняющих веществ и приводящих к повышению мутности морской воды выше величин, наблюдающихся при среднем волнении моря (3-4 балла);
10. запрещается срезка опорных блоков и обсадных колонн скважин выше уровня дна моря и без замены в них глинистого раствора на воду;
11. забор воды из моря допускается только при условии оснащения водозаборных сооружений рыбозащитными устройствами с эффективностью не менее 70% для

- молоди рыб размером от 12 мм. На напорных линиях водоводов должны быть установлены технические устройства для непрерывного контроля за эффективностью работы РЗУ;
12. выбросы в атмосферу должны быть ограниченными и подлежать контролю в соответствии с общепринятыми принципами и методами международной нефтегазовой промышленности;
 13. запрещается сжигание попутных газов на факелах при промышленной добыче нефти за исключением сброса газа с предохранительных клапанов;
 14. СПБУ необходимо комплектовать двигателями внутреннего сгорания нового поколения, отвечающим требованиям Международной Морской Организации (ММО) по граничным значениям выхлопов угарных газов;
 15. двигатели внутреннего сгорания всех плавающих средств должны соответствовать Правилам Регистра морского судоходства;
 16. энергоустановки (приводы электрических генераторов) на МСП должны комплектоваться двигателями внутреннего сгорания или турбинами двойного топлива (дизельное топливо-газ);
 17. запрещается строительство вне существующих промышленных зон складов горюче-смазочных материалов, станций техобслуживания транспортных средств и размещение промышленных и бытовых отходов, токсичных и других вредных и загрязняющих веществ в прилегающей береговой полосе в зоне влияния нагонных вод, на подтапливаемой территории и островах.

2.4 Оценка воздействия объекта на геологическую среду

Объектом воздействия геологической среды при разливах нефти могут являться современные отложения (отложения на побережье, пляжах и морском дне) и четвертичные образования (скальные породы). Глубинные геологические структуры при разливах нефти затрагиваться не будут. Какое-либо воздействие на отложения, консервативно, глубже 0,2 м от поверхности рельефа будет отсутствовать.

Опасности, которые могут возникнуть по отношению к современным отложениям, при разливах нефти характеризуются геохимическим видом воздействия (привнос загрязняющих веществ). В связи с изменчивостью нефтяного загрязнения со временем, следует проанализировать возможные остаточные последствия.

2.5 Оценка воздействия на окружающую среду при аварийных ситуациях

Оценка воздействия на атмосферный воздух и морскую среду при аварийной ситуации при осуществлении планируемых работ. Виды сырой нефти различного происхождения широко отличаются по своим физическим и химическим свойствам, в то время как многие продукты нефтепереработки имеют четко определенные характеристики вне зависимости оттого, из какого вида сырой нефти они были получены. Нефть средних и тяжелых фракций, которая в своем составе содержит различное количество остаточных продуктов нефтепереработки, смешанная с нефтепродуктами легких фракций, также широко различается по своим свойствам.

Моделирование аварийного разлива нефти выполнено в Плане ЛРН (План предупреждения..., 2019г), основные результаты моделирования приведены в Разделе 2 настоящего тома.

В материалах Плана ЛРН рассмотрены 4 основных сценариев РН, вызванного разливом нефти объемом 835,0 – 2170,87 м³, при различных направлениях и скорости ветра, наличия/отсутствия льда в акватории, наличия/отсутствия боновых заграждений.

Выбранные сценарии отражают наиболее опасные последствия разливов нефти и характеризуют потенциальные масштабы разливов нефти, степень их негативного влияния на объекты окружающей среды.

К наиболее опасным сценариям РН следует отнести аварии с выбросом максимального объема нефти, в результате которого будет нанесен наибольший вред окружающей среде.

Основные результаты моделирования характеристик разлива показали, что (среднее/максимальное значение):

- площадь нефтяного поля: через 4 ч после разлива составит 0,347/0,650 км², через 8 ч – 0,449/0,856 км²;
- толщина пленки: через 4 ч – 4,9/8,7 мм, через 8 ч – 4,5/21,8 мм;
- испарится: через 4 ч – 173,0/375,1 т, через 8 ч – 235,4/436,4 т;
- диспергировано: через 4 ч – 4,7/6,6 т, через 8 ч – 6,7/9,7 т;
- оставшееся количество нефти на поверхности моря: через 4 ч – 1449,4/1706,8 т, через 8 ч – 1351,7/1628,5 т.

Как показывают результаты моделирования по объектам-аналогам, а также данные прямых наблюдений в самых разных условиях и ситуациях, в первых часах разлива основная часть диспергированной в толщу нефти концентрируется в основном в верхнем 3-х метровом слое под пятном, в открытых морских водах при длительном распространении пятна может достигать глубин 5–10 м. Характерные уровни содержания углеводородов как

правило варьируются в пределах от 0,01 до 1 мг/г [Koops et al., 2004; French-McCay et al., 2004; Патин, 2008]. В дальнейшем, в результате разбавления и разложения углеводов в водной толще концентрация очень быстро снижается до фоновых значений [Humphrey, 1987] [5].

3. Оценка современного состояния окружающей среды в районе месторождения

3.1 Характеристика климатических и метеорологических условий

Район месторождения им. Филановского относится к зоне континентального климата. В Каспийском регионе взаимодействуют различные системы атмосферной циркуляции, однако, в течение года преобладают ветры восточных румбов (влияние Азиатского максимума). Положение в довольно низких широтах обеспечивает положительный баланс притока тепла, поэтому Каспийское море большую часть года служит источником тепла и влаги для проходящих воздушных масс.

По данным Астраханского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды по метеостанции Лиман (табл. 3.1) средняя годовая температура воздуха в северной части моря – 11-13 °С. Однако в самых северных районах моря средняя январская температура - от –2 до –5 °С, а минимальная при вторжениях арктического воздуха - до –30 °С, что и обуславливает формирование ледяного покрова. Летом над всем рассматриваемым регионом господствуют довольно высокие температуры – 24-28 °С. Таким образом наиболее резким температурным колебаниям подвержен Северный Каспий [6].

Таблица 3.1.

Средне месячные и годовые температуры воздуха по метеостанции Лиман

Год	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Год
2015	-3,3	-1,5	4,0	10,7	18,2	26,7	26,5	24,7	20,8	9,1	5,3	2,3	12,0
2016	-3,2	2,3	5,4	13,7	18,9	23,9	26,2	27,1	17,6	8,3	2,7	-3,6	11,6
2017	-2,5	-3,2	5,0	11,0	18,4	22,3	26,7	26,4	20,2	10,5	5,2	0,9	11,7
2018	-4,5	-1,2	1,8	11,4	20,9	24,1	28,3	23,9	19,2	12,9	2,7	0,0	11,6
2019	-1,3	-0,4	5,3	11,8	20,5	26,6	25,3	23,7	16,8	12,7	2,7	1,6	12,1
2020	0,4	1,8	7,4	10,1	18,8	26,1	28,0	23,5	18,7	13,2	3,4	-3,6	12,3

В районе месторождения в целом за год преобладают ветры юго-восточного направления, повторяемость их в течение года 33,79%. Нагонными являются ветры восточного и юго-восточного направлений. Западный ветер и ветры северных румбов – сгонные. Повторяемость северных ветров 8,84%, северо-западных – 11,24%. Штили наблюдаются редко, повторяемость их не превышает 10%. Штормовые ветра со скоростью 14 м/с и более в году 0,59%.

Скорость ветра над морем в среднем составляет 10 м/с. Среднее число дней составляет 311 за год. Длительность штормов составляет максимум в ноябре и марте до 4 суток. Наиболее сильные ветра дуют с северо-запада (среднегодовая скорость 9,5 м/с) и юго-востока (9,3 м/с).

Сезонный ход влажности воздуха аналогичен ходу его температуры. Относительная влажность воздуха в переходные периоды года составляет 80-85%.

За год, по данным Астраханского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды по метеостанции Лиман (табл. 3.2) выпадает осадков в среднем 245 мм, из них за теплый период 50-100 мм, за холодный – 30-70 мм. Минимум осадков приходится на февраль-март (до 14 мм), максимум на апрель-июль (до 30 мм). Осадки в основном выпадают в виде дождя. Снежный покров на поверхности неравномерный, высота в среднем 1-5 см.

В районе месторождения преобладают жидкие осадки – дождь и морось. Твердые – снег, крупа, снежные зерна – ежегодно наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Повторяемость твердых осадков в октябре-ноябре 14-20%, увеличивается к марту до 40-50%.

Таблица 3.2.

Средне месячные и годовые выпавшие осадки по метеостанции Лиман

Год	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Год
2015	5	2	15	37	60	0,3	10	5	6	5	29	41	216
2016	33	6	28	6	113	29	10	9	29	20	16	20	319
2017	7	13	40	5	10	88	3	0,3	2	27	3	27	226
2018	14	8	19	1	0,3	0,9	2	3	16	12	16	17	110
2019	15	7	1	50	20	31	66	2	24	6	5	5	234
2020	21	3	18	11	15	17	6	25	6	0,4	19	4	144

Годовое количество дней с туманом 123, из них 108 дней приходится на зимний период с ноября по март. Туманы наблюдаются в утренние часы при штиле или слабом ветре. 70-90% туманов имеют продолжительность до 6 часов. Наибольшая продолжительность может достигать трех суток и более [6].

Максимальное количество солнечных дней – 107. С мая по август количество солнечных часов превышает 300 в месяц. Максимальное количество солнечных часов в июне – 343. На летний сезон приходится максимальное количество солнечной радиации, за 1 час суммарное количество составляет 79,8 ккал/см². Среднемесячная суммарная радиация составляет 10,2 ккал/см², максимальная среднемесячная радиация 12,2 ккал/см², минимальная 8,6 ккал/см².

3.2 Гидролого-гидрохимическая характеристика

Своеобразие условий формирования гидрологической структуры вод Каспийского моря определяется его замкнутостью, внутриматериковым положением, большой

меридиональной протяженностью, воздействием речного стока, конфигурацией берегов и рельефом морского дна.

На температурный и солевой режим морских вод влияют температура воздуха и режим волнения (проникновение поверхностных вод в придонные слои). В летние штилевые дни происходит испарение влаги и осолонение поверхностного слоя. В результате возрастает градиент солености и плотности. При слабом ветровом волнении происходит перемешивание водных масс и выравнивание параметров по вертикали. Границы слоя скачка понижаются. Горизонт залегания слоев термоклина зависит от интенсивности ветрового волнения.

Среднегодовая температура поверхностных вод Северного Каспия изменяется от 12-13 °С на севере до 14-15 °С на юге. Северные его районы находятся в зоне континентального климата, южные – в зоне умеренно-теплого. Вследствие мелководности Северного Каспия температура воды вблизи островов Тюлений и Чечень изменяется в широких пределах как в годовом, так и в суточном ходе. Температурный режим каспийских вод формируется главным образом в результате теплообмена между морской водой и атмосферой, что имеет особое значение для мелководий, где изменения температуры в течение года могут достигать 26-28 °С и более.

Для мелководного Северного Каспия характерен большой размах сезонных колебаний температуры воды в поверхностном слое, что объясняется значительным прогревом вод мелководья в весенне-летний период и выхолаживанием их в осенне-зимний. Суша, прилегающая к прибрежному мелководью вдоль западного побережья Северного Каспия, весной и летом также оказывает согревающее, а осенью и зимой – охлаждающее влияние на температуру воды.

В безледный период сезонный ход температуры воды в основном повторяет сезонный ход температуры воздуха. Весенний прогрев и осеннее охлаждение вод начинается с прибрежного мелководья (глубины 0,5-1,0 м), а затем этот процесс постепенно охватывает акваторию мористее, с большими глубинами. К концу лета температура воды в поверхностном слое выравнивается практически по всей акватории Северного Каспия, а затем в прибрежной отмелой зоне она, наоборот, становится ниже, чем в более приглубых районах моря.

В сезонном ходе температуры на поверхности Каспийского моря выделяются три основных периода: осенне-зимний с повышением температуры с севера на юг, весенний с минимумом температуры в западной части Среднего Каспия и летний с интенсивным минимумом у восточного берега Среднего Каспия за счет апвеллинга (подъема вод с глубин 30-50 м к поверхности).

В осенне-зимний период, с октября по март, температура воды в поверхностном слое в целом повышается с севера на юг и с запада на восток. Зимой температура воды по всей толще деятельного слоя, как правило, понижается от декабря к февралю и достигает в январе-феврале 1 °С в северных районах и 0 °С вблизи кромки льда. При этом вертикальные термические градиенты во все толще воды малы благодаря интенсивному развитию процессов зимнего конвективного перемешивания.

Южнее свала глубин (жидкая граница между средней, глубоководной и северной, мелководной частями моря с глубинами 20-30 м) поверхностные воды подстилаются более теплыми средне-каспийскими водами с температурой до 4 °С. В районах, изолированных от открытого моря, при интенсивном ледообразовании или нарастании льда в отсутствие перемешивания возможно переохлаждение воды с температурой ниже точки замерзания.

Для района обустройства месторождения им. В. Филановского в годовом ходе температуры воды минимальные значения отмечаются в январе-марте, а максимальные – в июле-августе.

Среднеголетняя температура воды на поверхности моря составляет 12,7 °С, максимальная около 29,9 °С, минимальная – около минус 0,6 °С. Среднеголетняя температура воды в придонном слое моря составляет 11,7 °С, максимальная – около 26,1 °С, минимальная – около минус 0,49 °С.

В северном Каспии величина прилива-отлива не превышает $\pm 4-7$ см. Подъем воды начинается в конце апреля – начале мая. Спад воды заканчивается в конце июля. Высоких волн на исследуемой акватории нет.

Минимальные значения температуры воды отмечаются в январе-марте, а максимальные – в июле-августе, средняя температура воды на поверхности моря составляет 12,7 °С, максимальная 29,9 °С, минимальная 0,6 °С. Устойчивое ледообразование наступает к началу января месяца. Средняя продолжительность ледового периода – 100 дней.

Каспийское море – солоноватоводный бассейн, соленость которого в 3 раза меньше нормальной солености вод Мирового океана. На границе Северного и Среднего Каспия среднегодовая соленость воды не превышает 13%. Изменения солености Северного Каспия в основном обусловлены колебаниями волжского стока и водообменом со Средним Каспием.

Условной границей между северо-каспийской и поверхностной средне-каспийской водными массами принята соленость 11,5%.

В районе месторождения им. В. Филановского среднегодовая величина солености равна 9,46%. В годовом ходе солености наблюдается минимум в мае (6,5%), на придонном горизонте – в декабре (9,1%). Самая высокая соленость (13,43%) отмечена в ноябре на

поверхностном горизонте, а самая низкая (0,01%) – в апреле-июне и в августе, также на поверхностном горизонте.

Район, расположенный северо-западнее месторождения, более распреснен вследствие близости дельты Волги. Среднемесячные значения солености на поверхности моря находятся здесь в пределах 5,8-10%. В ее годовом ходе имеются два максимума: основной в феврале за счет осолонения в результате ледообразования и дополнительный в июле в результате интенсификации процесса испарения. Минимум солености поверхностных вод, обусловленный распреснением паводковыми водами р. Волга, приходится на май. Вторичный минимум отмечается в октябре.

В районе свала глубин, расположенного южнее структуры, среднемесячные значения солености на поверхности моря возрастают и находятся в пределах 8,5-13,2%. В годовом ходе минимум, также обусловленный речным стоком, приходится на июль, максимум – на декабрь-январь.

Вертикальное распределение солености в Северном Каспии отражает сложный процесс смешения соленых среднекаспийских вод и распресненных речным стоком вод Северного Каспия, на который накладываются эффекты испарения и атмосферных осадков. Существенное влияние на него оказывает также циркуляция вод (компенсационный подток воды из Среднего Каспия, ветровое перемешивание и т.д.).

В районе месторождения им. В. Филановского значения плотности воды достигают максимума в феврале (1069 кг/м³ горизонт пять метров), а минимум несколько сдвигается на июнь-июль (390-165 кг/м³ поверхностный горизонт).

Пространственная изменчивость относительной прозрачности и цветности морской воды по площади исследуемой акватории, определяется происхождением водных масс, а также синоптическими процессами и связанными с ними погодными условиями в период наблюдений.

Определенную роль играет также рельеф дна, характер донных осадков и уровень развития планктонных сообществ. Так во время цветения фитопланктона (май-июнь) прозрачность уменьшается, и вода Северного Каспия приобретает зелёную окраску.

За время весенних наблюдений прозрачность на акватории обследованного района изменялась от 0,5 м до 3,0 м. Цветность морских вод менялась от желтовато-зеленого до желтого.

Осенью прозрачность воды составила от 1 м на мелководных станциях (1-3 м) и до 5 м на станциях с глубиной 8-13 м. Цвет – от желтовато-зеленого до зеленовато-желтого.

Сведения о химическом составе морской воды представлены по результатам наблюдений, выполненных ГНЦ ФГУПП "Южморгеология" в 2015 г. в рамках ежегодных

экологических исследований в районе расположения объектов обустройства месторождения им. В. Филановского. Исследования проводились в два этапа: весенний и осенний [6].

Гидрохимические показатели

Статистические параметры распределения гидрохимических показателей в поверхностной и придонной воде по результатам исследований 2015 г. (весна, осень) сведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3.

Статистические параметры распределения гидрохимических показателей в морской воде

Стат. параметр	pH, ед. pH	Eh, мВ	Температура воды, °С	O ₂ раств.	БПК ₅	H ₂ S	Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	SO ₄ ²⁻	POB	BOB	Карб. щелоч., мг-экв/дм ³
2015 г. весна														
Поверхностный горизонт														
фон	8,60	445	6,7	10,86	0,95	нет	2072	63	502,0	217,3	2047	2,05	4,1	2,5
среднее	8,60	445	6,7	10,86	0,95		2072	63	502,0	217,3	2047	2,05	4,1	2,5
миним.	8,47	322	5,3	9,76	0,05		129	7	42,9	77,1	197	0,79	0,2	1,1
максим.	8,81	504	8,9	12,83	4,05		3903	89	747,3	301,8	3256	2,85	11,4	3,2
Придонный горизонт														
фон	8,57	469	6,5	10,36	0,45	нет	2913	83	676,3	257,9	2763	1,57	3,3	2,8
среднее	8,57	469	6,5	10,36	0,45		2913	83	676,3	257,9	2763	1,57	3,3	2,8
миним.	8,47	393	5,1	9,90	0,07		1482	70	553,0	206,3	2403	0,84	1,2	2,5
максим.	8,63	496	7,5	10,81	0,92		0,08	4113	89	761,2	379,5	3074	2,46	6,7
2015 г. осень														
Поверхностный горизонт														
фон	8,65	451	5,1	12,05	1,50	нет	1719	54	437,6	162,0	1376	1,59	2,1	2,3
среднее	8,65	451	5,1	12,05	1,50		1719	54	437,6	162,0	1376	1,59	2,1	2,3
миним.	8,57	326	3,7	11,48	0,59		23	2	6,4	31,7	32	0,55	0,3	1,4
максим.	8,74	521	6,6	13,25	2,61		3316	94	847,3	252,2	2723	2,51	5,1	3,3
Придонный горизонт														
фон	8,65	477	5,6	11,74	1,34	нет	2629	78	654,4	207,0	1911	1,20	1,5	2,7
среднее	8,65	477	5,6	11,74	1,34		2629	78	654,4	207,0	1911	1,20	1,5	2,7
миним.	8,63	448	4,4	11,25	0,97		1630	54	454,9	159,3	1457	0,69	0,2	2,1
максим.	8,70	508	6,9	12,18	2,54		0,03	3240	90	768,5	273,2	2515	1,69	4,6

По результатам исследований на обоих этапах pH поверхностной воды в среднем совпадают и незначительно превышают верхнюю границу норматива для рыбохозяйственных водоемов (pH = 8,5). Значение окислительно-восстановительного потенциала Eh отражает окислительную обстановку в акватории и является свидетельством благоприятной ситуации для жизнедеятельности гидробионтов. Значения pH и Eh придонной воды связаны с типом донных осадков.

Содержание растворенного кислорода в морской воде как весной, так и осенью соответствует санитарным нормативам, являются типичными для акватории Каспийского моря по результатам наблюдения за последние годы и отражают благоприятную экологическую обстановку.

Значения БПК₅ в морской воде весной соответствуют санитарным нормам, весной

на мелководных участках отмечено сезонное превышение допустимых значений БПК₅, обусловленное колебаниями активности гидробионтов. Средние значения БПК₅ не превышают установленного норматива 3,0 мг/дм³.

Значения растворённого органического вещества (РОВ) в среднем соответствуют фоновым. Содержание взвешенного органического вещества (ВОВ) в морской воде характеризуется ровным распределением – среднее содержание соответствует фоновому, содержание ВОВ снижается в осенний период в связи с уменьшением активности морских организмов.

По данным обоих этапов сероводородных зон не выявлено. Сероводород в придонной воде отсутствует, что подтверждается результатами определения растворённого кислорода и Eh. Максимальные значения весной (0,08 мл/л) и осенью (0,03 мл/л) – следствие погрешности аналитического определения.

Солевой состав морской воды, обусловленный содержанием ионов натрия, калия, кальция, магния, сульфат-ионов, и общая щёлочность отражают неоднородность акватории по типу вод. Эти параметры подвержены сезонным гидрологическим изменениям и являются дополнительной информацией при оценке качества вод. Содержание компонентов минерального состава соответствует нормативам для рыбохозяйственных водоемов:

- весной 2015 г. содержания не превышают: натрия – 0,42 ПДК, калия – 0,23 ПДК, магния – 0,72 ПДК, кальция – 0,51 ПДК, сульфат-ионов – 0,83 ПДК;
- осенью 2015 г. не превышают: натрия – 0,5 ПДК, калия – 0,26 ПДК, магния – 0,85 ПДК, кальция – 0,53 ПДК, сульфат-ионов – 0,92 ПДК.

Содержание компонентов минерального состава соответствуют естественному фону для морских и распресненных вод.

Показатели карбонатной щёлочности соответствуют рекомендованным нормативам для природных вод (0,5-6,5 ммоль/дм³).

Биогенные элементы

Статистические параметры распределения биогенных элементов в поверхностной и придонной воде по результатам исследований 2015 г. (весна, осень) сведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4.

Статистические параметры распределения содержания биогенных элементов в морской воде

Стат. параметр	N-NH ₄	N-NO ₂	N-NO ₃	N _{орг.}	N _{общ.}	P-PO ₄	P _{орг.}	P _{общ.}	Si-SiO ₃
	мг/дм ³								
2015 г. весна									
Поверхностный горизонт									
фон	<0,001	<0,005	0,006	0,010	0,014	0,09	<0,001	<0,005	0,006
среднее	<0,001	<0,005	0,004	0,007	0,009	0,088	<0,001	<0,005	0,004
миним.	<0,001	<0,002	<0,002	-	<0,005	0,017	<0,001	<0,002	<0,002
максим.	0,001	<0,005	0,012	0,021	0,024	0,390	0,001	<0,005	0,012
Придонный горизонт									
фон	<0,001	<0,005	0,005	0,007	0,011	0,09	<0,001	<0,005	0,005
среднее	<0,001	<0,005	0,005	0,009	0,012	0,081	<0,001	<0,005	0,005
миним.	<0,001	<0,005	<0,002	-	<0,005	0,013	<0,001	<0,005	<0,002
максим.	0,004	<0,005	0,015	0,040	0,042	0,307	0,004	<0,005	0,015
2015 г. осень									
Поверхностный горизонт									
фон	0,001	0,009	0,003	0,006	0,009	0,11	0,001	0,009	0,003
среднее	0,001	0,010	0,003	0,005	0,007	0,047	0,001	0,010	0,003
миним.	<0,001	<0,005	<0,002	-	<0,005	<0,010	<0,001	<0,005	<0,002
максим.	0,003	0,038	0,005	0,008	0,012	0,100	0,003	0,038	0,005
Придонный горизонт									
фон	0,002	0,010	0,003	0,009	0,009	0,05	0,002	0,010	0,003
среднее	0,002	0,011	0,003	0,010	0,009	0,045	0,002	0,011	0,003
миним.	<0,001	<0,005	<0,002	-	<0,005	0,010	<0,001	<0,005	<0,002
максим.	0,009	0,038	0,007	0,027	0,027	0,130	0,009	0,038	0,007

Содержание биогенных элементов в морской воде связано с сезонными изменениями активности гидробионтов и, как следствие, переходом одних форм биогенных элементов в другие.

Среднее содержание азота:

- весной 2015 г. содержание азота не превысило: аммонийного – 0,01 ПДК, нитритного – 0,08 ПДК, нитратного – 0,01 ПДК;
- осенью 2015 г. содержание азота не превысило: аммонийного – 0,01 ПДК, нитритного – 0,1 ПДК, нитратного – <0,01 ПДК.

В 2015 г. в районе МЛСП содержание органического и общего фосфора в весенний период в поверхностной воде в среднем выше, чем в придонной и выше содержания в осенний этап съёмки.

Распределение равномерное – средние содержания совпадают с фоновыми, локальные превышения фона отсутствуют на обоих этапах.

Содержание органического фосфора рассчитывается как разность общего фосфора с

остальными формами. На обоих этапах работ отмечаются локальные превышения фона: весной – в 2 пробах придонной воды в 3 и 5,7 раза, в осенний период отмечаются локальные превышения фона в 3 раза в единичных пробах. Как и в случае общего азота, при отсутствии числовых данных можно делать вывод, что эта форма является основной и её содержание не превышает МОК для общего фосфора – 0,005 мг/дм³.

По фосфатному фосфору распределение равномерное – среднее содержание соответствует фону, локальных превышений фона не выявлено.

Содержание кремнекислоты в воде на первом этапе в среднем в 1,8 раз выше, чем в осенний период. Показатели поверхностной и придонной воды совпадают на обоих этапах работ и соответствуют фону.

Полученная картина соответствует естественным сезонным колебаниям содержания биогенных элементов и свидетельствует об отсутствии антропогенного загрязнения токсичными формами биогенных элементов. В целом, содержание биогенных элементов соответствует наиболее строгим нормативам, регламентирующим объекты рыбохозяйственного значения [6].

Уровень загрязненности

Статистические параметры распределения тяжелых металлов в поверхностной и придонной воде по результатам исследований 2015 г. (весна, осень) сведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5.

Статистические параметры распределения тяжелых металлов

Стат. параметр	Fe	Zn	Ni	Cu	Hg	Pb	Cd	Mn
	мкг/дм ³							
2015 г. весна								
Поверхностный горизонт								
фон	3,8	5,3	1,2	0,8	0,066	1,2	0,19	4,9
среднее	3,8	5,3	1,2	0,8	0,066	1,2	0,19	4,9
миним.	0,8	2,4	0,6	0,2	0,017	0,7	0,10	1,2
максим.	9,2	11,0	2,1	2,8	0,091	2,2	0,38	12,7
Природный горизонт								
фон	3,2	4,8	1,2	0,6	0,074	1,2	0,17	4,9
среднее	3,2	4,8	1,2	0,6	0,074	1,2	0,17	4,9
миним.	0,8	2,8	0,9	0,1	0,047	0,7	0,10	1,4
Продолжение таблицы 3.5.								
максим.	7,4	8,1	1,8	1,0	0,095	2,5	0,31	13,2
Поверхностный горизонт								
фон	4,7	4,3	1,1	1,3	0,046	1,6	0,25	5,0
среднее	4,7	4,3	1,1	1,3	0,046	1,6	0,25	5,0
миним.	1,4	1,1	0,7	0,7	0,011	0,7	0,09	1,1
максим.	10,9	7,2	1,8	2,7	0,088	3,0	0,48	12,9
Природный горизонт								
фон	5,4	4,7	1,1	1,4	0,043	1,4	0,19	7,1

среднее	5,4	4,7	1,1	1,4	0,043	1,4	0,19	7,1
миним.	1,7	1,8	0,8	0,8	0,010	0,8	0,10	1,5
максим.	10,1	7,9	1,5	2,0	0,094	2,8	0,43	22,1

Содержание тяжёлых металлов в морской воде в среднем не превышает установленных норм ПДК. Все тяжелые металлы распределены по акватории района работ равномерно: значения фона близки к среднему по акватории и средним значениям по районам:

- в весенний период 2015 г. среднее содержание в поверхностной и придонной воде составило: железа – 0,06 ПДК, цинка и марганца – 0,1 ПДК, свинца и никеля – 0,13 ПДК, меди – 0,11 ПДК, ртути – 0,75 ПДК; кадмия – 0,02 ПДК;
- в осенний период 2015 г. среднее содержание ТМ в обоих горизонтах составило: железа, цинка, никеля и марганца – 0,1 ПДК, свинца – 0,13 ПДК; меди – 0,3 ПДК, ртути – 0,45 ПДК, кадмия – 0,02 ПДК;
- содержание бария в морской воде по данным обоих этапов съёмки находится в узком интервале 0,003-0,007 ПДК. Акваторию месторождения им. В. Филановского можно уверенно охарактеризовать как незагрязненную барием.

Содержание нефтяных углеводородов в морской воде не превышает установленных нормативов в случае общего содержания и не превышает минимальной определяемой концентрации в случае алифатической и алициклической фракции. Распределение нефтепродуктов в воде однородно: локальных превышений фона не отмечено. Среднее содержание нефтепродуктов весной составило 0,14 ПДК и 0,1 ПДК в поверхностной и придонной воде соответственно. По данным второго этапа в районе среднее содержание составило 0,20 ПДК и 0,12 ПДК в поверхностной и придонной воде соответственно. Полученные результаты хорошо сопоставимы с данными последних лет.

Содержание анионных ПАВ по данным исследований 2015 г. в поверхностной и придонной воде одинаково. Среднее содержание АПАВ в весенний период – 0,26 ПДК, в осенний период – 0,2 ПДК в обоих горизонтах. Полученные результаты хорошо сопоставимы с данными последних лет. Район можно уверенно охарактеризовать как незагрязненный анионными ПАВ.

Среднее содержание катионных ПАВ в весенний и осенний периоды съёмки не превышает минимальной определяемой концентрации. Район не загрязнен КПАВ.

По результатам определения ПАУ (аценафтен, флуорен, фенантрен, антрацен) акватория в районе МЛСП не загрязнена ПАУ.

Результаты определения содержания хлорорганических пестицидов (ХОП) и полихлорированных бифенилов (ПХБ) показали малую встречаемость ХОП в морской воде

и близость определенного среднего содержания ПХБ к пределу обнаружения, на этом основании, район можно охарактеризовать как незагрязненный ХОП и ПХБ.

Таким образом, содержание анионных ПАВ в морской воде не превышают установленных критериев ПДК. Остальные органические загрязнители (фенолы, КПАВ, ароматические УВ, ХОП, ПАУ, ПХБ) встречаются лишь в единичных пробах и не воспроизводятся при повторном опробовании, что позволяет охарактеризовать район как незагрязнённый [6].

3.3 Геологическая среда и геоморфологические условия

Строение грунтовой толщи на акватории Каспия в пределах района размещения основных объектов обустройства месторождения им. В. Филановского весьма детально изучено. Согласно результатам биостратиграфических исследований и в соответствии с принципами ритмостратиграфического анализа, в разрезе грунтовой толщи акватории Северного Каспия выделяются стратиграфо-генетические (седиментационные) комплексы, соответствующие по времени формирования известным этапам и стадиям развития Каспийского бассейна:

- новокаспийский комплекс голоценового возраста, сформированный в период новокаспийской трансгрессии (IVnk);
- мангышлакский комплекс отложений раннеголоценового возраста, сформированный в период мангышлакской регрессии (IVmg).

Комплексы, сформировавшиеся в периоды повышения и последующего снижения уровня моря, соответственно в хвалынский, позднехазарский и раннехазарский периоды:

- хвалынский позднеплейстоценового возраста (IIIhv);
- верхнехазарский позднеплейстоценового возраста (IIIhz2);
- нижнехазарский среднеплейстоценового возраста (IIIhz1);
- бакинский комплекс раннеплейстоценового возраста (Ib).

Указанные комплексы весьма неоднородны по продолжительности формирования, стратиграфической номенклатуре и охвату палеогеографических событий. К числу основных особенностей грунтовой толщи в районе работ, при определении мест, безопасных для размещения объектов обустройства относятся:

- тонкая стратификация грунтовой толщи;
- сложная структура, крайне пестрый литологический состав, разная степень консолидации и высокая степень неоднородности физико-механических свойств грунтов верхней части грунтовой толщи в интервале до 15-20 м от дна;

- значительная инверсия свойств по разрезу, обусловленная сменой палеогеографических условий в четвертичное время, и присутствие в разрезе грунтов, интенсивно преобразованных в субэральной среде при полупустынных условиях в периоды регрессии Каспия;
- широкое распространение в районе "геологических опасностей".

К числу "геологических опасностей" в рассматриваемом районе относятся:

- неконсолидированные глинистые и органоминеральные грунты, образующих залежи повышенной мощности в погребенных палеопонижениях мангышлакского периода и речных палеоврезах;
- разнообразные по площади скопления "свободного" (защемленного) газа, локализующихся на разных гипсометрических уровнях, в т.ч. вблизи донной поверхности.

По результатам инженерно-геологических изысканий, выполненных в 2013 г. сделаны следующие выводы: признаков тектонических деформаций грунтовой толщи в интервале до 80-100 м от дна на сейсмоакустических разрезах, а также на материалах ранее проводившихся сейсморазведочных работ высокого разрешения (ВЧ МОГТ) не отмечено [6].

3.4 Характеристика морской биоты

Фитопланктон

Фитопланктон на рассматриваемой акватории в 2009-2015 гг. был представлен всеми экологическими группами водорослей, но наибольшее качественное разнообразие наблюдалось среди видов пресноводного происхождения. Однако, в период 2010 – 2011 гг. на фоне низких показателей уровня половодья и увеличившейся в связи с этим солености наблюдается возрастание роли в формировании фитопланктона диатомовых и пирофитовых водорослей солоноватоводного и морского комплексов.

Структура видового состава фитопланктона на рассматриваемой акватории претерпевает значительные флуктуации, количество видов варьирует от 57 до 117. По числу видов доминируют диатомовые (43-49%), субдоминируют сине-зеленые водоросли (22-25%).

Весной таксономический состав альгоценоза на рассматриваемой акватории включал 58-62 вида с доминированием диатомовых водорослей. Наименьшим биоразнообразием характеризовались эвгленовые.

Весной среднемноголетняя биомасса растительного планктона составляла 0,32 г/м³ при численности 122 млн. экз./м³. Основу количественных показателей определяли

диатомовые водоросли (43%), что характерно для фитопланктона Северного Каспия в весенний период. Значительным видовым разнообразием отличались зеленые и сине-зеленые водоросли (около 20%).

Количественные показатели альгоценоза на рассматриваемой акватории формировали диатомовые водоросли, главным образом, *Rhizosolenia calcar-avis*. Субдоминировали *Rhizosolenia fragilissima* и *Nitzschia seriata*. Основой численности и биомассы сине-зелёных являлась *Oscillatoria* sp. Из пиррофитовых водорослей интенсивно вегетировали *Glenodinium lenticula* f. *lenticula* и *Exuviaella cordata*. Из группы зелёных преобладал *Ankistrodesmus pseudomirabilis* v. *spiralis*, эвгленовых – *Euglena acus*.

Летом и осенью видовой состав фитопланктона на исследуемой акватории включал до 85 таксономических единиц из отделов диатомовых, сине-зеленых, зеленых, пиррофитовых и эвгленовых водорослей. Доминирующее положение принадлежало диатомовым и сине-зелёным водорослям. Зеленые, пиррофитовые и эвгленовые были представлены меньшим количеством видов. Экологический комплекс состоял, главным образом, из пресноводных форм.

В летний период средняя численность растительных клеток достигала 36 млн. экз./м³, средняя биомасса 0,17 г/м³ при межгодовом колебании от 0,08 до 0,25 г/м³. Преобладающими по численности являлись сине-зеленые водоросли, по биомассе – диатомовые. Среди сине-зеленых доминировал вид *Oscillatoria* sp., субдоминировали виды рода *Gloeocapsa*; среди диатомовых доминант были *Cyclotella meneghiniana* и *Rhizosolenia calcar-avis*. Вегетация зелёных и пиррофитовых водорослей характеризовалась низким уровнем. Из зелёных преобладали *Ankistrodesmus pseudomirabilis* v. *spiralis*, *Binuclearia lauterbornii* и *Mougeotia* sp., из пиррофитовых – виды рода *Exuviaella* (*Exuviaella cordata*, *E.marina*) и *Gymnodinium variable*. Численность и биомасса эвгленовых (*Euglena acus* и *E. Viridis*) были невысокими.

Осенью, как и летом, доминирующее положение занимали диатомовые и сине-зелёные водоросли. В экологической структуре преобладали представители пресноводного комплекса.

По числу клеток, как правило, лидировали сине-зелёные водоросли, по массе – диатомовые. В группе сине-зелёных доминирующей оставалась *Oscillatoria* sp. Осенью основу биомассы формировали диатомовые водоросли, среди которых ведущими являлись *Cyclotella meneghiniana* и *Chaetoceros pendulus*. По числу клеток из сине-зелёных преобладала отсутствовавшая летом *Merismopedia punctata*. Также продолжала интенсивно вегетировать *Oscillatoria* sp.

Среднемноголетние количественные показатели фитопланктона осенью составили 53,2 млн.экз./м³ и 0,116 г/м³.

Среднемноголетние значения численности и биомассы зоопланктона в весенний, летний и осенний периоды 2009-2015 гг. представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6.

Средние значения численности и биомассы фитопланктона

Показатель	Весна	Лето	Осень	Среднее
Численность, млн.экз/м ³	122	36	53,2	70,4
Биомасса, мг/м ³	320	170	116	202

Зоопланктон

В таксономической структуре зоопланктона на рассматриваемой акватории в период 2009-2015 гг. традиционно доминировали ветвистоусые ракообразные, зачастую являющиеся также основой биомассы. Поэтому колебания количественных показателей зоопланктона тесно связаны с интенсивностью развития указанных организмов, являющихся, в подавляющем большинстве, пресноводными формами. Так, в маловодном 2011 г. при увеличении солености наблюдались наименьшие за рассматриваемый период количественные показатели развития зоопланктона в результате уменьшения генерации ветвистоусых.

В группе коловраток преобладали виды рода *Brachionus*, *Asplanchna*, *Synchaeta*, а также *Eriphanes macroga*. Из копепод интенсивно развивались *Acartia* sp., часто наблюдалось значительное количество науплий копепод, которые вносили существенный вклад в формирование количественных показателей развития зоопланктона. Среди клadoцер доминировал *Podon polyphemoides* и представители родов *Evadne*, *Podonevadne*, *Cercopagis*. Максимальные количественные показатели развития зоопланктона наблюдались в 2009 г., что было обусловлено увеличением популяции *Acartia* sp. в этот период.

Видовой состав весеннего зоопланктона изучаемой акватории структуры «Корчагина» в период исследований включал 30 видов и форм планктонных беспозвоночных. Наряду с зоопланктонными беспозвоночными здесь значительное развитие получили науплиусы усоногого рачка *Balanus improvisus* и личинки двустворчатых моллюсков. Встречались также фораминиферы, *Ostracoda*, молодь двустворчатых и брюхоногих моллюсков, 2 вида инфузорий. Единично в пробах обнаруживались *Amphipoda* и нематоды.

Из встреченных Cladocera, представленных 8 видами, наиболее массовыми были *Evadne anonyx producta*, *Podonevadne trigona typica* и *Podon polyphemoides*. Менее значительное развитие получили *Evadne anonyx typica* и *Podonevadne camptonix similis*.

Из веслоногих ракообразных здесь отмечено 7 видов, доминирующим из которых была *Acartia* sp. и *Eurytemora lacustris*. Большую роль в формировании численности и биомассы веслоногих играли их науплии.

Из 6 встреченных видов Rotatoria доминировали *Asplanchna* sp., *Synchaeta* sp. и *Eriphanes macroura*.

Весной численность зоопланктеров на исследуемой акватории моря колебалась в пределах от 0,056 до 20,44 тыс.экз./м³ при колебаниях биомассы от 1,994 до 1275,87 мг/м³. Средние значения численности и биомассы зоопланктона на исследуемой акватории за ряд лет составили соответственно 3,18 тыс.экз./м³ и 163,233 мг/м³.

Летом зоопланктон изучаемой акватории включал 49 видов и форм планктонных беспозвоночных. Наряду с типичными зоопланктонными беспозвоночными здесь значительное развитие получили науплиусы усоногих рачков *Balanus* sp. и личинки двустворчатых моллюсков.

Кроме того, встречались фораминиферы, Cumacea, Ostracoda, Olygochaeta, зоэа краба *Rhitropanopeus harrisi*, личинки креветок, икринки и предличинки рыб, клещи, а также различные стадии развития полихет и нематоды.

Сорепода летом были представлены 6 видами, наиболее массовым из которых была *Acartia* sp. Большую роль в формировании численности и биомассы веслоногих играли их науплии.

Ветвистоусые ракообразные в районе исследований были представлены 19 видами, наибольшее развитие из которых получили *Podon polyphemoides*, *Cornigerius maoticus*, *Polyphemus exiguus*, субдоминировали представители рода *Podonevadne*, *Evadne* и *Cercopagis*.

Из 10 встреченных видов Rotatoria в группе незначительно доминировали коловратки рода *Brachionus* и *Synchaeta pectinata*.

Численность зоопланктеров по исследуемой акватории моря в летний период находилась в пределах от 3,96 до 175,13 тыс.экз./м³, при колебаниях биомассы от 78,32 до 8256,79 мг/м³. Такие высокие показатели численности и биомассы на отдельных станциях формировались за счет чрезвычайно высокого развития временно пелагических форм донных беспозвоночных и обрастателей: *Cirripedia larvae*, *Bivalvia larvae* (около 81% численности и 85% биомассы всего зоопланктона). Средние значения численности и

биомассы зоопланктона на исследуемой акватории составили соответственно 30,52 тыс.экз./м³ и 1778,96 мг/м³.

Видовой состав осеннего зоопланктона изучаемой акватории включал 25 видов и форм планктонных беспозвоночных. Наряду с зоопланктонными беспозвоночными здесь значительное развитие получили науплиусы усоногих рачков *Balanus* и личинки двустворчатых и брюхоногих моллюсков. Однако доля личинок *Bivalvia* и *Cirripedia* в формировании общей численности и биомассы зоопланктона осенью значительно снижалась, что было обусловлено переходом этих организмов к донному образу жизни. Встречались также фораминиферы, различные стадии развития полихет, зоэа *Rhithropanopeus harrisi*, нематоды и *Ostracoda*.

По численности и биомассе доминировали *Copepoda*, представленные 5 видами и их науплии. Наиболее массовым видом копепод была *Acartia* sp. Большую роль в формировании численности и биомассы веслоногих играли их науплии. Ветвистоусые ракообразные были представлены 6 видами, среди которых доминировал *Podon polyphemoides*.

Из 5 отмеченных видов *Rotatoria* доминировали коловратки рода *Brachionus*.

Практически на всех станциях отмечалось довольно значительное развитие гребневика *Mnemiopsis leidyi*, преимущественно личиночные стадии.

Осенью численность зоопланктеров по исследуемой акватории моря находилась в пределах от 0,079 до 21,5 тыс.экз./м³, при колебаниях биомассы от 0,99 до 567,35 мг/м³.

Среднемноголетние значения численности и биомассы осеннего зоопланктона на исследуемой акватории составили соответственно 8,49 тыс.экз./м³ и 169,985 мг/м³. Среднемноголетние значения численности и биомассы зоопланктона в весенний, летний и осенний периоды 2009-2015 гг. представлены в табл. 3.7.

Таблица 3.7.

Средние значения биомассы зоопланктона

Показатель	Весна	Лето	Осень	Среднее
Численность, тыс.экз./м ³	3,62	3,495	3,244	3,453
Биомасса, г/м ³	55,26	65,29	59,4	59,983

Ихтиофауна

Ихтиофауна рассматриваемого района представлена весьма широко. Здесь временно или постоянно обитают практически все экологические группы рыб: проходные, полупроходные и туводные (речные).

Осетровые рыбы

Белуга *Huso huso* Linneus – самая крупная рыба Каспийского моря по сравнению с другими видами осетровых рыб, и имеет наиболее широкий нагульный ареал.

Весной использует для нагула всю акваторию северной части Каспийского моря, не образуя при этом значительных концентраций. В конце семидесятых – начале восьмидесятых годов максимальные уловы достигали 1,5-3,3 экз./10000 м³, в современный период на акватории Северного Каспия ее уловы не превышали 0,07 экз./10000 м³. Летом, по мере прогрева прибрежных вод встречаемость белуги на мелководье увеличивается. Численность рыб данного вида в траловых уловах сократилась более чем в 6 раз. Данные сетного лова в прибрежном районе авандельты свидетельствовали о более высоких концентрациях белуги (1-2 экз./сетепостановку). Наряду с селективностью орудий лова, это объясняется тем, что взрослые особи белуги мигрируют на мелководные участки, расположенные в восточной части дельты, где формируются нагульные и предзимовальные скопления полупроходных видов рыб, являющихся для нее кормом.

Осенью в Северной части Каспийского моря наблюдается резкое сокращение площади нагула всех возрастных классов. По мере охлаждения прибрежных вод, белуга перемещается в более южные, глубоководные районы моря. Незаконный неконтролируемый вылов – антропогенный фактор, который привел популяцию белуги в депрессивное состояние.

Низкие масштабы выпуска молоди белуги с осетровых рыбоводных заводов не компенсируют потери от браконьерского промысла, что является сдерживающим фактором восстановления ее численности в Каспийском море.

В последние два года при проведении научно-исследовательских работ белуга в районе исследования в уловах отсутствовала.

Русский осетр *Acipenser gueldenstaedtii* Br. обитает вдоль материкового склона всех трех частей моря – Северного, Среднего и Южного Каспия. До конца 90-х годов прошлого столетия основные концентрации осетра находились в западной части Северного Каспия, где его уловы достигали 22-77 экз./трал. При этом, как и в современный период, в уловах доминировали рыбы (86-95%), не достигшие половой зрелости (Каспийское море..., 1989). В современный период в Северном Каспии нагул проходит в районе о-ва М. Жемчужный – с западной и юго-западной его стороны. Максимальный улов (30,0 экз./трал.) отмечен на юге банки Кулалинской. На рассматриваемой акватории относительная численность осетра за одно траление не превышала 8 экз. Указанные концентрации данного вида отмечены на глубине до 10 м. На севере и юге исследуемой акватории доминирует молодь – 85,8%, в центральной части – взрослые рыбы длиной 100-109 см, массой 4,9-5,5 кг.

С прогревом водных масс до 12-14 °С севрюга *Acipenser stellatus* Pallas начинает активно осваивать мелководную часть Северного Каспия. Данные сетной съемки показывают, что основные миграционные пути севрюги весной проходили по центральной акватории Северного Каспия и вдоль западного побережья. В первую половину апреля при низкой температуре воды (10,0-12,0 °С) севрюга концентрировалась в районах о. Малый Жемчужный, где ее уловы на глубинах 3,8-4 м достигали 3 экз./сетепостановку.

В летний период распределение севрюги зависит от гидрологических условий, складывающихся в конкретный год исследования. Значительное увеличение уловов и численности севрюги в мелководной зоне Северного Каспия происходит в период раннего весеннего половодья в р. Волге и привлекает на нагул в эту высокопродуктивную зону большее количество разновозрастных особей из Среднего Каспия.

В осенний период сетные уловы севрюги в мелководной зоне Северного Каспия обычно состоят из взрослых особей, т.к. они позже молодых рыб покидают кормовые площадки.

В период исследования на изучаемой акватории относительная численность севрюги не превышает 1 экз. за траление. Ее ареал ограничен температурой воды до 26 °С. На западной акватории северной части моря сравнительно плотные скопления севрюги наблюдались при солености воды 4-5%. На более глубоководных восточных акваториях она избирала участки с соленостью от 6 до 9%. Ежегодное нарастание браконьерского промысла в Каспийском море и реках бассейна привело к значительному сокращению доли пополнения в популяции севрюги. В уловах присутствовали взрослые особи длиной 109-127 см, массой – 4,9 кг.

В районе исследований из всех видов осетровых рыб наибольшую численность в уловах имеет русский осетр (87,5%), севрюга занимает второе место.

Концентрация русского осетра – 0,34 экз./10000 м³, севрюги – 0,11 экз./10000 м³.

Морские рыбы

Исследуемый район расположен в наиболее продуктивной части Северного Каспия, где осуществляются нерестовые, нагульные и предзимовальные миграции морских видов рыб. В зависимости от биологического предназначения и сезонного своеобразия миграционных циклов производителей, видовой состав и плотность концентрации гидробионтов на исследуемом участке моря может варьироваться в широких пределах.

В летний период 2012 г. при общей относительной численности морских рыб – 449 экз./час траления в видовом составе доминировала атерина (80,2%). Осенью улов на усиление увеличился в 68,9 за счёт образования килькой и атериной мощных предзимовальных скоплений при доминирующем положении обыкновенной кильки (71,85%) (табл. 3.8).

Таблица 3.8.

Видовой состав и относительная численность морских видов рыб на исследуемой акватории в 2012 г

Виды рыб	Лето		Осень	
	средний улов, экз./час траления	доля в улове, %	средний улов экз./час траления	доля в улове, %
Обыкновенная килька	40	8,9	22222	71,85
Атерина	360	80,2	8696	28,12
Морские сельди	4	0,9	3	0,02
Бычки	45	10,0	6	0,01
Всего	449	100,0	30927	100,0

Обыкновенная килька. Летом 2012 г. популяция обыкновенной кильки была представлена в основном взрослыми особями (94,3%), с небольшим преобладанием в половом составе доли самцов (53,0%). Длина рыб варьировала от 6,2 до 10,9 см, масса от 2,4 до 12,2 г при средних показателях 8,9 см и 5,9 г. Плотность концентрации на исследуемой акватории определена в 0,0037 экз./м³, численность – 8,9 млн. экз. биомассой 52,4 т. Осенью исследовательский улов обыкновенной кильки резко возрос до 22222 экз./час траления, плотность скоплений рыб определена в 2,1 экз./м³, численностью и биомассой соответственно 4,9382 млрд. экз. и 31,604 тыс.т. Основу улова (72,0%) составили особи младших возрастных групп.

Атерина. Сезонные миграции данного вида полностью совпадали с перемещениями обыкновенной кильки – в летний период траловый улов составлял в среднем 360 экз./час траления, осенью увеличивался до 8696 экз./час траления. Летом плотность концентрации атерины на исследуемой акватории определена на уровне 0,033 экз./м³, общая численность – 80,0 млн. экз. биомассой – 496,0 т, осенью соответственно составила – 0,8 экз./м³; 1932,4 млн. экз. и 8889,0 т.

Морские сельди. Для морских мигрирующих сельдей (долгинская сельдь, большеглазый и каспийский пузанки), изучаемая акватория является одним из районов воспроизводства и нагула молоди. Средний улов молоди в летний период составил 4 экз./час траления. Анализ многолетнего материала показывает, что уловы сельдей донным тралом репрезентативны только для её молоди. Плотность сеголеток сельдей на исследуемой акватории моря составляла 0,0037 экз./м³, общая численность 0,9 млн. экз. В видовом составе преобладали каспийский и большеглазый пузанки (по 47%) пузанки, на долю долгинской сельди приходилось – 6%.

Бычки. Летом семейство бычковых рыб было представлено единственным видом – бычкомкругляком, плотность концентрации которого составляла в среднем 45 экз./час траления. Осенью видовой состав расширился до 9 видов, но при низкой относительной численности (6 экз./час траления), где основа улова (48,5%) приходилась также на бычка-кругляка.

Таким образом, акватория участка наиболее густо населена морскими видами рыб в летнеосенний период, использующих изучаемую площадь как нагульный ареал для взрослых рыб после нереста и для молоди в период формирования её численности. Акватория имеет важное значение в воспроизводстве морских рыб.

Полупроходные и речные рыбы

Исследуемый район является местом нагула и транзитным путем для миграции полупроходных рыб на нерест, ската производителей и их молоди на нагульные пастбища. Рассматриваемый район моря расположен на акватории южнее банки Ракушечная Горбачек, имеющей относительно высокие глубины и величину солености, которые ограничивают освоение данного района полупроходными рыбами.

На исследуемой акватории, являющейся традиционным районом нагула воблы, летом и осенью в траловых уловах встречаются взрослые особи воблы и молодь. Концентрации воблы на участке акватории моря в 2012 г указано в табл. 3.9.

Таблица 3.9.

Концентрации воблы на участке акватории моря в 2012 г

Лето		Осень		Осень			
Взрослые		Взрослые		Двухлетки		Сеголетки	
Экз./ч трал.	Экз./м ³	Экз./ч трал.	Экз./м ³	Экз./ч трал.	Экз./м ³	Экз./ч трал.	Экз./м ³
4	0,00016	466	0,019	114	0,0024	156	0,0032

3.5 Морские млекопитающие

Акватория Участка "Северный", в том числе район месторождения Ракушечное и месторождения им. В. Филановского, являясь частью ареала каспийского тюленя, относится к северо-западному району распространения эндемичного вида в Северном Каспии.

В ледовый период на акватории Северного Каспия концентрируется практически вся популяция тюленя. В течение шести месяцев с октября по март в предледовый, ледовый и постледовый периоды для северной части моря характерны максимальные концентрации тюленя на островных и ледовых залежках и открытой части моря.

В межледовый период концентрация тюленя может изменяться в несколько раз: от плотных весенне-осенних до разреженных летних, т.е. минимум тюленей в Северном Каспии приходится на июль-август. Особо следует отметить, что в заданном районе исследований находится о. М. Жемчужный – постоянно действующее лежбище тюленей, на котором ранней весной и поздней осенью численность животных может достигать 10-15 тыс. особей. В летний период в Северном Каспии остаются неблагополучные, ослабленные животные, выпадающие из трофических миграций, которые в основном привязаны к твердому субстрату. Численность тюленя в этот период в Северном Каспии составляет не более 1-2% всей популяции.

По типу питания каспийский тюлень относится к хищникам-ихтиофагам. Потребность в пище у них меняется в разные сезоны. Интенсивность питания ослабленного зверя в летний период в Северном Каспии резко снижена из-за низких концентраций морских кормовых организмов (обыкновенная килька, атерина). Обладая высокой кормовой пластичностью, тюлени могут переходить на питание полупроходными (вобла, лещ) и бычковыми видами рыб.

Осень для каспийского тюленя является переходным периодом к началу массовых миграций из основных районов нагула в Среднем и Южном Каспии в северную часть моря. Небольшая численность особей, присутствующих в это время в Северном Каспии, объясняется продолжением нагульного периода из-за сохранения высокого теплозапаса вод в южных районах моря.

Териологические исследования на акватории участка "Северный" ежегодно в рамках биологического мониторинга, выполняемого специалистами ФГУП "КаспНИРХ". Комплексные исследования на участке обустройства месторождения им. В. Филановского были выполнены летом и осенью 2015 г. на НИС "Медуза" и НИС "Гидробиолог".

Во время маршрутного учета в районе участка обустройства объектов месторождения им. В. Филановского летом 2015 г. было учтено 5 экз. тюленей, мертвые особи не регистрировались. Проведено 6 учетов. Протяженность учетов в разные дни колебалась от 11 до 28 км, средняя длина учета составляла 20 км. В период визуальных наблюдений морским судном было пройдено 118,54 км, обследованная площадь составляла 7,11 км². Средняя ширина учетной полосы во время учета не превышала 60 м. Средняя плотность распределения тюленей в районе участка обустройства объектов месторождения им. В. Филановского составила 0,70 экз./км². Плотности тюленей на разных учетных станциях имели колебания от 2,96 до 9,26 (рисунок 3.1).

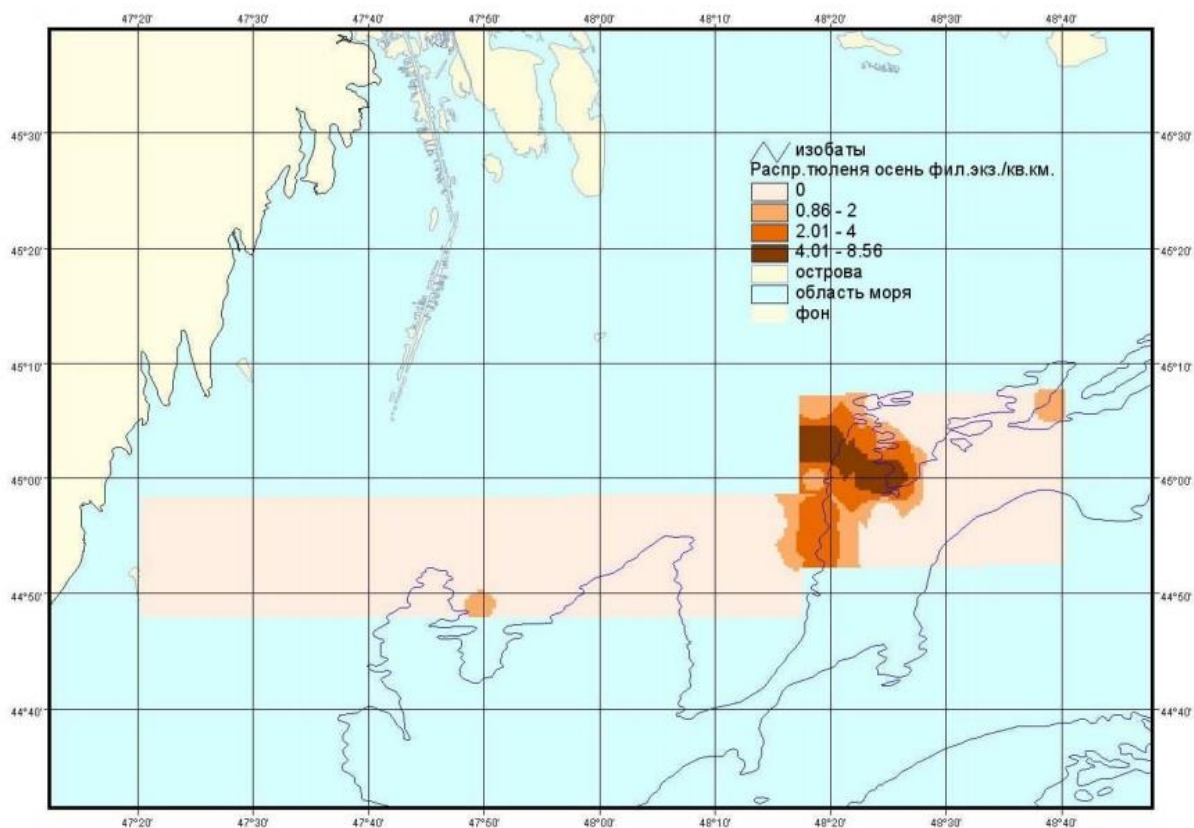


Рисунок 3.1 Распределение тюленя на акватории участка объектов обустройства месторождения им. В. Филановского и трассы нефтегазопровода осенью 2015 г

Каспийский тюлень не является видом, включенным в Красную книгу РФ, и относится к промысловым объектам. По последним данным популяция данного вида находится в стабильном состоянии (Кузнецов, Черноок, Шипулин, 2013) [6].

3.6 Орнитофауна

Район отличается довольно постоянным видовым разнообразием птичьего населения и довольно высокой многолетней и сезонной изменчивостью его количественных показателей. Последние зависят в значительной степени от погодных условий конкретного года. Авифауна района исследований насчитывает 299 видов, существенная часть которых относится к пролетным. С наибольшей регулярностью отмечаются представители отрядов: Поганкообразные, Веслоногие, Аистообразные, Гусеобразные, Соколообразные, Журавлеобразные, Ржанкообразные, Голубеобразные, Кукушкообразные, Ракшеобразные, Дятлообразные, Воробьинообразные. На гнездовании, пролете или зимовке встречается более 200 видов пернатых, в том числе более 30 видов, занесенных в Красную книгу РФ: розовый и кудрявый пеликаны, малый баклан, колпица, каравайка, орлан-белохвост, курганник, степной лунь, степная и луговая тиркушки, черноголовый хохотун и др.

Благодаря развитию в последние десятилетия радиолокационных наблюдений и спутниковому слежению, подтвердилось, подавляющее число птиц летит широким фронтом протяженностью в десятки и сотни километров. Лишь на отдельных участках фронт пролета может значительно суживаться вследствие того, что некоторые элементы рельефа (моря, горы и пр.) создают для мигрантов труднопреодолимые препятствия. Это не означает, что при их отсутствии птицы летят равномерно по всей территории. Многие из них во время перелетов придерживаются ведущих ландшафтных линий определенных участков. Чаще всего такие места расположены в долинах крупных рек, вытянутость которых в меридиональном направлении облегчает птицам возможность совершения миграционных перелетов.

Самые значительные из ландшафтных линий – зоны, разделяющие сушу и море. Берега широко используются разными перелетными птицами – от водоплавающих и куликов до сухопутных, включая воробьиных, голубей, хищных птиц. Кроме экологического влияния ландшафтных линий на перелет птиц, не исключено также и аэродинамическое значение этих линий.

Небольшая часть птиц совершает перелеты узким фронтом, в том числе и те виды, которые обычно летят широким фронтом, но вынуждены на отдельных участках пути под влиянием особенностей рельефа перемещаться узким фронтом. Причина перелета узким фронтом может быть связана не только с ландшафтно-орографическими особенностями. Могут оказывать влияние и экологические факторы, а также наследственные и исторические. Так, пролетая вдоль дагестанского побережья, птицы попадают в своеобразный миграционный коридор, который формируется с запада барьером хребтов Восточного Кавказа, с востока – собственно урезом Каспия. Своеобразная орография вынуждает мигрантов формировать клиновидный поток, следующий вдоль морского побережья в определенном географическом направлении.

Применение новых технологий отслеживания путей миграций птиц подтверждает мнение о том, что многие птицы летят, не придерживаясь береговой черты Каспия, а пересекают обширные водные пространства, двигаясь по прямой к местам гнездования или зимовки. Благодаря программе спутникового мечения всего лишь нескольких особей гусей пискулек было установлено, что гуси летят, не огибая Каспий вдоль береговой полосы, а перелетают через море, не отклоняясь от прямого пути на юго-запад. То же самое можно сказать и в отношении другого вида, также занесенного в Красную книгу – розового фламинго.

Анализ миграционной активности позволяет выделить два типа пролета – слабый и

массовый. Слабый пролет характеризуется пониженной интенсивностью и прерывистостью. Волны пролета выражены незначительно, или же полностью отсутствуют. Наблюдается он обычно в начальную и заключительную фазы пролета, хотя возможен и в периоды миграционного покоя между волнами миграции, равно как и в промежутках между массовым пролетом. Массовый пролет имеет высокую интенсивность, более краткосрочен и наблюдается в пике миграционной активности. Наиболее интенсивную (кульминационную) часть такого пролета принято называть валовым.

Высокий удельный вес массового пролета и пролета в составе волн миграции характерен для многочисленных и обычных видов гусеобразных. У малочисленных видов и эпизодических мигрантов удельный вес в составе миграционных волн незначителен и изменяется по годам. Среди групп численности регулярных мигрантов наиболее многочисленны воробьинообразные, из гусеобразных следует назвать крякву, чирка-свистунка и хохлатую чернеть. К группе многочисленных относятся также лысуха и большой баклан. К числу наиболее ценных морских водно-болотных угодий, поддерживающих богатое видовое разнообразие и высокую численность птиц на западном побережье Каспия, принадлежат Кизлярский и Аграханский заливы, Аграханский полуостров, острова Тюлений и Чечень, Сулакская бухта, устье Самура.

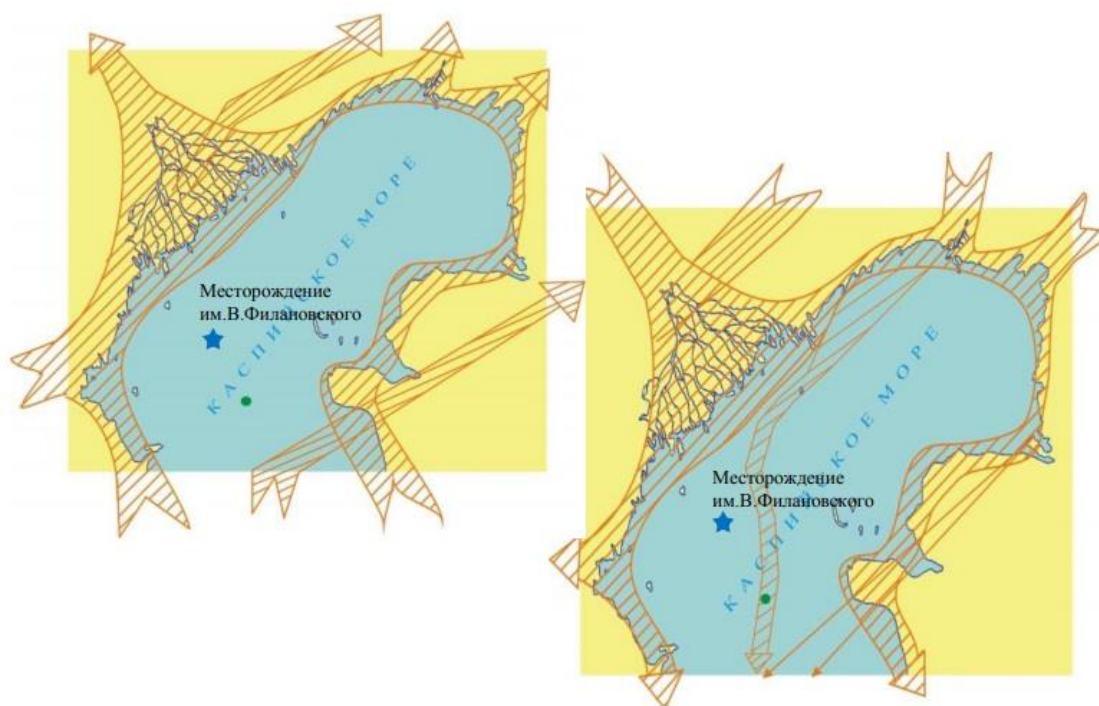


Рисунок 3.2 Основные пути миграции водоплавающих птиц весенней (слева) и осенней (справа)

В 2013-2015 гг. специалистами ООО "Научный центр – Охрана биоразнообразия" совместно с Астраханским государственным природным биосферным заповедником были

проведены исследования птичьего населения на акватории лицензионных участков ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" – Восточно-Ракушечный, Северный и Центрально-Каспийский и прилежащих акваторий, а также о. Малый Жемчужный в рамках мониторинга для ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" на Каспии.

Через северо-западную часть Каспийского моря и сопредельные районы дельты Волги проходит один из самых мощных пролетных путей, связывающих Западную Сибирь с Каспийским, Черным и Средиземным морями. Пути миграции водоплавающих птиц весенней (слева) и осенней (справа) представлены на рисунках.

Основные миграционные потоки в Каспийском регионе приурочены к прибрежной акватории моря и пролегают в основном вдоль Северо-Западного и Западного побережья Каспийского моря, в узкой полосе (30-50 км), на мелководье (от 0,2 до 3-3,5 м) в пределах богатейших по кормовым условиям угодий. В летний период глубоководная акватория в целом также бедна по населению птиц. Исключение составляет район острова Малый Жемчужный (сопредельный с лицензионным участком "Северный") – место массового гнездования колониально гнездящихся птиц (преимущественно чаек), имеющий статус особо охраняемой природной территории.

Весенние миграции птиц на Северо-Западном и Западном Каспии имеют массовый характер, протекают в весьма сжатые сроки (30-40 дней) и носят преимущественно транзитный характер. В миграциях участвуют самые различные систематические группы птиц: гусеобразные, веслоногие (водоплавающие); околоводные – голенастые, кулики, чайки; воробьинообразные, дневные хищники и некоторые другие.

Масштаб весенних миграций самой многочисленной группы из всех мигрантов – водоплавающих птиц, на Северо-Западном Каспии оценивается в 3,5-4 млн. особей. По Западному Каспию (Дагестанское побережье) аналогичные данные отсутствуют, но ориентировочно они сопоставимы с числами по предыдущему району.

В весенне-летнем населении птиц особого внимания заслуживает состояние колониальных гнездовий птиц на особо охраняемой территории, памятнике природы – о. Малый Жемчужный. Этот природный резерват находится на границе с лицензионным участком "Северный" и является предметом особого внимания с позиций возможного влияния добычи нефти.

Осенние миграции в Каспийском регионе ещё более масштабны и происходят в прибрежных районах моря, т.е. на сопредельной к лицензионным участкам ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" акватории. Осенние миграции, в отличие от весенних, более продолжительны во времени и продолжаются в среднем 80-90 дней. В отличие от весны, осенью птицы на длительное время задерживаются на мелководьях Каспия на отдых

и кормёжку, перед последними бросками к местам зимовок. Как и весной, в миграциях участвуют различные систематические группы птиц: водоплавающие (гусеобразные, веслоногие, поганкообразные), околводные (голенастые, кулики, чайки), воробьинообразные, дневные хищники и др.

На Северо-Западном Каспии масштаб осенних миграций водоплавающих птиц оценивается в 7 млн. особей, а вместе с околводными птицами – 8-9 млн. особей. В период массовых миграций численность водоплавающих птиц, останавливающихся в дельте Волги, составляет 1,0-1,2 млн. особей. На Западном Каспии по экспертным оценкам за осень пролетает 2-3 млн. водоплавающих птиц. По одновременным учётам здесь насчитывается на отдыхе 0,5 млн. водоплавающих, а вместе с околводными птицами – до 0,8 млн. особей.

Акватория Каспия в пределах лицензионного участка "Северный" в основном глубоководная с глубинами от 3-10 м. В противоположность мелководью, глубоководная часть моря, на которой расположены лицензионные участки ООО "ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть", малопривлекательна для птиц – из-за больших глубин и, соответственно, бедной кормовой базы, глубоководные районы Каспия не позволяют мигрантам, тесно связанным с водной средой (водоплавающие и околводные птицы), использовать эти местообитания для кормёжки.

Проведённые за период 2013-2015 гг. учёты птиц на лицензионных участках ООО "ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть", в сезон массовых миграций и формирования предзимовочных скоплений, подтверждают незначительную роль глубоководной акватории как мест миграций птиц.

По результатам учётов 2013-2015 гг. на о. Малый Жемчужный было зарегистрировано 21 вид птиц, в том числе: хохотунья, черноголовый хохотун (занесен в Красную Книгу РФ и Астраханской области), чеграва (занесена в Красную Книгу РФ и Астраханской области), пестроногая и речная крачки, дроздовидная камышевка, большой баклан, кудрявый пеликан (занесен в Красную Книгу РФ и Астраханской области), серая ворона, рыжая цапля камнешарка, песчанка/кулик воробей. К числу наиболее массовых относятся гнездящиеся, колониальные виды: хохотунья, черноголовый хохотун, чеграва и пестроногая крачка, остальные из перечисленных видов используют остров Малый Жемчужный для остановки в период пролета. Численность основных видов птиц колебалась в следующих пределах: черноголовый хохотун (Красная книга РФ и Астраханской области) – от 4,5 тыс. до 7,6 гнездящихся пар, чегравы (Красная книга РФ и Астраханской области) – от 0,5 до 1,5 тыс. пар, серебристой чайки – от 0,5 до 1,5 тыс. пар. Отмечено единичное пребывание еще одного вида Красной книги РФ – розового пеликана.

В ходе проводившихся исследований случаев массовой гибели птиц не отмечено. Выявленного негативного воздействия работ по разведке и добыче углеводородов на птичье население не установлено.

Для того чтобы охарактеризовать район исследований с точки зрения привлекательности для пребывания птичьего населения достаточно сказать, что средняя глубина вод в Северном Каспии составляет 4,5 м. Это само по себе является препятствием для гнездования птиц.

Гораздо более интересен этот район с точки зрения изучения путей миграций птиц, особенно имея в виду тот факт, что в западной части Северного Каспия между банками Жемчужными (Большой и Средней) с одной стороны и банками Тюлений и Сигнал – с другой стороны проходит Волжская бороздина, а на востоке между о.Кулалы и полуостровом Мангышлак – Мангышлакская бороздина. Эти борозды – русла палеорек, впадавших в Каспий в периоды регрессии уровня моря. Именно вдоль русел и складывались пути сезонного пролета птиц.

Можно говорить о том, что места, отведенные под трассу подводных кабелей, находятся вне мест гнездования птиц, но в то же время здесь проходят пути пролета различных групп птиц, в том числе и занесенных в Красную книгу России [6].

3.7 Объекты особой экологической значимости

Северная часть Каспийского моря, в которой располагается "Северный", в том числе месторождение Ракушечное и месторождение им. В. Филановского, Постановлением Совета Министров РСФСР от 31.01.75 г. № 78 объявлена заповедной зоной.

Правовой режим заповедной зоны Северного Каспия был несколько изменен Постановлением Правительства РФ от 14.03.98 № 317 "О частичном изменении правового режима заповедной зоны северной части Каспийского моря" – пункт 5 Положения о заповедной зоне в северной части Каспийского моря дополнен разрешением в заповедной зоне геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья с учетом специальных экологических и рыбохозяйственных требований, применительно к участку дна Каспийского моря, определенному распоряжением Правительства Российской Федерации от 19.12.1997 № 1806-р (далее Распоряжение). Упомянутый в Распоряжении участок дна – участок, предоставленный открытому акционерному обществу "Нефтяная компания "ЛУКОЙЛ" для пользования недрами. Право пользования недрами на этом участке в северной части Каспийского моря закреплено Лицензией на право пользования недрами ШКС 11386 НР.

В 2005 г. утверждены "Специальные экологические и рыбохозяйственные требования для обеспечения геологического изучения, разведки добычи углеводородного сырья в заповедной зоне северной части Каспийского моря на лицензионных участках "Северный", "Восточно-Ракушечная" и "Северо-Каспийская площадь". Специальные требования распространяются на весь комплекс морских работ по разведке и добыче углеводородного сырья в ходе освоения нефтегазовых месторождений в заповедной зоне в северной части Каспийского моря (далее морские работы), в том числе на проведение исследовательских работ (геофизические и инженерные изыскания и другие).

Специальные требования предусматривают в числе прочего следующее:

- проведение морских работ только на основании согласованной проектной документации;
- руководствоваться положениями природоохранительного законодательства Российской Федерации, а также положениями международных конвенций и договоров в области охраны окружающей среды, участником которых является Российская Федерация;
- использовать только наиболее совершенные природоохранные технологии;
- при проведении морских работ применять принцип нулевого сброса;
- использовать плавучие буровые установки, суда и другие средства водного транспорта, а также установленное на них оборудование, отвечающие международным требованиям Российского морского регистра судоходства и иметь действующие регистровые документы;
- запрещено использовать оборудование и аппаратуру, а также транспортные и производственные суда и средства, ранее работавшие в иных водных бассейнах, без санитарного, карантинного и экологического контроля;
- не производить сейсморазведочные работы с 01.06. по 15.07. к северу от линии разграничения.

Таким образом, деятельность ведется на акватории в границах заповедной зоны северной части Каспия.

Среди зон особой экологической значимости, в том числе особо охраняемые природные территории (ООПТ), следует выделить заповедные пространства как федерального (Астраханский и Дагестанский заповедники, Памятник природы "остров Малый Жемчужный"), так и республиканского (для Калмыкии и Дагестана) и областного (для Астраханской области) значения. Особую экологическую ценность представляют водно-болотные угодья (ВБУ) Волжской и Терско-Сулакской дельт, охраняемые Рамсарской конвенцией и имеющие международный статус.

Карта-схема с указанием границ заповедной зоны Северного Каспия и объектов особой экологической значимости приведена на рисунке 3.3.

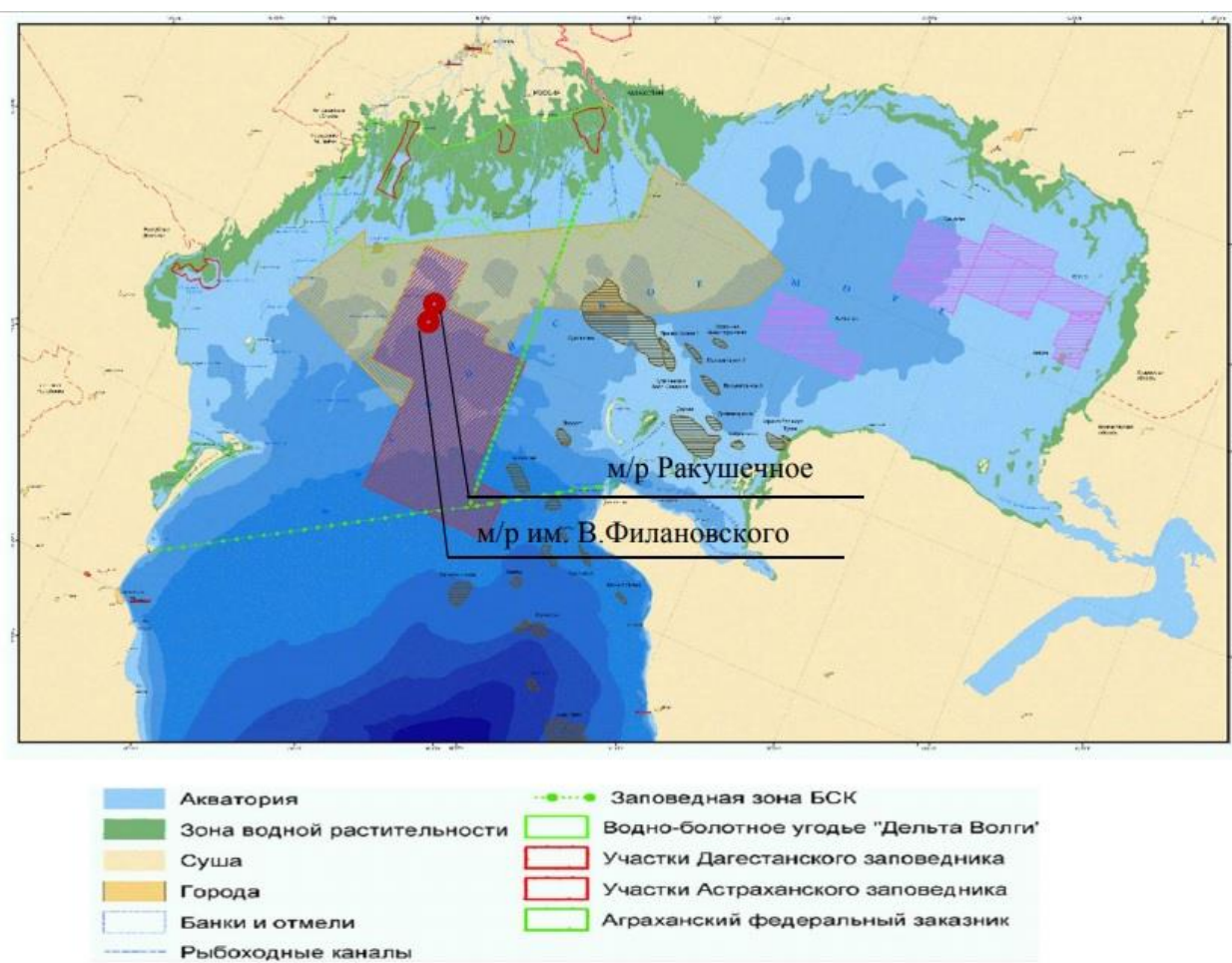


Рисунок 3.3 Карта-схема с указанием границ заповедной зоны Северного Каспия и объектов особой экологической значимости

Расстояние до ближайших ООПТ составляет:

- 18,5 км до памятника природы федерального значения "Остров Малый Жемчужный";
- более 65 км до Астраханского заповедника, участки которого расположены в границах ВБУ "Дельта Волги" – 68,0 км до Дамчикского участка, 108,0 км до Трехизбинского участка, 128,5 км от Обжоровского участка;
- более 120 км до государственного природного заказника регионального значения "Морской Бирючок";
- более 99 км до государственного природного заказника регионального значения "Каспийский";
- более 140 км до государственного природного заповедника федерального значения "Дагестанский" (основной участок "Кизлярский залив");

- более 135 км до государственного природного заказника федерального значения "Аграханский".

В Астраханской области расположены 49 ООПТ регионального значения общей площадью 428638,1 га (по состоянию на декабрь 2013 г.). На территории области организованы два государственных природных заповедника и один государственный памятник природы федерального значения. На территории Астраханской области находится 35 памятников природы регионального значения (общая площадь 34481,1 га), 19 ботанических памятников природы (1167,5 га, 12 зоологических памятников природы (33201,6 га).

Из двенадцати зоологических памятников природы три являются нерестилищами осетровых рыб ("Дубовское", "Цаган-Аман-Ветлянское", "Сероглазовское" площадью 151,6 га), шесть – нерестилищами промысловых рыб ("Волжанка", "Диановский", "Калининский", "Зеленгинский", "Забузанский", "Эстакадный" площадью 33033,0 га) и три – гнездовыми колониями птиц ("Староиголкинский", "Хазовский", "Гандуринский" площадью 17,0 га). Памятники природы – нерестилища осетровых рыб расположены в Волго-Ахтубинской пойме на территории Енотаевского, Икрянинского и Черноярского административных районов. Одна гнездовая колония птиц, которой придан статус памятника природы, находится на острове Малый Жемчужный в Северном Каспии.

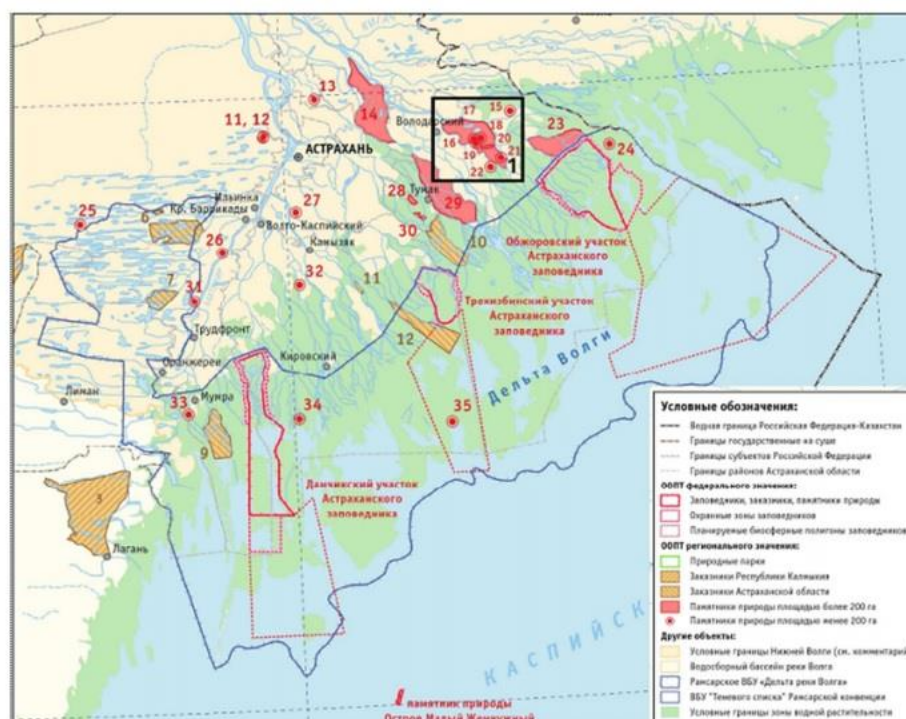


Рисунок 3.4 Схема расположения основных ООПТ, кластеров Астраханского биосферного заповедника и границ ВБУ "Дельта Волги"

Водно-болотное угодье "Дельта Волги "

Водно-болотные угодья (площадь 8000 км²) считаются одним из ключевых 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 ", создано согласно Постановлению Совета Министров СССР № 1049 от 25.12.1975 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. Этот район Северного Каспия является местом массового гнездования водоплавающих и колониально гнездящихся веслоногих и голенастых птиц. Акватория ВБУ – место 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. Весной миграции, в целом, носят транзитный характер. Значительная часть птиц останавливается в дельте на непродолжительное время. Птицы держатся преимущественно на мелководных участках дельты, покрытых зарослями тростника и ежеголовника. Общая численность мигрирующих за сезон водоплавающих оценивается до 7,0 млн. особей.

Дельта Волги является местом обитания целого ряда редких и исчезающих видов птиц, занесенных в Красные книги Международного Союза по охране природы (МСОП) и Российской Федерации (21 вид):

- кудрявый пеликан – гнездящийся вид, с численностью от 30 до 240 пар, с тенденцией к сокращению;
- белый журавль стерх – редкий, но постоянно встречающийся на пролете и отдыхе вид;
- краснозобая казарка – редкий пролетный вид;

- малый баклан – редкий гнездящийся вид, с численностью более 50 пар, с тенденцией к увеличению;
- египетская цапля – редкий гнездящийся вид, с численностью 2-6 пар;
- колпица – гнездящийся вид, с численностью 250-350 пар, с тенденцией к сокращению (5 колоний);
- каравайка – гнездящийся вид, с численностью 470-1400 пар (в 7 колониях);
- скопа – обычный гнездящийся вид с устойчивой численностью в 20-40 пар;
- орлан-белохвост – обычный гнездящийся вид, с устойчивой численностью 150-160 пар;
- черноголовый хохотун – редкий гнездящийся вид дельты. За пределами дельты Волги, в море на о. Малый Жемчужный имеется одна из крупнейших в мире колоний черноголового хохотуна, для которой дельта Волги весной и осенью является кормовой территорией;
- малый лебедь, савка, ходулочник, шилоклювка, сокол-сапсан, балобан, могильник,
- степной орел, дрофа, журавль красавка, султанка – редкие пролетные виды.

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".

Таким образом, положение о водно-болотном угодье международного значения «Дельта Волги» содержит запрет на осуществление нефтегазодобывающей деятельности, за исключением прокладки нефте- и газопроводов, если она не нарушает естественного режима водоемов и при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы. При этом следует иметь в виду, что на особо охраняемых природных территориях, включенных в состав водно-болотного угодья «Дельта Волги», например, на участках Астраханского государственного биосферного заповедника и его охранных зон, действует режим, определенный положением о них.

Астраханский государственный биосферный заповедник

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 (общая площадь – 66,8 тыс. га) 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. м³, из них спелых и перестойных – 245,2 тыс. м³.

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

В границах заповедника 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 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 кутлуках 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"

Остров Малый Жемчужный образовался в период регрессии Каспия в 30-х годах прошлого столетия на месте подводной отмели – банки. Площадь и ширина острова значительно изменяется в зависимости от уровня Каспийского моря.

Постановлением Правительства РФ от 14 января 2002 г. № 13 остров Малый Жемчужный, расположенный в северной части Каспийского моря, объявлен памятником природы федерального значения. Соответственно, территория острова объявлена особо охраняемой природной территорией федерального значения.

В 1983 году на момент организации памятника природы остров Малый Жемчужный имел длину около 7 км, ширину – около 400 метров. Остров возвышается над уровнем Каспия приблизительно на 1-1,5 м. Остров подвергается постоянному воздействию прибоя, меняет свою конфигурацию и на нем всегда есть значительные участки суши, сложенные из песка и раковин моллюсков, полностью или частично лишенные наземной растительности. На состояние и конфигурацию острова решающее влияние оказывают также штормовые ветры и ледовые подвижки, изменяя его и форму, и местоположение.

По результатам обследования 2013 г. остров Малый Жемчужный представляет собой полосу суши из песка и ракушечника протяженностью 2500 м и шириной 200 м в самой широкой части. Общая площадь 26,479 га. Остров вытянут с севера на юг, северная и южная оконечности острова изогнуты к западу, сформирован в основном из песка и ракушечника. Остров интенсивно размывается в южной части и нарастает в северной. В юго-восточной части острова имеется гряда, образованная в результате воздействия волновой эрозии, протяженностью около 300 м и 1,2 м в высоту.

Растительность о. Малый Жемчужный разрежена и представлена в основном моновидовыми сообществами сорных и гигрофитных растений. Остров покрыт растительностью неравномерно – узкие косы и прибрежная часть, как правило, лишена растительности, как и участки, заселенные колониями черноголового хохотуна и чегравы. Амфибии и рептилии при обследовании острова обнаружены не были.

Основные объекты охраны ООПТ: гнездовые колонии черноголового хохотуна, чегравы, серебристой чайки, пестроносой крачки, каспийский тюлень.

Остров Малый Жемчужный в безледный период является единственным в Северном Каспии лежбищем каспийского тюленя (*Phoca caspica* L.). Ранней весной и поздней осенью на острове и на прилегающей к нему акватории численность тюленя варьируется от 2 до 4 тысяч особей. С октября на острове отмечаются предзимние залежки тюленей в ожидании ледостава; в январеначале марта (в ледовый период) – ценные залежки на льду. В апреле линные залежки тюленей на острове сохраняются, но для большинства зверей начинается нагульный период в Северном Каспии. В мае линька у тюленей заканчивается. Одиночные особи встречаются на лежбище на о. Малый Жемчужный круглый год, но в летний период на острове обитают только больные особи.

Массовыми колониально гнездящимися на острове птицами являются черноголовый хохотун, серебристая чайка, чеграва, пестроносая и речная крачки. В летний период на острове были зарегистрированы также и другие виды птиц: большой баклан, кудрявый пеликан, лебедь-шипун, морской голубок, малая крачка, черныш, чернозобик, перевозчик, кулик-воробей, камнешарка, средний кроншнеп, чибис, кулик-сорока, большой улит, мородунка, малый зук, песочник, каменка, рыжая цапля, кряква, серая ворона, золотистая щурка, розовый скворец, деревенская ласточка, дроздовидная камышевка. Безусловно, возможны залеты на остров и других видов птиц.

Остров имеет очень важное значение как местообитание чайковых птиц. Гнездовая колония черноголового хохотуна и чегравы на острове Малый Жемчужный является единственной во всем Прикаспийском регионе. Черноголовый хохотун и чеграва занесены в Красную книгу Российской Федерации и Красную книгу Астраханской области. По данным Астраханского заповедника, в 2005 году на острове гнездились приблизительно 18000 пар черноголового хохотуна, 5000 пар чегравы.

Сведения о современном состоянии птичьего населения приводятся по данным ежегодного мониторинга, осуществляемого для ООО "ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть" специалистами ООО "Научный центр – Охрана биоразнообразия" совместно с Астраханским государственным природным биосферным заповедником

Карта-схема расположения гнездовых и колоний птиц на острове Малый Жемчужный в период исследований приведена на рисунке 3.5.

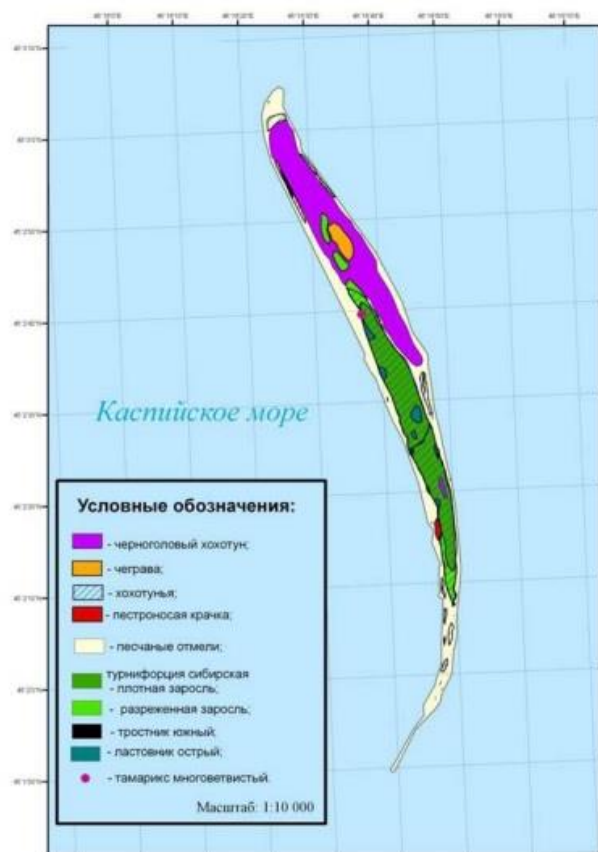


Рисунок 3.5 Карта-схема расположения гнездовых и колоний птиц на острове Малый Жемчужный май 2013 г

В весенне-летний период 2013 г., к моменту обследования острова гнездовой период у доминирующих видов был завершен. Было отмечено гнездование серебристой чайки, черноголового хохотуна и чегравы. К моменту обследования острова гнездовой период у хохотуна, черноголового хохотуна и чегравы видов был в основном, завершен, следы гнёзд частично стёрты и затоптаны, но птицы держались на участках гнездования, поэтому было возможно определение участков расположения колоний, их площадь и протяженность.

Самым массовым видом из гнездящихся на острове во все годы был черноголовый хохотун. Численность гнездящихся на острове хохотунов в период с 1975 по 2012 гг. изменялась от 2,5 тыс. до 42 тыс. особей. В 2013 г. колонии черноголового хохотуна располагались в средней и северной части острова. Плотность гнездования хохотуна составила 0,25 гнезд/м². По результатам оценки 2013 г. численность вида составляет 20,4 тыс. особей.

Численность гнездящейся на острове серебристой чайки (хохотуны) в 1975-2012 гг. колебалась – от 0,05 до 2 тыс. особей, в отдельные годы серебристая чайка на острове не гнездилась.

В 2013 г. поселения серебристой чайки распределены по территории острова не равномерно, и имеют гораздо меньшую плотность, в сравнении с плотностью колоний черноголового хохотуна, численность вида составляет около 3,5 тыс. особей.

Численность чегравы в период с 1975 по 2010 гг. изменялась от 0,5 до 6,2 тыс. особей. По результатам оценки в 2013 г. численность чегравы составляет 2,2 тыс. особей. Единственная колония чегравы отмечена среди наиболее крупного колониального гнездовья черноголового хохотуна в северной трети острова.

На южной оконечности острова в стае отдыхающих птиц встречен большой баклан численностью 9 особей, кудрявый пеликан численностью 25 особей.

По результатам учетов 2013 г. на о. Малый Жемчужный:

- зарегистрировано 10 видов птиц: хохотунья, черноголовый хохотун (занесен в Красную Книгу РФ и Астраханской области), чеграва (занесена в Красную Книгу РФ и Астраханской области), пестроногая крачка, дроздовидная камышевка, большой баклан, кудрявый пеликан (занесен в Красную Книгу РФ и Астраханской области), серая ворона, камнешарка, песчанка/кулик воробей;
- численность птиц составила: 14,6 тыс. гнездящихся пар, в том числе: черноголового хохотуна – 12 тыс. гнездящихся пар (вид Красной книги РФ), серебряной чайки – 1,5 тыс. пар, чегравы – 1,1 тыс. пар. Отмечено единичное пребывание розового пеликана – вида Красной книги РФ;
- влияние нефтедобычи на население птиц не отмечено.

Природные заказники регионального значения "Каспийский" и "Морской Бирючок"

Заказники "Каспийский" и "Морской Бирючок" расположены в Калмыкии на низменном побережье Каспия. Заказник "Морской Бирючок" (50 тыс. га) расположен в южной части Лаганского района Калмыкии на границе с Республикой Дагестан и занимает северо-западную часть прибрежной акватории Каспийского моря, включает остров Морской Бирючок, Кизлярский залив и Даргинский банк. Сухопутная часть заказника, занятая песчаными белопопынно-житняковыми степями, служит местом пролёта и, иногда, зимовки дрофы и стрепета.

Побережье Каспийского моря и остров Морской Бирючок заняты тростниково-рогозовыми плавнями. Колебания уровня Каспийского моря влияют на состояние прибрежных экосистем, остров Морской Бирючок периодически находится под водой. Данная территория – место гнездования водоплавающих и околоводных птиц, мигрирующих гусей, скопление линных и зимующих птиц, один из важнейших районов

остановки, мигрирующих водоплавающих и околоводных птиц на юге европейской части России (свыше 1 млн. особей).

Заказник "Каспийский" (39,4 тыс. га) расположен в северо-восточной части приморской полосы Лаганского района, охватывает часть Прикаспийской низменности, включает каналы, озера и водохранилища, часть бэровских бугров и межбугровых понижений. Обращенная к морю полоса подвержена нагонам морских вод при сильных ветрах. Водно-оросительная система на территории заказника является местом гнездования, пролёта, отдыха мигрирующих и зимовки водоплавающих птиц. В заказнике обитает самая крупная в Калмыкии популяция фазана. Более сухие участки служат местом пролёта и зимовки для дрофы, стрепета, орлана-белохвоста и других видов [6].

3.8 Социально-экономические условия района работ

Астраханская область расположена на юго-западе России, в пределах северо-западной части Прикаспийской низменности, дельты Волги и в Волго-Ахтубинской пойме. Граничит с Волгоградской областью, Республикой Калмыкией и Казахстаном. Протяжённость – 120 км с запада на восток, между Калмыкией и Казахстаном и 375 км с севера на юг, вдоль Волги и Ахтубы до Каспия. Областной центр – город Астрахань.

Основными водными артериями являются реки Волга и Ахтуба. Территория Астраханской области омывается Каспийским морем. Более десятой части территории области покрыто водой.

Прилегающие к побережью Каспийского моря территории подвержены подтоплению и нагонным явлениям при южном ветре. Наибольшую угрозу для хозяйственной деятельности представляют колебания уровня Каспийского моря.

Расположение региона на перекрестке торговых путей обусловило создание хорошо развитой транспортной инфраструктуры. Астраханская область является стратегически важным транспортным узлом, где пересекаются Каспийские морские и Волжские речные пути с железнодорожными и автомобильными трассами России.

Астраханский транспортный узел расположен на кратчайшем пути, связывающим Европу через Россию со странами Западной и Средней Азии, Индией и Пакистаном, странами Индийского океана. Астраханская часть Приволжской железной дороги связывает Астрахань с другими областными центрами России и Северным Кавказом. Большое значение в транспортной инфраструктуре при этом имеют автомобильные трассы Астрахань-Москва, Астрахань-Элиста, Астрахань-Махачкала и Астрахань-Красный Яр-Атырау.

Область разделена на 2 городских округа – Астрахань и закрытое административно-территориальное образование город Знаменск, а также 11 муниципальных районов.

Административный центр области – город Астрахань. Астраханская область по территории (5292,4 тыс. га) занимает 6 место из восьми регионов Поволжья. По состоянию на 1 января 2015 года в Астраханской области проживает 1 021 287 человек, из которых 559 907 человек составляет городское население; 461 380 человек – сельское население. За последние 8 лет численность населения Астраханской области увеличилась на 10%.

Большинство населения области (70%) составляют русские. Второй по численности народ – казахи (14,3%). Астраханская область является историческим местом проживания казахов, здесь живет самая крупная казахская община по субъектам федерации. Астраханская область является также историческим местом проживания татар (включая астраханских и юртовых, говорящих на отдельных диалектах) (7%), ногайцев (в большинстве карагашей) и туркмен.

В Астраханской области есть запасы полезных ископаемых: нефть, газ, гипс, известняк, мергель, строительные пески и глины, опоки, минеральные краски. Имеются также крупные месторождения глиногипса, стекольных песков, калийных солей, брома, йода и т. д. Наиболее известные месторождения: Астраханское газоконденсатное месторождение и огромное соленое озеро Баскунчак. Ведется промышленная добыча минеральной воды, а также слабоминерализованных столовых вод. Разрабатываются запасы иловой лечебной грязи на курорте "Тинаки".

В народнохозяйственном комплексе Астраханской области ведущую роль играет обрабатывающая промышленность. В настоящее время насчитывается 10 крупных ее отраслей: машиностроение и металлообработка, топливно-энергетический комплекс, пищевая, легкая и другие.

За счет своего географического положения (в пределах области расположено Каспийское море) основой промышленности является рыболовство и судостроение. Огромная часть промышленности работает именно на рыболовство.

Важнейшим направлением в отрасли машиностроения и металлообработки являются судостроение и судоремонт, потребности в которых определяются в основном рыбной и нефтегазовой промышленностью. Кроме того, в области действуют предприятия по выпуску кузнечно-прессовых машин, металлорежущих станков, отдельных видов энергетического, насосносилового, бурового, электротехнического, окрасочного, сантехнического оборудования, компрессоров к бытовым холодильникам, платформ для подводной добычи нефти. В результате структурной перестройки ведущее место в

экономике области занял топливно-энергетический комплекс. На его долю приходится более 40% выпускаемой продукции.

Одним из важнейших направлений работы топливно-энергетического комплекса является поиск и разведка месторождений нефти и газа в Астраханском регионе. В целом запасы нефти и газа области оцениваются в 6 трлн. м³, конденсата – 1,2 млрд. т, нефти – 7 млн.т. Ведущим предприятием топливно-энергетического комплекса является предприятие "Астраханьгазпром".

Химическая и нефтехимическая промышленность области представлены производством стекловолокна, резинотехнических изделий, обуви резиновой и лакокрасочных материалов. Комплексное использование запасов поваренной соли оз. Баскунчак включает в себя добычу и переработку сопутствующих ей солей брома, йода и бора.

Сельскохозяйственный комплекс составляет основу жизнеобеспечения региона. Ведущими поставщиками сельскохозяйственной продукции в федеральный и областной государственные фонды по-прежнему являются колхозы, совхозы, товарищества и акционерные общества. Ими поставлено 80% овощей, практически весь рис, молока – 98%, мяса – 97% и яиц – 100%.

Перерабатывающие предприятия местной промышленности, которые занимаются заготовкой и переработкой кожевенного и шубно-мехового сырья, поступающего от животноводов области, сосредоточены на территории Астрахани.

В области имеются почти все виды транспорта: железнодорожный, автомобильный, морской, речной, авиационный и трубопроводный.

Транспортную сеть области составляют 849 км железнодорожных путей, 3412 км автомобильных дорог с твердым покрытием, 1443 км судовых внутренних водных путей, 657 км (в 2-путном исчислении) электрического транспорта.

Ближайшее к точке бурение побережье относится к Камызякскому, Икрянинскому и Лиманскому районам Астраханской области.

Икрянинский район расположен в юго-западной части Астраханской области и граничит: на севере – с Наримановским районом и г. Астрахань; на востоке и юго-востоке – с Приволжским и Камызякским районами; на юге и юго-востоке – омывается Каспийским морем; на западе – с Лиманским районом. Административный центр – село Икряное. На территории района расположены 37 населенных пунктов, 15 сельских администраций и 2 поселковые. Наиболее крупные поселки и села – Икряное, Ильинка, Красные Баррикады, Труд-Фронт, Мумра, Оранжеви.

На территории района осуществляют свою деятельность 447 предприятий и организаций всех форм собственности, из них 195 предприятий – в сфере малого и среднего бизнеса. Кроме того, в районе осуществляют свою хозяйственную деятельность 927 индивидуальных предпринимателей.

В Икрянинском районе действуют 33 промышленных предприятия. По видам экономической деятельности представлены следующие виды: металлургическое производство и производство готовых металлических изделий, производство транспортных средств и оборудования, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, производство пищевых продуктов, включая напитки.

ОАО "Судостроительный завод "Красные Баррикады" выполняет заказы для крупнейших российских и зарубежных нефтегазовых компаний по строительству нефтяных платформ. В результате активной реализации проектов ОАО НК "ЛУКОЙЛ" по разработке месторождения им. В. Филановского объем производства в судостроении растет. Отрасль судостроения и судоремонта представлена еще одним значимым предприятием "ЗАО "ПК "ЭКО+", представляющим услуги по ремонту, техническому обслуживанию и переоборудованию судов.

Продолжает развиваться предприятие "Каскад", специализирующееся на изготовлении полиэтиленовых труб различного диаметра для сельских водопроводов. ООО "Мумринский СРЗ" продолжает оказывать услуги по ремонту речного флота, в том числе и рыболовецкого. В настоящее время предприятием оформляется лицензия на ремонт военных судов.

Районная торговая сеть в настоящее время насчитывает 376 объектов. Обеспеченность торговыми площадями составляет 379 кв.м на тысячу жителей. Бытовые услуги населению оказывают 54 предприятия различных форм собственности, на которых трудятся свыше 140 человек.

Агропромышленный комплекс – важнейшая составляющая экономики района. Производством сельскохозяйственной продукции в районе занимаются 16 предприятий, 55 КФХ, из них в отрасли животноводства – 35, растениеводстве – 10, аквакультура – 10 и около 12760 ЛПХ.

Общее поголовье крупного рогатого скота во всех категориях хозяйств на 01.01.2015 года насчитывает 17111 голов. Основной рост поголовья крупного рогатого скота, лошадей происходит в крестьянских (фермерских) и личных подсобных хозяйствах. На территории района работает племенное хозяйство ООО КФХ "Дина" по разведению овец эдильбаевской породы с поголовьем более 3 тысяч голов. Поголовье птицы составило 325945 голов. В целом, произведено мяса скота и птицы во всех категориях хозяйств – 7684

т. Производство молока во всех категориях хозяйств составило 8096 т. Производство шерсти во всех категориях хозяйств составило 30,2 т. В 2014 году в отрасли растениеводства района всеми категориями хозяйств произведено 34619 т овощей, картофеля – 10066 т, бахчевых выращено 16174 т. Хороших показателей достигли крестьянские (фермерские) хозяйства – валовой сбор овощей в ассортименте составил 15564 т. В хозяйствах, работающих на капельном орошении, урожайность увеличилась в два раза.

Добычей рыбы в 2014 году были заняты 11 рыбодобывающих предприятий и один индивидуальный предприниматель. По итогам года добыто 7142 т рыбы. Освоение квоты составило 81,7%. Производством товарной прудовой рыбы в районе в 2014 году занимались 15 хозяйств. Всего выращено 2630 т рыбы, в том числе 27 т рыб осетровых пород.

Общая численность персонала, занятого в различных сферах трудовой деятельности представлена следующим распределением: в промышленном производстве – 1916, в сельском хозяйстве – 597, строительстве – 148, рыбной отрасли – 1200, предприятия торговли и общественного питания – 380. В целом же численность населения, занятого в экономике составляет 8957 человек. Ситуация на рынке труда в районе характеризовалась в 2014 году снижением числа граждан, обратившихся в службу занятости. Численность зарегистрированных безработных граждан на конец года составила 324 человека.

Ресурсы недр района обусловлены наносными явлениями рек и моря. Имеются разведанные месторождения глины для кирпичного и керамзитного сырья, а также гончарного производства. Особое место занимают ресурсы сапропеля. На территории района расположены уникальные заповедные зоны для познавательного отдыха.

Общая площадь жилищного фонда на начало 2014 года по району составила 1012,2 тыс.кв.м. Завершено строительство двух социально важных объектов – спортивного комплекса "Икрянинский" и футбольного поля с искусственным покрытием.

Население района многонациональное – это русские, казахи, татары, калмыки, украинцы. Численность населения (на 2013 год) составляет 47945 человек. Демографическая ситуация в районе характеризуется незначительным ростом числа родившихся при одновременном снижении числа умерших. За 2014 год в районе родилось 726 детей. Общий уровень рождаемости составил 15,2 на 1000 человек населения (по Астраханской области – 15,0).

Состояние сельских дорог затрудняет развитие района. Большое значение имеют паромные переправы.

Лиманский район расположен на юго-западе Астраханской области в Прикаспийской низменности, занимает площадь 523,8 тыс.га, в том числе Черные земли

161,2 тыс. га. На северо-востоке район граничит с Икрянинским районом Астраханской области, на юго-западе – с Республикой Калмыкия. Районный центр – п. Лиман. Расстояние от областного центра до границ района 72 км, до районного центра – 106 км. Лиманский район территориально разделен на 16 административных органов самоуправления, в том числе один поселковый совет, 15 сельских советов, возглавляемых местными администрациями.

Численность населения по состоянию на 1 января 2015 года составляет 31,306 тыс. чел., из которых 9,172 тыс. человек составляет городское население; 22,134 тыс. человек – сельское население.

Современная территория является бывшим дном Каспийского моря. Поверхность равнинная, лежащая ниже уровня моря. Климат резко континентальный. Характеризуется сухой и жаркой весной, засушливым летом, холодной, обычно бесснежной и сопровождающейся ветрами зимой. Средняя температура воздуха летом составляет плюс 29,5 °С, зимой – минус 4,7 °С. В течение года преобладают восточные ветра. Среднегодовая скорость ветра 2,9 м/с. Среднегодовое количество осадков – 220 мм.рт.ст.

Лиманский район располагает разветвленной схемой благоустроенных автомобильных дорог и мостовых переправ. Через территорию района проходят трассы федеральной автодороги Астрахань-Махачкала, железной дороги Астрахань-Кизляр, Волго-Каспийского судоходного канала по реке Бахтемир. Транспортная схема района, практически обеспечивает все потребности грузового и пассажирского транспорта. Территорию района пересекают магистральные трубопроводы, обеспечивающие транспортировку газа по маршруту Макат-Северный Кавказ и нефти по маршруту Казахстан-Новороссийск.

В районе имеется пищевая промышленность по переработке рыбы, овощей, мяса, выпуску хлебобулочных изделий. Наиболее крупным предприятием является пивоконсервный завод в селе Оля. С 1997 г. ведется эксплуатация морского порта Оля, мощностью около 400 тысяч тонн переработки грузов. Порт, помимо приема и отгрузки сухих грузов, обслуживает также морскую паромную линию Иран-Туркменистан-Россия.

В целом, Лиманский район по-своему уникален и многогранен, что делает его особенно привлекательным для жителей и гостей района.

Лиманский район Астраханской области является крупнейшим производителем арбузов, томатов, картофеля, лука репчатого, свеклы, капусты, других овощей, а также промысловой рыбы (сазан, сом, щука, линь, лещ, карась), прудовой рыбы (белый амур, карп, толстолобик, серебристый карась).

Камызякский район расположен на юге Астраханской области в самом центре дельты Волги. На севере Камызякский район граничит с Приволжским районом Астраханской области, на востоке – с Володарским районом, на западе – с Икрянинским. Юго-западные границы района омываются водами Каспийского моря. Площадь района составляет 3493,43 кв. км.

Район поделен на 19 муниципальных образований, административным центром района является город районного подчинения Камызяк, расположенный на правом берегу р. Кизань. Камызяк удален от областного центра на расстояние 35 км. Всего на территории Камызякского района расположено 48 населенных пунктов.

Численность населения по состоянию на 1 января 2015 года составляет 48,257 тыс. чел., из которых 20,979 тыс. человек составляет городское население; 27,278 тыс. человек – сельское население.

Камызякский район занимает ведущие позиции в Астраханской области по производству и переработке сельскохозяйственной продукции. Основными направлениями сельского хозяйства являются: овощеводство, бахчеводство, рисоводство, мясомолочное скотоводство.

Промышленность Камызякского района представлена следующими отраслями:

- судостроительная (в п. Волго-Каспийском расположено одно из старейших предприятий Астраханской области ОАО "Волго-Каспийский СРЗ", созданный в 1943 году);
- легкая;
- полиграфическая;
- мукомольно-крупяная;
- производство строительных материалов и др.

Уникальное географическое расположение Камызякского района в дельте р. Волги и Каспийского моря, благоприятные климатические условия, индивидуальная флора и фауна привлекают на летний отдых сотни туристов со всей России и зарубежных стран.

Главным историческим объектом Камызякского района является Самосдельское городище. Оно расположено на мысе, образованном р. Сомовка и р. Волга, в 15 км юго-западнее с. Самосделка.

Основными путями сообщения внутри Камызякского района являются автомобильные дороги. Автодорожная сеть имеет веерную систему с севера на юг. Передвижение по району по автодорогам связано с пересечением водных преград различной ширины. В настоящее время в районе построено 25 мостов, а также действуют 3 понтона и 6 паромных переправ.

На территории района расположены "Дамчикский" и "Трехизбенский" участки Астраханского Государственного биосферного заповедника.

На территории Камызякского района действуют 43 школы (в т.ч. 8 городских и 35 сельских), из них:

- начальных школ – 14 (1 городская, 13 сельских);
- основных – 11 (2 городских, 9 сельских);
- средних – 17 (4 городских, 13 сельских);
- лицеев – 1.

Также есть одна вечерняя школа, одна спецшкола, две начальные школы-сада. В районе 20 дошкольных учреждений, в том числе 18 бюджетных учреждений дошкольного образования; центр внешкольной работы, клуб юных моряков. В районе функционирует детская юношеская спортивная школа, детская школа искусств, музыкальная школа.

В районе действуют: 43 клубных учреждения, в том числе 31 стационарные государственные сети, 6 передвижных, 6 ведомственных; 29 библиотек, детская школа искусств, детская музыкальная школа, выставка-музей "Из истории Камызякского района".

В районе имеется мусульманская община. В селе Затон построена мечеть [6].

4. Аварийные ситуации на нефтепроводах

При проектировании и сооружении подводных трубопроводов на объектах континентального шельфа используются самые современные достижения в области морских технологий. Однако, как показывает практика эксплуатации подводных трубопроводов, имеются реальные угрозы их повреждения.

4.1 Классификация аварийных ситуаций

Классификация аварий [7]:

1. В зависимости от расположения на трубопроводе аварии подразделяются:
 - по основному металлу труб;
 - в сварных соединениях (продольный или поперечный швы);
 - на запорной арматуре;
 - на устройствах трубопровода (вантуз, манометрические сборки, указатель прохождения средств очистки и диагностики и др.).
2. По условиям трассы и климата (аналогично характеристике участков трубопровода) аварка происходят на:
 - обычных участках трассы;
 - переходах через препятствия;
 - болотистых участках трассы;
 - горных и скальных участках трассы;
 - пустынных участках трассы;
 - участках вечной мерзлоты;
 - подводных участках трубопроводов.
3. По последствиям различают: авария I-ой категории, авария II-ой категории.
4. Авария, характеризующаяся нарушением герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта более 100 т или простоем трубопровода более 24 часов, классифицируется как авария I-ой категории.
5. Авария, характеризующаяся нарушением герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта менее 100 т или простоем трубопровода от 8 до 24 часов, классифицируется как авария II-ой категории.
6. Нарушение герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта до 1 т и простоем в работе трубопровода до 8 часов классифицируется как повреждение.

ЧС(Н), развивающиеся на морских акваториях, обладают выраженной спецификой. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 различает ЧС по степени

возможного ущерба. Однако данная классификация не способна полноценно идентифицировать ЧС на акваториях. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» прямо указывает на акватории — табл. 4.1, однако не содержит признаков возможного ущерба [7].

Таблица 4.1.

Классификация ЧС(Н) на море в зависимости от объема разлива нефти и нефтепродуктов

Категория ЧС	Разлив от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов
Локального значения	До 500 тонн
Регионального значения	От 500 до 5000 тонн
Федерального значения	От 500 до 5000 тонн

В зависимости от тяжести последствий аварии делятся на аварии 1 категории, 2 категории и инцидент [8].

Авария *1 категории* - это авария с последствиями, включающими следующие события:

- травматизм со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;
- воспламенение нефти или взрыв ее паров и газов; загрязнение водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема;
- простой нефтепровода свыше 24 ч;
- потеря нефти свыше 100 м³.

Авария *2 категории* - авария с последствиями, включающими события:

- воспламенение и пожар;
- загрязнение грунта и атмосферы;
- простой нефтепровода от 8 до 24 ч;
- потеря нефти от 10 до 100 м³.

"*Инцидент*" на объектах магистральных нефтепроводов — отказ или повреждение оборудования, или технических устройств, с потерей нефти менее 10 м³. Инциденты разделяются на "аварийные утечки¹" и "опасные условия эксплуатации".

В Методическом руководстве [9] в качестве аварийных разливов нефти понимаются разливы нефти объемом более 1 м³ или загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема при условии, что оно превысило установленные стандарты качества воды для таких водоемов. Критерии информации о ЧС (Приказ МЧС России от 08.07.05 № 329) определяют, как ЧС любой разрыв магистрального

нефтепровода, вылив нефти в объеме 20 т и более — при авариях на плавучих буровых установках, на морских платформах по добыче нефти.

Таким образом, можно сказать, что адекватной классификации разливов нефтепродуктов на акваториях, тем более с учетом ущерба, в РФ нет. Поэтому предлагается «рабочая» классификация ЧС(Н) на морских акваториях как возможных состояний — «возможность/невозможность» того или иного вида (а не объема) ущерба. Критерием прогнозных оценок в таком случае может являться наличие или отсутствие угрозы определенных видов загрязнения [9].

На основе классификации ЧС(Н) на морских акваториях как возможных состояний, можно предложить матрицу идентификации типов ЧС(Н) на морских акваториях для прогноза ущерба как возможности реализации определенных угроз — загрязнения водоохранных зон, рекреационных территорий, рыбопромысловых (заповедных) акваторий в пределах территориального моря (исключительной экономической зоны) РФ или сопредельного государства — табл. 4.2.

Таблица 4.2.

Матрица идентификации типов ЧС(Н) на морских акваториях для прогноза возможного ущерба

Тип ЧС	Критерий	
	угроза загрязнения водоохранных зон, рекреационных территорий т.п.	угроза загрязнения рыбопромысловых или заповедных акваторий
Территория Российской Федерации		
I.	-	-
II.	-	+
III.	+	-
Продолжение таблицы 4.2.		
IV.	+	+
Территория сопредельного государства		
V.	-	-
VI.	-	+
VII.	+	-
VIII.	+	+
Финансовое обеспечение		
	Средства Минтранса России (Росморфлот)	
	Средства Минтранса России + средства Резервного Фонда Правительства РФ	
	Средства Минтранса России + средства субъекта федерации + средства Резервного Фонда Правительства РФ	

Очевидно, перечень потенциальных угроз может быть расширен. Более того, для отдельных акваторий в перечень могут быть внесены конкретные «критические» объекты на прибрежных территориях [10].

4.2 Причины возникновения аварийных ситуаций

Причинами происхождения аварий на магистральных трубопроводах являются [6]:

- дефекты материала (труб, фасонных изделий, арматуры и др.);
- коррозия;
- брак строительного-монтажных работ;
- механические повреждения при производстве работ вблизи трубопровода;
- ошибка эксплуатационного персонала;
- стихийные явления (землетрясения, наводнения, оползни и т.п.).

В безледный период года (апрель-ноябрь) средняя скорость ветра составляет 5,0-6,3 м/с, достигая в штормовые дни в порывах 20-25 м/с. Повторяемость штормовых ветров со скоростью 14 и более м/с в году около 3%. Повторяемость волнения в Северном Каспии тесно связана с повторяемостью ветра. В районе месторождения наблюдаются как ветровые волны, так и волны зыби. Чаще всего наблюдается смешанный тип волнения с преобладанием волн зыби. Средняя высота волны – до 2 м, преобладающее направление волнения юго-восточное [7].

Доминирующими причинами аварийных ситуаций являются: коррозия – 50%, механические повреждения вспомогательных судов и строительных барж – 20% и повреждения, вызванные штормами, размывами дна – 12%.

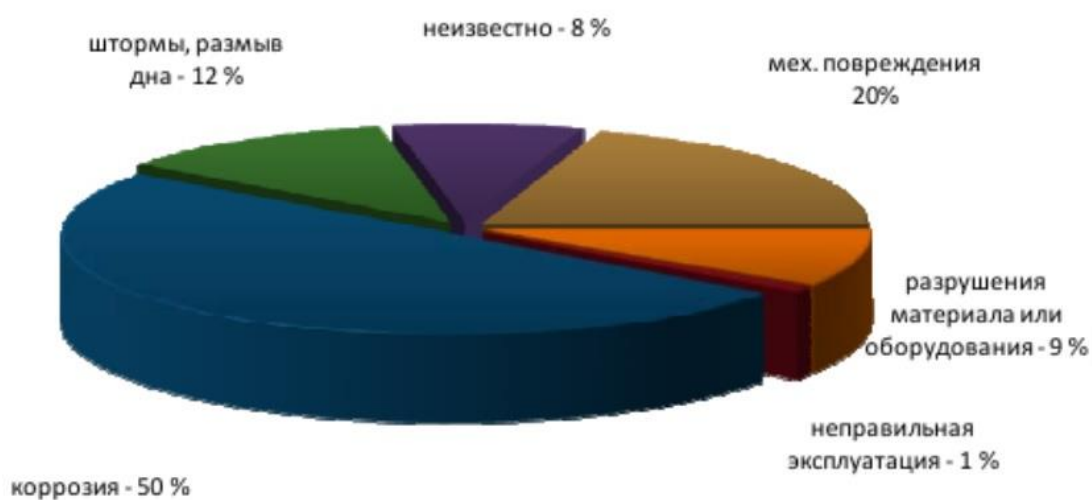


Рисунок 4.1 Распределение общего числа разрушений подводных трубопроводов в зависимости от вызвавших их причин [11].

Аварий на морских трубопроводах в России не зарегистрировано. Для сравнения ниже приведена общая статистика аварийности на всех магистральных газо- и нефтепроводах в России за 10 лет по данным Ростехнадзора (рис. 4.2).

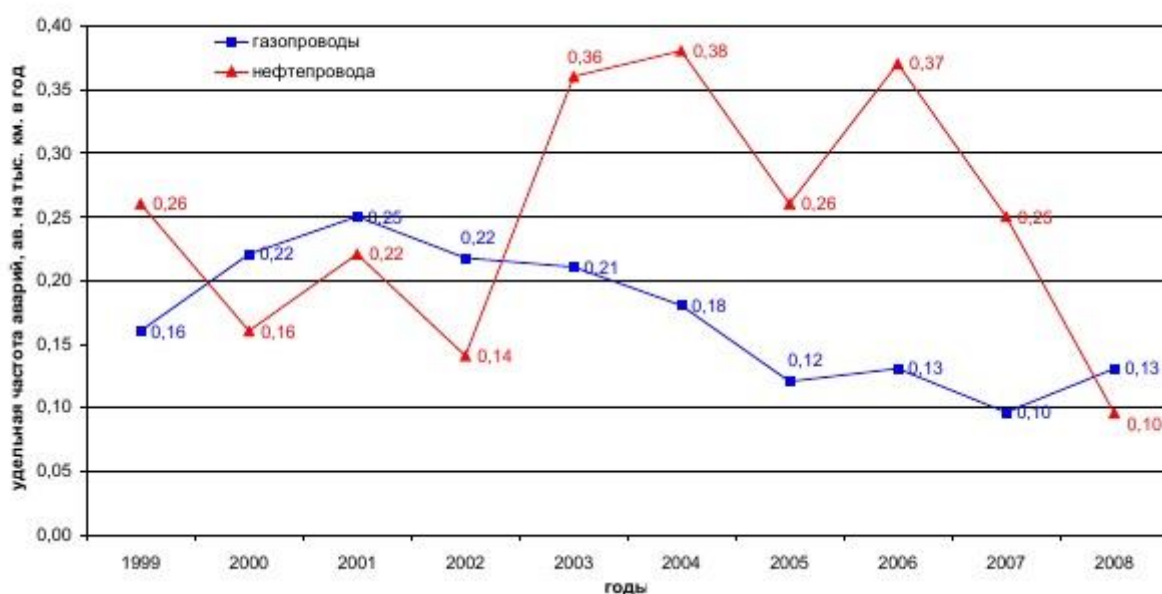


Рисунок 4.2 Динамика аварийности на объектах магистральных нефте- и газопроводах в России (1999 - 2008 гг.) [11].

Как следует из приведенного графика, аварийность на магистральных газопроводах в последние годы имеет тенденцию к снижению. Причина этого может быть связана с повышением требований промышленной безопасности, в том числе за счет увеличения объема работ по внутритрубной диагностике и процедур выборочного ремонта участков трубопроводов с целью продления их ресурса. Вместе с тем аварийность на нефтепроводах на 70-90% обусловлена внешними причинами, в основном из-за несанкционированных «врезок» с целью хищений нефтепродуктов [21].

Исходя из приведенных данных средняя частота аварий в России за последние 10 лет составляет 0,17 ав./год/1000 км для газопроводов и 0,25 ав./год/1000 км для нефтепроводов.

4.3 Последствия аварийных ситуаций для окружающей среды

Нефть наносит необратимый ущерб и здоровью человека, попадая в хозяйственно-питьевые водоемы и объекты.

Негативное воздействие на окружающую природную среду - любые прямые или косвенные, немедленные или возникшие через какое-то время, вредные последствия аварии, в частности:

- а) для людей, флоры и фауны;
- б) для почвы, воды, воздуха и ландшафта;
- в) для взаимосвязи между факторами, указанными в подпунктах «а» и «б».

Вред окружающей природной среде - негативные изменения и последствия снижения качества природных ресурсов и среды обитания человека, биологического разнообразия и биопродуктивности природных компонентов, в конечном итоге - снижение эколого-ресурсного потенциала территорий. Понятие «вред» включает прямой и косвенный ущерб, а также убыток [12].

Последствия аварий, происшедших на подводных переходах магистрального нефтепровода, куда критичнее и опаснее аналогичных случаев на его линейной части. Они, как правило, сопряжены с огромным негативным влиянием на экологию региона. Это накладывает особый отпечаток на организацию технологического процесса на участке и обеспечение на нем промышленной безопасности, предъявляет высокие требования к надёжности основного и вспомогательного оборудования, а также профессиональной подготовке кадров, эксплуатирующих объект.

Разлив нефтепродуктов является одной из самых распространенных причин загрязнения наземных и водных экосистем. Как следствие этого, нарушается ход естественных процессов, что приводит к изменению условий обитания живых организмов. Пролитая нефть из танкеров, трубопроводов несет гибель всему, с чем соприкасается: уничтожается вся растительность, районы поражения становятся непригодными для обитания каких-либо животных. К примеру, некогда кишашие жизнью мангровые болота теперь исчезают и уходят в историю. Нефтяная пленка на поверхности водоема нарушает его биологические процессы и вызывает дефицит кислорода, изменяя состав воды. Оседающие на дне масла и мазут дают вторичное загрязнение. Все это приводит к уменьшению популяции рыб, водоплавающих птиц и млекопитающих [13].

5. Оценка экологического риска при авариях на нефтепроводах

5.1 Этапы проведения анализа риска

Проведение количественного анализа риска аварий на ОПО МН и МНПП проводят в четыре этапа:

- 1) планирование и организация работ;
- 2) идентификация опасностей аварий на ОПО МН и МНПП;
- 3) количественная оценка риска аварии на ОПО МН и МНПП:
 - а) оценка частоты возможных сценариев аварий;
 - б) оценка возможных последствий по рассматриваемым сценариям аварий;
 - в) расчет показателей риска аварии на ОПО МН и МНПП;
 - г) определение степени опасности участков и составляющих ОПО МН и МНПП:
 - ранжирование участков ЛЧ и составляющих ОПО МН и МНПП по показателям риска аварии;
 - сравнение показателей риска аварии участков и составляющих ОПО МН и МНПП с соответствующим среднестатистическим (фоновым) уровнем и установление степени опасности участков и составляющих ОПО МН и МНПП;
- 4) разработка рекомендаций по снижению риска аварии на ОПО МН и МНПП (пункты 79-85 настоящего Руководства по безопасности.).

Блок-схема проведения количественного анализа риска аварий на ОПО МН и МНПП приведена на рис.5.1.



Рисунок 5.1 Блок-схема проведения количественного анализа риска аварий на ОПО МН и МНПП [26]

Планирование и организация работ

На этапе планирования и организации работ рекомендуется [14]:

- а) идентифицировать анализируемый МН и МНПП как опасный производственный объект и дать его общее описание;
- б) определить необходимость проведения количественного анализа риска аварий на ОПО МН и МНПП (декларирование промышленной безопасности, обоснование безопасности, экспертиза промышленной безопасности, обоснование проектных решений по обеспечению безопасности, обязательное страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварий на опасном объекте, другие процедуры, требующие использования результатов анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО МН и МНПП);
- в) подобрать группу исполнителей, оценить трудозатраты, определить детальность и ограничения планируемой процедуры по количественному анализу риска аварий ОПО МН и МНПП;

- г) собрать представительные данные, не имеющие скрытых ошибок, по аварийности и травматизму на ОПО МН и МНПП для определения среднестатистического (фонового) уровня риска аварий на ОПО МН и МНПП. Среднестатистический (фоновый) уровень риска аварий на ОПО МН и МНПП R определяют, как среднегодовое значение показателя риска аварий за последний пятилетний период рассмотрения на ОПО МН и МНПП эксплуатирующей организации;
- д) задать пути достижения цели и определить основную задачу планируемой процедуры количественного анализа риска аварий.

Цель процедуры количественного анализа риска аварий - выявление наиболее опасных участков и составляющих площадочного сооружения, анализируемого ОПО МН и МНПП на основе результатов расчета показателей риска.

Достижение цели процедуры количественного анализа риска аварий реализуется при выполнении следующих основных задач:

- а) максимального снижения риска аварий на участках ЛЧ и составляющих площадочного сооружения ОПО МН и МНПП при доступных ресурсах;
- б) минимизации затрат по снижению риска аварий на чрезвычайно опасных участках и составляющих площадочного сооружения ОПО МН и МНПП.

Цель и основные задачи количественного анализа риска аварий на ОПО МН и МНПП рекомендуется конкретизировать на различных этапах жизненного цикла ОПО МН и МНПП:

- а) на этапе предпроектных работ и (или) проектирования ОПО МН и МНПП осуществляют:
- выявление опасностей и количественную оценку риска с учетом воздействия поражающих факторов аварий на людей (персонал, население и иные физические лица), имущество и окружающую среду;
 - оценку вариантов безопасного размещения опасных производственных объектов, применяемых технических устройств, зданий и сооружений ОПО МН и МНПП;
 - оценку обеспечения промышленной безопасности в альтернативных проектных и технических решениях;
 - получение информации об опасностях аварий на ОПО МН и МНПП для выработки рекомендаций по безопасной эксплуатации ОПО МН и МНПП;
- б) на этапе ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) ОПО МН и МНПП осуществляют:
- уточнение оценок риска аварий, полученных на предыдущих этапах функционирования ОПО МН и МНПП;

- проверку соответствия характеристик ОПО МН и МНПП фактическим условиям эксплуатации;
 - реализацию мероприятий по безопасной эксплуатации ОПО МН и МНПП, предусмотренных в декларации промышленной безопасности;
- в) на этапе эксплуатации или реконструкции ОПО МН и МНПП осуществляют:
- контроль основных опасностей аварий на ОПО МН и МНПП (в том числе при декларировании промышленной безопасности);
 - разработку рекомендаций по организации безопасной эксплуатации ОПО МН и МНПП;
 - совершенствование инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, технологического регламента, планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО МН и МНПП, планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
 - оценку эффективности принятых мероприятий по снижению риска аварий на ОПО МН и МНПП.

5.2 Идентификация опасностей воздействия на окружающую среду

Основная задача идентификации опасностей аварий - выявление и описание всех источников опасностей аварий (участков и составляющих ОПО МН и МНПП, на которых обращаются опасные вещества) и сценариев их реализаций.

На этапе «Идентификация опасностей» необходимо:

- 1) осуществить сбор и анализ информации в соответствии с приложением 1 [20];
- 2) произвести деление линейной части МН на участки;
- 3) выполнить анализ факторов, влияющих на риск, а также произвести (при необходимости) предварительные оценки опасностей.

Предварительная оценка опасностей производится на каждом отдельном участке трассы. Возможна первоначальная оценка для более крупных участков трассы в зависимости от поставленных целей при оценке риска [14]. При этом:

- 1) границами участка могут быть месторасположение задвижек, насосных станций или места резкого изменения какого-либо значимого фактора (например, подводный переход, пересечение с транспортной коммуникацией, особенность рельефа местности, наличие населенного пункта и пр.);
- 2) примерная зона влияния возможных аварий нефтепроводов на компоненты окружающей природной среды колеблется от 200 м (для наземного участка линейной части МН) до 3 км (для перехода через водную преграду). Ориентировочное значение длины

сухопутного участка равно 1 - 3 км, при пересечении МН водных объектов длина участка соответствует протяженности перехода через водную преграду. Увеличение числа участков повышает точность оценки показателей риска вдоль линейной части, однако может привести к увеличению стоимости работ вследствие дополнительных затрат на сбор и обработку необходимой информации, поэтому, необходимо оптимизировать длину участка в соответствии с выбранными критериями [25].

5.2.1 Воздействие на атмосферный воздух и морскую среду при аварийной ситуации

Виды сырой нефти различного происхождения широко отличаются по своим физическим и химическим свойствам, в то время как многие продукты нефтепереработки имеют четко определенные характеристики вне зависимости оттого, из какого вида сырой нефти они были получены. Нефть средних и тяжелых фракций, которая в своем составе содержит различное количество остаточных продуктов нефтепереработки, смешанная с нефтепродуктами легких фракций, также широко различается по своим свойствам.

Основными физическими свойствами, которые влияют на поведение и стойкость нефтяного пятна в море, являются плотность, дистилляционные характеристики, давление насыщенных паров, вязкость и температура застывания. Все эти свойства зависят от химического состава, а именно, от содержания летучих компонентов, асфальтенов, смол и парафинов.

Схематически процесс распространения нефтепродуктов при разливе можно представить следующим образом. На начальной стадии разлива происходит достаточно быстрое растекание нефти по поверхности водного объекта, обусловленное ее положительной плавучестью.

Скорость растекания может варьироваться в широких пределах и зависит, в основном, от физических свойств нефти (нефтепродуктов) при данных гидрометеорологических условиях.

В зависимости от объема нефти, этот процесс может продолжаться от нескольких минут до нескольких часов и даже дней в случае особо крупных разливов.

Дальнейшее распространение нефти (нефтепродуктов) по поверхности водного объекта обусловлено действием поверхностного натяжения и турбулентной диффузии, или точнее, турбулентным характером касательных напряжений на границах раздела нефть-вода и нефть-воздух. Деформация и перенос поля поверхностного загрязнения определяется совместным действием ветра и течений в месте нахождения нефтяного слика. Практически с момента разлива происходит испарение летучих фракций нефти, при этом меняются физико-химические свойства растекающейся нефти (плотность, вязкость).

Поскольку количество испарившейся нефти определяется как площадью испарения, так и гидрометеорологическими условиями (ветер, температура), процессы растекания и испарения достаточно тесно связаны. При достаточно сильных ветрах и развитом волнении часть нефти попадает в воду в виде капель, формируя внутримассовое загрязнение, или образует эмульсии типа вода-в-нефти. Дальнейшая судьба внутримассового загрязнения определяется, в основном, динамической структурой поля течений. Перенос эмульсии определяется практически теми же факторами, что и пленочной нефти. Внутренняя динамика эмульсии слабо изучена и обычно полагается несущественной.

Оценка загрязнения моря

Воздействие на морские воды обусловлено спецификой поведения разливов нефти или нефтепродуктов в морской среде. Поведение нефтяных разливов в море определяется как физико-химическими свойствами самой нефти, так и гидрометеорологическими условиями среды.

Оценочные расчеты загрязнения акватории выполнены при следующих условиях:

- при попадании нефти на акваторию весь объем распределяется(растекается) по её поверхности. Площадь растекания нефти определена по методике Гау (Фэя);
- потеря летучих и водорастворимых фракций нефтепродукта в окружающую среду, а также сорбция и седиментация за время растекания не учитывается;
- пятно нефти дрейфует по направлению ветра со скоростью 3% от максимальной среднемесячной скорости ветра в районе расположения объекта.

Оценка масштаба загрязнения акватории разливом нефти не учитывает соответствия в распределении ветров, течений в открытом море и особенностей прибрежной циркуляции и влияния береговой черты ввиду отсутствия статистических данных.

В результате дрейфа в течение 21,4 ч (при средней скорости ветра 8 м/с) нефтяное пятно может достичь границ такого значимого природного объекта как остров Малый Жемчужный (18,5 км). С учётом процессов испарения, выветривания, эмульгирования и т.п. район о. Малый Жемчужный может достичь в среднем около 30% первоначального разлива.

Оценка загрязнения атмосферного воздуха

При испарении нефти с поверхности пролива в атмосферный воздух поступают углеводороды предельные C₁₂-C₁₉ и сероводород. Оценка количеств веществ при испарении выполнена с использованием рекомендаций "Методики по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепродуктообеспечения ООО "НК Роснефть", Астрахань, 2004 г.

Горение нефти сопровождается выбросом в атмосферу продуктов её сгорания – азота оксидов, водорода цианистого, сажи, серы диоксида, сероводорода, оксидов углерода, формальдегида, уксусной кислоты. Оценка количества загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти выполнена согласно "Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов", Самара, 1996 г.

Уровень воздействия на атмосферный воздух оценивался максимальной приземной концентрацией, создаваемой выбросами каждого загрязняющего вещества, пространственный охват – зоной влияния выбросов с концентрацией на уровне нормативной гигиенической величины по каждому загрязняющему ингредиенту.

Оценочные расчеты загрязнения атмосферы выполнены по программе "Эколог", которая реализует основные зависимости и положения "Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия", ОНД-86 и позволяет определить максимальные значения концентраций примесей в приземном слое атмосферы при опасных направлениях и скоростях ветра.

Расчеты выполнены в граничных условиях, учитывающих физико-географические и климатические характеристики местности района расположения объекта.

В качестве критериев уровня загрязнения атмосферного воздуха использованы значения гигиенических нормативов – предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Расчётами определяются разовые концентрации, относящиеся к 20-минутному интервалу осреднения, что соответствует максимально-разовой ПДК – ПДКм.р. Для веществ, имеющих только среднесуточные предельно-допустимые концентрации – ПДКс.с. – используется величина $10 \times \text{ПДКс.с.}$ В случае, если для какого-либо вещества ПДК не установлена, используется ОБУВ этого вещества.

Результаты расчётов

1. При свободном испарении нефтепродуктов с зеркала пролива наибольшая зона загрязнения на уровне 1 ПДК (ОБУВ) создается углеводородами C₁₂-C₁₉.

Результаты расчета представлены в таблице 5.1 и рисунках 5.2, 5.3.

Таблица 5.1.

Результаты расчёта загрязнения атмосферы

Загрязняющее вещество		Радиус максимальной зоны загрязнения атмосферного воздуха на уровне 1 ПДК н.м. (ОБУВ н.м.) за время существования источника выброса, км	
код	именование	1 ч	4 ч

0333	сероводород	2,330	3,840
2754	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	5,115	8,750

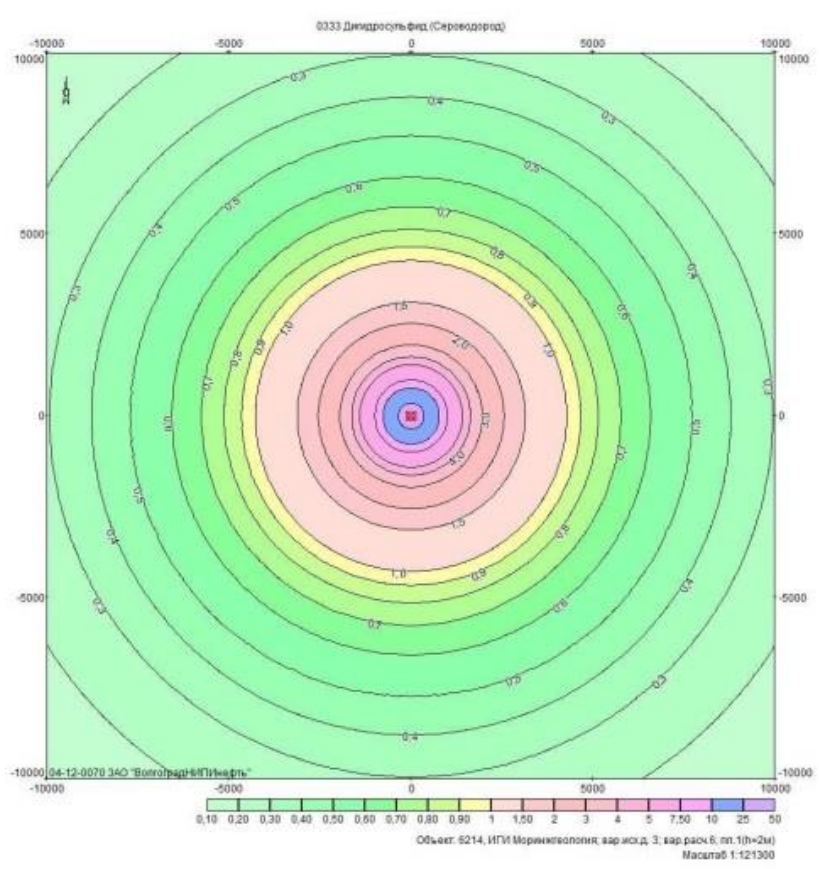


Рисунок 5.2 Поле максимальных приземных концентраций сероводорода при испарении пролива 10,00 м³ нефти через 4 ч после выброса

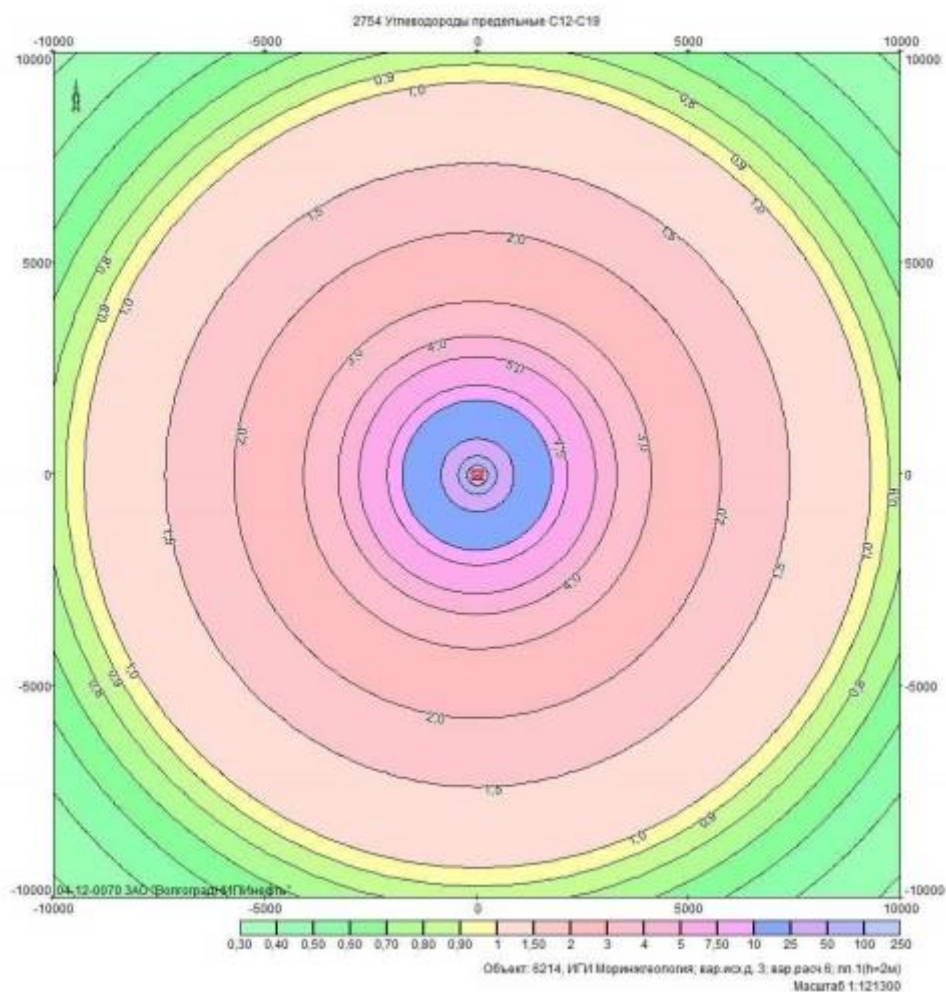


Рисунок 5.3 Поле максимальных приземных концентраций углеводородов предельных C12-C19 при испарении пролива $10,00 \text{ м}^3$ нефти через 4 ч после выброса

2. При горении пролива нефти наибольшая зона загрязнения воздуха создается поступлением сероводорода и может достигать:

- 12,45 км на уровне 1 ПДК н.м.;
- 4,80 км на уровне 5 ПДК н.м.;
- 2,80 км на уровне 10 ПДК н.м.

Результаты расчета в виде поля приземных концентраций представлены на рисунке 5.4.

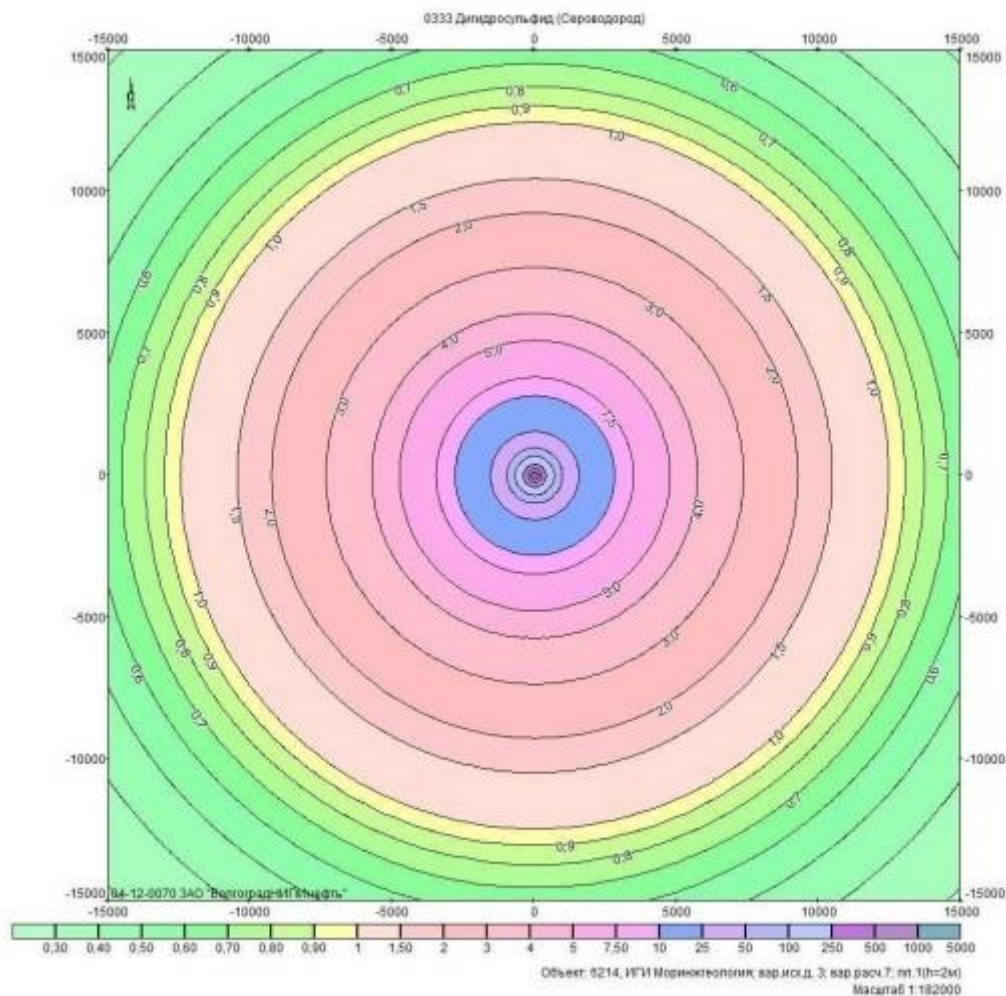


Рисунок 5.4 Поле максимальных приземных концентраций сероводорода при горении пролива 10,00 м³ нефти

Принимая во внимание, что загрязненность на уровне 1 ПДКн.м. предполагает длительное (годы) пребывание без последствий для здоровья человека, а также факт кратковременности действия источника загрязнения, воздействие на атмосферный воздух при аварии на буровом комплексе оценивается как весьма незначительное.

При аварии, приводящей к выбросу нефтепродуктов, главной задачей является оперативное извещение и незамедлительные действия по локализации и сбору нефтепродуктов с поверхности моря. Несмотря на то, что вероятность аварийных событий, приводящих к проливу нефтепродуктов в море крайне мала, необходима разработка комплекса мероприятий по их предотвращению, локализации и ликвидации последствий.

5.2.2 Воздействие на морскую биоту

Воздействие разливов нефти на морскую среду может носить самый разнообразный характер. Крупная авария может оказать серьезное краткосрочное воздействие на

окружающую среду и стать тяжелым бедствием для экосистем и людей, живущих вдоль загрязненного побережья.

Исследования последствий нефтяных разливов проводятся уже несколько десятилетий и отражены в научной и технической литературе. Эти последствия изучены в достаточной мере, чтобы определить масштабы и длительность ущерба в случае каждой конкретной аварии.

Научная оценка типичных последствий нефтяного разлива показывает, что, хотя на уровне отдельных живых организмов наносимый вред может быть достаточно весомым, для популяций в целом характерна более высокая устойчивость. С течением времени в результате работы естественных процессов восстановления вред нейтрализуется, и биологическая система возвращается к нормальной жизнедеятельности. Содействие процессу восстановления оказывает сбор нефти в рамках тщательно спланированных операций по очистке. Практика показывает, что лишь в редких случаях имел место долгосрочный ущерб, в основном же, даже после обширных нефтяных разливов можно предполагать, что загрязненные места обитания организмов, и морская жизнь восстановятся в течение нескольких сезонных циклов.

Типичные последствия воздействия углеводородов на морские организмы включают в себя, в числе других, интоксикацию (в особенности в случае легкой нефти и нефтепродуктов) и удушение (средняя и тяжелая топливная нефть, а также выветрелый остаток).

Физическое удушение сказывается на физиологических функциях организмов. Химическая токсичность приводит к гибели организмов или состоянию близкому к летальному, либо к нарушениям функций клеток. Наиболее токсичными соединениями в водных экстрактах нефтеуглеводородов являются полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). Однако они присутствуют в незначительных количествах благодаря высокой летучести и скорости деградации данных углеводородов.

Воздействие на планктон

Степень воздействия разлива нефти на фитопланктон варьирует от стимулирующего (вспышка численности) до ингибирующего (снижение фотосинтеза). В зоопланктоне токсические эффекты сказываются, в первую очередь, на личиночных стадиях донных беспозвоночных. Так, для ранних стадий онтогенеза морских копепод токсическая концентрация нефтепродуктов составляет 0,01-0,10 мг/л, для взрослых особей – 0,1-100 мг/л (С.А. Патин, 1979).

Свойственное этим видам массовое избыточное воспроизводство молодняка создает

резерв для восстановления сообщества за счет соседних популяций, не затронутых при разливе нефти. Этого резерва достаточно для восполнения потерь икры и личинок, в результате чего после разлива не наблюдается значительного сокращения количества взрослых особей.

Воздействие на бентос

В токсикологическом отношении углеводороды менее опасны, чем, например, токсичные металлы. Минимальные концентрации нефтепродуктов в донных осадках, при которых биологические эффекты отсутствуют, либо проявляются в виде первичных обратимых реакций, лежат в диапазоне 0,01-0,10 мг/г. Этот диапазон можно рассматривать как область допустимых концентраций нефтяных углеводородов, аккумулируемых в донных отложениях.

При быстром переносе и рассеянии нефтяного поля в открытых водах осаждение нефтепродуктов и на дно практически не происходит даже в неритической зоне. Такое осаждение наблюдается лишь в ситуациях длительного нахождения нефтепродуктов в замкнутых и полузамкнутых участках акваторий. Экологические эффекты оцениваются как слабо обратимые.

Воздействие на рыб

Острое отравление большинства видов рыб наступает при концентрации эмульгированных нефтепродуктов 16-97 мг/л. Токсичность водорастворимых нефтепродуктов также зависит от их химического состава. Многокомпонентные фракции вызывают острое отравление гидробионтов при концентрации 25-29 мг/л, подострое отравление 15-19 мг/л (Грищенко, 1999). При длительном воздействии нефтепродукты могут накапливаться до токсического уровня в жировой ткани, внутренних органах и мышцах рыб, а также способны передаваться по трофической цепи.

Наиболее чувствительна к нефтяному загрязнению пелагическая икра и ранняя молодь рыб: у эмбрионов происходит задержка развития, недоразвитие некоторых органов и частей тела, кровоизлияния в желточный мешок, снижение выживаемости зародышей, нарушения центральной нервной системы, нарушение поведения рыб, снижение жизнеспособности, гибель личинок. Значительное число рыб на ранних стадиях (икринки и личинки) может погибнуть при соприкосновении с достаточно высокими концентрациями токсичных компонентов нефти.

Однако наблюдения показывают, что такого рода потери неразличимы на фоне высокой и изменчивой природной смертности рыб в период их эмбрионального и постэмбрионального развития.

Несмотря на то, что мальки очень восприимчивы к относительно низким концентрациям нефти в водной толще, взрослые особи намного более устойчивы. Последствия в виде сокращения численности популяции были отмечены лишь в редких случаях. Наиболее вероятные негативные последствия разливов нефтепродуктов для рыб должны наблюдаться в мелководной части моря и в зонах слабой циркуляции воды. Считается, что свободноплавающая рыба самостоятельно уходит от нефти. В исключительных случаях было зафиксировано сокращение одной возрастной группы отдельного вида, но массовая гибель является чрезвычайно редким явлением.

Воздействие на морских птиц

Из всех существ, обитающих в открытом море, наиболее уязвимы именно птицы. При крупных авариях они гибнут в больших количествах. Наиболее уязвимы к нефтяному загрязнению нырковые утки, крохали, бакланы. Многим из них свойственно образовывать стаи во время миграций и на зимовке, что увеличивает возможность одновременного загрязнения большого числа особей. Несколько менее уязвимыми являются морские чайки, проводящие большую часть времени в полете и зачастую стремящиеся избегать участков акватории с нефтяными пятнами.

При контакте птиц с нефтяной пленкой загрязняется оперение, что ведет к слипанию перьев, ухудшению способности к полету и нырянию, уменьшению водо- и теплозащитных свойств оперения, увеличению намокания кроющих перьев и пуха, и, в конечном счете, приводит к гибели птиц от переохлаждения или неспособности эффективно добывать корм. Воздействие загрязнения птиц нефтью особенно опасно для них в холодные периоды года, когда намокающее оперение быстро приводит к переохлаждению и гибели птиц.

Пытаясь очистить оперение от нефтепродуктов, птицы невольно заглатывают их, что приводит к острому или хроническому отравлению, зачастую с летальным исходом. У птенцов и неполовозрелых птиц переваривание относительно небольшого количества нефти, по всей вероятности, вызывает отрицательные эффекты и даже гибель. Половозрелые птицы более терпимы к токсичным эффектам нефти, переваривание ими нефти обычно вызывает сублетальные физиологические эффекты.

Четкая взаимосвязь между количеством разлитой нефти и вероятными последствиями для морских птиц не установлена. Небольшой разлив в период размножения или в местах скоплений крупных популяций морских птиц может оказаться более вредоносным, чем более крупный разлив в другое время года и в других условиях. Некоторые виды птиц при сокращении численности колонии начинают откладывать больше яиц или делают это чаще, либо молодые особи начинают размножаться раньше. Эти процессы могут способствовать восстановлению, которое обычно длится несколько лет и

зависит от многих факторов, например, от обильности пищевых ресурсов, доступности среды обитания и прочих факторов. Как правило, регистрируются кратко- и долгосрочные потери, однако вышеописанные механизмы восстановления могут с успехом предотвратить долгосрочные последствия на уровне популяций.

Тем не менее, в определенных обстоятельствах возникает риск стремительного сокращения численности особей обособленных колоний в долгосрочном периоде.

Воздействие разливов нефтепродуктов не окажет существенного воздействия на популяции рассмотренных видов птиц. Значительного нарушения терморегуляции вследствие попадания нефтепродуктов на оперение, не произойдет. Разовое, не имеющее хронического характера отравление незначительным количеством нефти не приведет к гибели птиц.

Воздействие на морских млекопитающих

Воздействие на морских млекопитающих при разливах нефтепродуктов включает прямое негативное воздействие вследствие их контакта с нефтью, вдыхания паров токсичных веществ, возможного отравления в случае попадания в желудок значительного количества нефти, а также косвенное влияние через воздействие на их пищевые ресурсы.

Прямое влияние на морских млекопитающих включает внутреннее и наружное загрязнение без летального исхода (отравления, потери иммунитета) или с летальным исходом (гибель тюленей и их молодняка). Косвенное влияние на каспийского тюленя заключается в нарушении среды обитания в результате загрязнения нефтепродуктами и подрыве кормовой базы.

Поражение репродуктивной системы и общее понижение функции воспроизводства являются наиболее опасными для популяции. Также наблюдаются морфологические изменения, вызванные воздействием нефтяных углеводородов – патология внутренних органов, изменение размеров организма, появление уродливых форм и на стадии эмбрионов и взрослых особей.

Токсическое поражение нефтяными углеводородами приводит к нарушению строения позвоночника. Большую опасность представляют растворенные и эмульгированные ароматические углеводороды. Для каспийского тюленя наблюдается высокая способность к накоплению загрязняющих веществ в органах и тканях, что обусловлено тем, что он является высшим звеном в трофической цепи каспийской экосистемы.

К концу весны-началу лета большая часть поголовья перемещается в Средний и Южный Каспий, где тюлени, кочуя с места на место, остаются до конца лета. Минимум тюленей в Северном Каспии приходится на июль-август.

Единственное постоянно действующее лежбище тюленей в этом районе моря – о. М. Жемчужный, на котором в летнее время летний период обитают одиночные больные/ослабленные особи расположено на расстоянии 18,5 км от месторождения.

Таким образом, особенности распределения в пределах ареала и плотность населения млекопитающего таковы, что вероятность повреждения значимого для популяций количества особей ничтожна, либо вовсе отсутствует. В целом масштаб воздействия планируемых геофизических работ на морских млекопитающих оценивается как локальный и кратковременный, интенсивность воздействия умеренная, а само воздействие как несущественное.

5.2.3 Воздействие на экологически чувствительные зоны и зоны особой значимости

Непосредственно в районе месторождения особо охраняемых территорий и акваторий нет. От южной границы водно-болотного угодья "дельта Волги" и участков Астраханского заповедника месторождение находится на удалении более 65 км, до ближайших ООПТ Калмыкии более 120 км. Наиболее близко к месторождению расположен "Памятник природы федерального значения о. Малый Жемчужный" – 18,5 км.

В случае загрязнения этих территорий и акватории нефтью возможна гибель большого числа видов автохтонного комплекса, часть которых занесена в Красные книги РФ и МСОП.

Высокая чувствительность данных объектов к негативному воздействию связана с преобладанием в биоценозах легко уязвимых видов, обладающих очень низким восстановительным потенциалом.

Наиболее опасным направлением разлива топлива при аварийной ситуации является его перемещение к северо-западу от месторождения, где разлив может поражать береговую линию острова Малый Жемчужный.

5.3 Разработка сценариев развития аварийной ситуации

Под сценарием аварии понимается последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным иницирующим событием, приводящим к аварии с конкретными опасными последствиями [15].

Для построения такой последовательности проводится полное и формализованное описание следующих событий:

- а) фазы иницирования аварии;
- б) иницирующего события аварии;
- в) аварийного процесса;

г) последствий аварии, включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

Составляющие рассматриваемого объекта представляют собой различную степень опасности с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, так как оборудование и трубопроводы содержат разные опасные вещества - горючие жидкости и воспламеняющиеся газы, химические реагенты.

Анализ возможных аварийных ситуаций сводится к оценке объемов опасных веществ, которые могут участвовать в аварии, и определению последствий этих аварий.

Исходным событием аварии, инициирующим выброс опасных веществ в ОС, является разгерметизация оборудования/трубопроводов. В зависимости от характера разгерметизации возможны два варианта выброса:

а) при небольших размерах площади отверстия образуется относительно длительное (растянутое по времени) истечение;

б) при существенном нарушении целостности аппарата или трубопровода в ОС за короткое время выбрасываются значительные объемы опасного вещества.

При внезапном разрушении оборудования и выбросе больших количеств газообразных опасных веществ (воспламеняющихся газов, паров горючих жидкостей) наличие источника зажигания в месте выброса, как правило, приводит к мгновенному воспламенению и возможному взрыву, часто с образованием огненного шара.

Если при выбросе в непосредственной близости нет источника зажигания, то газовая фаза выброса имеет возможность смешаться с воздухом с образованием облака ТВС, которое на открытом пространстве распространяется в ОС. Воспламенение в этом случае возможно на некотором удалении от места выброса при достижении источника зажигания. В реальных условиях зона возможного воспламенения ТВС ограничивается размерами ОПО МНГК или размерами помещения при выбросе в замкнутом пространстве.

Если в ходе аварии была выброшена жидкая фаза, то в месте пролива возможно возникновение пожара.

Наиболее вероятным является возникновение сравнительно небольших выбросов, так как полное разрушение оборудования или трубопроводов менее вероятно, чем образование локальных утечек. Однако незначительные утечки при отсутствии мер по их локализации и ликвидации могут привести к эскалации аварии и последующему разрушению оборудования, содержащего значительно больший объем опасных веществ. В этом случае последствия первоначального выброса аналогичны последствиям выброса большого количества опасного вещества.

Поэтому рассматриваются также сценарии аварий, в которых происходит разрушение оборудования с последующим максимальным выбросом опасных веществ.

На основе анализа причин и факторов аварий, учитывая особенности технологических процессов на ОПО МНГК, свойства и распределение опасных веществ по оборудованию, на объекте могут реализовываться следующие основные опасности:

а) пожары и взрывы, обусловленные авариями с разгерметизацией системы подачи ДТ и выбросом (утечкой) ДТ;

б) пожары и взрывы, сопровождающие неконтролируемый выброс нефти/газа (открытый фонтан);

в) пожары и взрывы, связанные ГНВП из скважины при вскрытии продуктивного пласта и выделением газа в системе очистки БР;

г) сильное повреждение (разрушение) конструктивных элементов, сооружений, оборудования системы подачи масла, системы подачи ДТ и испытания скважины в результате воздействия экстремальных природных явлений (например, шторм, ураган и т.д.) и столкновения с судами;

д) пожары в производственных, административно-хозяйственных или жилых помещениях по причинам, не связанным с технологическими операциями;

е) токсическое воздействие на персонал продуктов сгорания при возникновении пожара на палубе и/или в производственных помещениях.

Особый случай представляют ситуации, когда происходит разрушение нескольких видов расположенного вблизи друг от друга оборудования (группы оборудования). Подобная ситуация возможна в результате сильного разрушения несущих конструкций и перегородок ОПО МНГК, например, при столкновении с судном, в штормовых условиях.

Последовательное разрушение группы оборудования ("эффект домино") также относится к категории редких событий, хотя и более вероятных, чем аварии с одновременным и полным разрушением группы оборудования.

На практике аварии, вызванные одним и тем же инициирующим событием, в дальнейшем могут иметь различное по своим последствиям развитие - пролив без воспламенения, пожар, взрыв и т.д. Такие отдельные сценарии развития аварии объединяются в группы сценариев аварии, обусловленные общим исходным событием.

Для оценки опасностей эксплуатации (на примере БУ) рассматриваются следующие группы сценариев развития возможных аварий:

Группа сценариев С1: воздействие на конструкции комплекса штормовых (волновых, сейсмических) нагрузок, столкновение с судном потеря устойчивости БУ,

механическое повреждение конструкции/опор корпуса - полное разрушение или опрокидывание экстренная - эвакуация и возможная гибель части персонала.

Группа сценариев С2: частичное разрушение или разгерметизация емкостей или насосов системы ДТ истечение ДТ растекание и испарение пролива - образование ТВС - воспламенение от источника зажигания - взрыв и/или горение ТВС, воспламенение пролива (пожар) - выделение токсичных продуктов сгорания - барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания - последующее развитие аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев С3: нарушение режимов бурения, повлекшее появление нефтегазового выброса на участке ведения буровых работ (разгерметизация оборудования и/или трубопроводов в помещении оборудования испытания и опробования скважины) - образование пролива нефти на БУ (возможно стекание нефти в море) или в помещении оборудования для испытания и опробования скважин - испарение пролива и образование облака ТВС - воспламенение облака ТВС от источника зажигания - сгорание облака ТВС (пожар-вспышка) с последующим пожаром пролива и выделением токсичных продуктов горения - термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания - последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев С4: вскрытие пласта и появление газа в БР при ведении буровых работ/разгерметизация оборудования и/или трубопроводов в помещении блока очистки/в помещении оборудования испытания и опробования скважины - выход газа в ОС и образование облака ТВС - воспламенение ТВС от источника зажигания - сгорание облака ТВС (пожар-вспышка и/или взрыв) - барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции - последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев С5: частичное разрушение или разгерметизация единичного оборудования, содержащего ДТ (расходная цистерна ДТ) - утечка и разлив ДТ в закрытом помещении - испарение ДТ и образование облака ТВС - воспламенение облака ТВС от источника зажигания - сгорание облака ТВС (взрыв) с последующим пожаром - выделение токсичных продуктов сгорания - барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания - последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев С6: падение вертолета - гибель пассажиров и экипажа - образование пролива авиационного топлива - воспламенение пролива авиационного топлива и возникновение пожара - термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции - последующее распространение пожара, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев С7: разрушение (частичное или полное) технологического трубопровода/трубопроводной арматуры - поступление в окружающую среду взрывопожароопасной жидкости (в том числе жидкости в перегретом состоянии) - при наличии источника зажигания немедленное воспламенение, горение факела и/или пролива (при выбросе нескипающих (стабильных) жидкостей горящий факел образуется только на малых отверстиях разгерметизации, свищах) - в случае отсутствия источника зажигания истечение жидкости, при наличии перегрева жидкости происходит ее вскипание, образование парокапельной смеси в атмосфере - образование и распространение пролива взрывопожароопасной жидкости, его частичное испарение, в случае, если температура проливающейся жидкой фракции меньше температуры подстилающей поверхности, кипение пролива - образование взрывоопасной концентрации паров взрывопожароопасной жидкости в воздухе от испарения/кипения пролива, а при истечении перегретой жидкости и от вскипания выброса - дрейф облака ТВС - воспламенение паров ТВС при наличии источника зажигания - сгорание/взрыв облака ТВС - пожар разлива и в случае свища либо в случае выброса перегретой жидкости горение факела - попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя, токсичные продукты исходного выброса либо продукты горения, барическое воздействие) людей, оборудования, сооружений - последующее развитие (эскалация) аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества - локализация и ликвидация разлива (пожара).

Типовое "дерево событий" при разгерметизации участка трубопровода с взрывопожароопасной жидкостью приведено на рисунке 5.5.

При анализе аварийности рекомендуется выделять следующие зоны риска в зависимости от размещения участков морских трубопроводов (рис. 5.5):

- а) зона размещения райзеров (вертикальных трубопроводов от платформы до дна моря);
- б) "зона безопасности" (принимаемая равной 500 м);
- в) средняя часть трубопроводов, прокладываемых, как правило, по дну моря;
- г) прибрежная зона;
- д) береговая зона (сухопутный участок выхода морского трубопровода на берег).

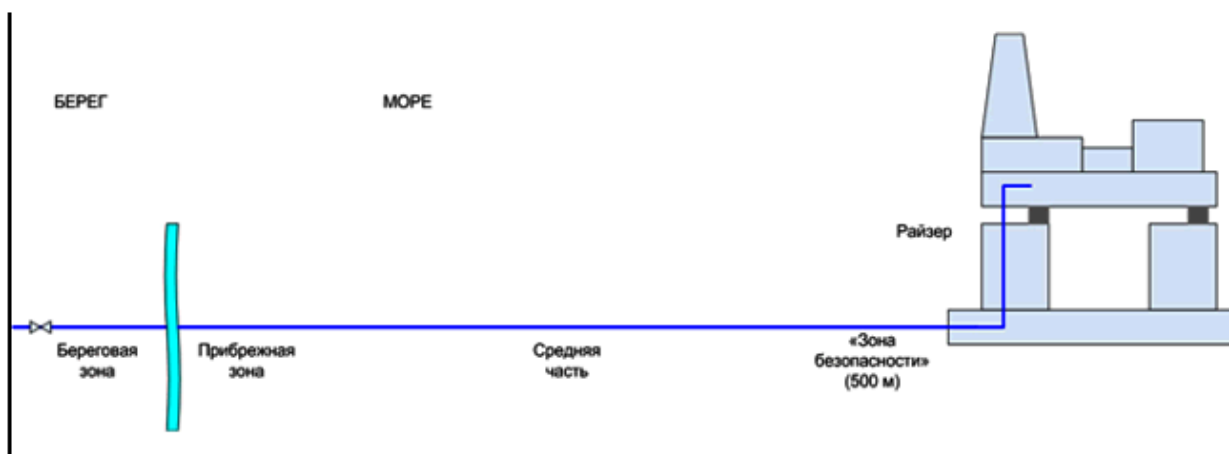


Рисунок 5.5 Зоны риска в зависимости от размещения участков морских трубопроводов

При анализе сценариев аварий необходимо учитывать условия прокладки и размещения трубопроводов (в замкнутом/полузамкнутом/незамкнутом пространстве, "труба в трубе").

На рисунке 5.6 принимаются следующие условные вероятности событий:

- а) полный разрыв трубопровода (с);
- б) мгновенное воспламенение (f) - 0,065;
- в) образование взрывоопасного облака паров взрывопожароопасной жидкости при испарении с пролива (g) - для взрывопожароопасных жидкостей с давлением насыщенных паров менее 10 кПа - 0, в остальных случаях - 1;
- г) отсроченное воспламенение (h).

Приведенные условные вероятности могут быть скорректированы с учетом дополнительных решений, направленных на снижение риска аварий.

На рисунке 5.6 не представлены ветвления, связанные с действиями по тушению/ликвидации пожара. Такое ветвление происходит по двум путям:

- а) прекращение пожара в случае успешных действий;
- б) продолжение пожара в случае неудачи.

Данное ветвление учитывается при расчете условных вероятностей конечных событий, что достигается путем умножения соответствующей условной вероятности на условную вероятность успешности тушения пожара. Процедура выполняется для каждой ветви "дерева событий", на которой предпринимается соответствующее действие [15].

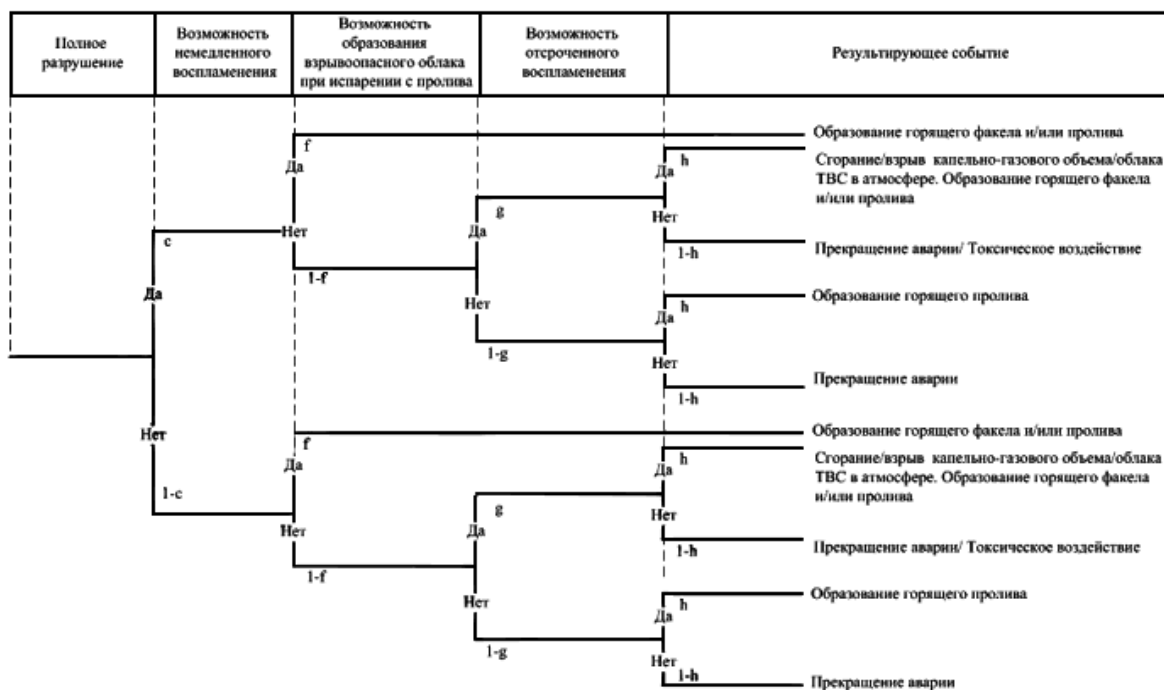


Рисунок 5.6 "Дерево событий" при разгерметизации технологического трубопровода

5.4 Определение величины экологического ущерба

Оценка факторов, определяющих величину ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах

Основными факторами, определяющими величину ущерба, наносимого окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах [16], являются:

- количество вылившейся из нефтепровода нефти и распределение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- площадь и степень загрязнения водных объектов;
- количество углеводородов, выделившихся в атмосферу.

Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии [23]

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода [16], производится в 3 этапа, определяемых разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;

- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Объем V_1 нефти, вытекшей из нефтепровода с момента T_a возникновения аварии до момента T_0 остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q_1 \cdot (T_0 - T_a), \quad (5.1)$$

где Q_1 – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч; T_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч; T_0 – время остановки насосов после повреждения, ч; T_a – время повреждения нефтепровода, ч.

Время повреждения T_a и остановки T_0 насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

Расход нефти через место повреждения Q_1 определяется из выражения:

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left[\frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_0}\right)^{2 - m_0}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right]^{\wedge \frac{1}{2 - m_0}}, \quad (5.2)$$

где Q' – расход нефти в НП в поврежденном состоянии, м³/ч; Q_0 – расход нефти в НП при работающих насосных станциях в исправном состоянии, м³/ч; Z_1 – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м; Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м; P' – давление в начале участка НП в поврежденном состоянии, Па; P'' – давление в конце участка НП в поврежденном состоянии, Па; ρ – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; i_0 – гидравлический уклон при перекачки нефти по исправному НП; x^* – протяженность участка НП от насосной станции до места повреждения, м; $m_0 = 1,25$ – показатель режима движения нефти по НП в исправном его состоянии; l – протяженность участка НП, заключенного между двумя насосными станциями, м. [17].

Расход Q_0 нефти в исправном нефтепроводе при работающих нефтеперекачивающих станциях (НПС) определяется режимом загрузки нефтепровода и фиксируется по показаниям приборов на НПС. Z_1, Z_2, l, x^* определяются по профилю трассы нефтепровода. Расход Q' , давление P' в начале и P'' в конце поврежденного нефтепровода при работающих НПС определяются по показаниям приборов на НПС на момент аварии.

Частные случаи определения Q_1 :

а) при $Q_1 = Q_0$ (когда величина утечки настолько мала, что не фиксируется приборами на НПС):

$$Q_i = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h^*}, \quad (5.3)$$

где μ - коэффициент расхода нефти через место повреждения; ω - площадь дефектного отверстия, м^2 , h^* - перепад напора в точке истечения через место повреждения при работающих НПС, м.

Коэффициент расхода μ через дефектное отверстие диаметром $d_{\text{отв}}$ определяется в зависимости от числа Рейнольдса R_e в соответствии с табл. 5.2.

Таблица 5.2.

Коэффициент расхода

Показатели при R_e	<25	25...400	400...10000	10000...300000	>300000
Коэффициент расхода μ	$R_e/48$	$R_e/(1,5+1,4 R_e)$	$0,29+0,27/\sqrt[6]{R_e}$	$0,592+5,5/\sqrt{R_e}$	0,595

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$R_e = \frac{d_{\text{отв}} \sqrt{2 \cdot g \cdot h^*}}{\nu}, \quad (5.4)$$

где $d_{\text{отв}}$ – диаметр дефектного отверстия, м; ν – кинематический коэффициент вязкости нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для определения коэффициента расхода нефти через отверстие, форма которого отличается от круглой, рассчитывается эквивалентный диаметр:

$$d_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{4 \cdot \omega}{\pi}}, \quad (5.5)$$

В этом случае в формуле определения R_e $d_{\text{отв}} = d_{\text{ЭКВ}}$. Перепад напора в точке истечения нефти определяется из выражения:

$$h^* = \frac{P'}{\rho \cdot g} - i' \cdot x^* - h_T, \quad (5.6)$$

где i' - гидравлический уклон при перекачке нефти по поврежденному нефтепроводу до места повреждения; h_T – глубина заложения нефтепровода (от поверхности земли до нижней образующей), м.

б) Если $P'' = 0$

или $P'' < (Z_n - Z_2) \cdot \rho \cdot g$ или $P'' < (Z_M - Z_2) \cdot \rho \cdot g$,

то $Q_1 = Q'$, где Z_n – геодезическая отметка перевальной точки, м; Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м; Z_M – геодезическая отметка места повреждения нефтепровода, м.

После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими НПС возвышенных и обращенных к месту повреждения

участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся по мере освобождения нефтепровода столбом нефти над местом истечения. Для выполнения расчетов продолжительность τ_2 истечения нефти с момента остановки перекачки τ_0 до закрытия задвижек τ_3 разбивается на элементарные интервалы τ_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным. Для практического применения τ_i принимают равным 0,25 ч, для более точных расчетов значения τ_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч. Общий объем нефти, вытекший из нефтепровода за время $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$, определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени τ_i :

$$V_2 = \Sigma V_i = \Sigma(Q_i \cdot \tau_i), \quad (5.7)$$

Для каждого i -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu \cdot \omega \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i}, \quad (5.8)$$

Напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле:

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a, \quad (5.9)$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на i -й момент времени, м; Z_M – геодезическая отметка места повреждения, м; h_T – глубина заложения нефтепровода, м; h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается объем нефтепровода V_i , что соответствует освобождению l_i участка нефтепровода:

$$l_i = \frac{4 \cdot V_i}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}, \quad (5.10)$$

где $D_{\text{вн}}^2$ – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в нефтепроводе в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} . Значение Z_i подставляется в формулу, и далее расчет повторяется полностью для интервала времени τ_{i+1} . Операция расчета повторяется до истечения времени $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$.

Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, m^3 , определяется по формуле:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l'}{4}, \quad (5.11)$$

где l' - суммарная длина участков нефтепровода между двумя перевальными точками или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения $M(x^*, Z_M)$ и обращенных к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки повреждения, м.

Общий объем (общая масса M) вылившейся при аварии нефти определяется суммой объемов истечения нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (5.12)$$

или
$$M = \rho \cdot V, \quad (5.13)$$

На нефтепроводе произошел порыв. Рассчитать объем нефти, вытекший через место повреждения до момента выключения насосов.

Таблица 5.3.

Исходные данные

$\tau_a = 8 \text{ ч}$	Время повреждения нефтепровода
$\tau_0 = 8 \text{ ч } 15 \text{ мин}$	Время останова насосов
$\tau_3 = 9 \text{ ч}$	Время закрытия задвижки
$Q_0 = 0,6 \text{ м}^3/\text{с}$	Расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях
$Q' = 1,2 \text{ м}^3/\text{с}$	Расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе
$l = 150 \text{ км} = 150000 \text{ м}$	Протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями
$x^* = 40 \text{ км} = 40000 \text{ м}$	Расстояние от насосной станции до места повреждения
$Z_1 = 180 \text{ м}$	Геодезическая отметка начала аварийного участка
$Z_2 = 130 \text{ м}$	Геодезическая отметка конца аварийного участка
$P' = 45 \cdot 10^5 \text{ Па}$	Давление в начале участка
$P'' = 3 \cdot 10^5 \text{ Па}$	Давление в конце участка
$g = 9,81 \text{ м/с}^2$	Ускорение силы тяжести
$\rho = 737 \text{ кг/м}^3$	Плотность нефти
$m_o = 1,25$	Показатель режима движения нефти по нефтепроводу
$i_o = 0,007$	Гидравлический уклон
$C_p = 6 \text{ г/м}^3$	Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 2,5 м после
$C_\phi = 0,04 \text{ г/м}^3$	Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 2,5 м до аварии
$m_p = 60 \text{ г/м}^3$	Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади водоема после аварии
Продолжение таблицы 5.3.	
$m_\phi = 0,4 \text{ г/м}^3$	Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади водоема до аварии
$m_{\text{пл.ост}} = 0,2 \text{ г/м}^2$	Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади после ликвидации аварии

$t_{\Pi} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура верхнего слоя
$t_B = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура воды
$t_{\text{ВОЗ}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура воздуха
$C_{\phi} = 0,04 \text{ г/м}^3$	Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде до аварии
$C_p = 6 \text{ г/м}^3$	Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде после аварии
$q_{\text{и.в.}} = 248 \text{ г/м}^3$	Удельная величина выбросов УВс 1 м ² поверхности нефти разлившейся на воде
$K_u = 4,9$	Коэффициент инфляции
$H_{\text{б.н.}} = 10 \text{ руб./т}$	Базовый норматив платы за выбросы 1 т УВ в пределах нормы
$H_{\text{б.с.}} = 221750 \text{ руб./т}$	Базовый норматив платы за сброс 1 т УВ в пределах нормы
$K_{\text{э.в.}} = 44350$	Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния реки
$K_{\text{э.а.}} = 1,7$	Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы

Решение.

Расход нефти через место повреждения определяем по формуле 5.2:

$$\begin{aligned}
 Q_1 &= 1,2 - 0,6 \cdot \left[\frac{180 - 130 + \frac{(45-3) \cdot 10^5}{737 \cdot 9,81} - 0,007 \cdot 40000 \cdot \left(\frac{1,2}{0,6}\right)^{2-1,25}}{(150000 - 40000) \cdot 0,007} \right] \frac{1}{2-1,25} = \\
 &= 1,2 - 0,6 \cdot \left[\frac{50 + 580,91 - 470,90}{770} \right]^{1,33} = \\
 &= 1,2 - 0,6 \cdot 0,12 = 1,12 \text{ м}^3/\text{с}.
 \end{aligned}$$

$$V_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_a) = 1,12 \cdot (29700 - 28800) = 1,12 \cdot 900 = 1008 \text{ м}^3.$$

На нефтепроводе произошел порыв. Величина утечки не фиксируется приборами на НПС. Рассчитать расход через место повреждения. Площадь отверстия $\omega = 0,9 \text{ см}^2$, кинематический коэффициент вязкости нефти $\nu = 1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$, давление в начале участка $P' = 45 \cdot 10^5 \text{ Па}$, гидравлический уклон $i_0 = 0,007$, глубина заложения нефтепровода $h_T = 2,5 \text{ м}$, плотность нефти $\rho = 737 \text{ кг/м}^3$, расстояние от НПС до места повреждения $x^* = 40 \text{ км}$.

Вычисляем эквивалентный диаметр отверстия:

$$d_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,9}{3,14}} = 1,07 \text{ см}.$$

Перепад напора в точке истечения:

$$h^* = \frac{45 \cdot 10^5}{737 \cdot 9,81} - 0,007 \cdot 40000 - 2,5 = 339,91 \text{ м}.$$

Вычисляем число Рейнольдса:

$$R_e = \frac{1,07 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 339,91}}{1 \cdot 10^{-5}} = 87380,64$$

Расход через отверстие:

$$Q_1 = 0,611 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 339,91} = 0,449 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитать объем нефти, вытекшей через место повреждения нефтепровода от момента остановки перекачки $\tau_0=8$ ч 15 мин до закрытия задвижек $\tau_3=9$ ч. $Z_1=180$ м – геодезическая отметка самой высокой точки профиля аварийного участка нефтепровода, $Z_M=130$ м – геодезическая отметка места повреждения, на аварийном участке нефтепровод имеет постоянный гидравлический уклон $i=0,007$, напор, создаваемый атмосферным давлением $h_a=12$ м, внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}=150$ мм, площадь отверстия $\omega=0,9 \text{ см}^2$, элементарный интервал времени 10 минут, принять коэффициент расхода $\mu = 0,611$.

Напор в отверстии:

$$h_1 = 180 - 130 - 2,5 - 12 = 35,5 \text{ м}.$$

Расход через отверстие:

$$Q_1 = 0,611 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,5} = 14,51 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал:

$$V_1 = 14,51 \cdot 10^{-2} \cdot 2700 = 391,8 \text{ м}^3.$$

Длина опорожненного участка нефтепровода [18]:

$$l_1 = \frac{4 \cdot 391,84}{3,14 \cdot 0,15^2} = 22184,85 \text{ м}.$$

$$h_2 = h_1 - l_1 \cdot i = 35,5 - 22,2 \cdot 0,007 = 35,34 \text{ м}.$$

$$Q_2 = 0,611 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,34} = 14,47 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$V_2 = 14,47 \cdot 10^{-2} \cdot 2700 = 390,9 \text{ м}^3.$$

$$l_2 = \frac{4 \cdot 390,9}{3,14 \cdot 0,15^2} = 22134,93 \text{ м}.$$

$$h_3 = h_2 - l_2 \cdot i = 35,34 - 22,13 \cdot 0,007 = 35,18 \text{ м}.$$

$$Q_3 = 0,611 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,18} = 14,45 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$V_3 = 14,45 \cdot 10^{-2} \cdot 2700 = 390,1 \text{ м}^3.$$

$$l_3 = \frac{4 \cdot 390,1}{3,14 \cdot 0,15^2} = 22084,76 \text{ м}.$$

$$h_4 = h_3 - l_3 \cdot i = 35,18 - 22,08 \cdot 0,007 = 35,03 \text{ м.}$$

$$Q_4 = 0,611 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,03} = 14,41 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$V_4 = 14,41 \cdot 10^{-2} \cdot 2700 = 389,2 \text{ м}^3.$$

$$l_4 = \frac{4 \cdot 389,2}{3,14 \cdot 0,15^2} = 22037,63 \text{ м.}$$

Общий объем вылившейся при аварии нефти:

$$V = V_2 + V_3 + V_4 = 390,9 + 390,1 + 389,2 = 1170,2 \text{ м}^3.$$

Общая масса вылившейся при аварии нефти:

$$M = 737 \cdot 1170,2 = 862437,4 \text{ кг}$$

Общая масса вылившейся нефти составила 862,4 т.

Для расчетов площади разливов нефти на суходолье с учётом условий разлива, средняя толщина слоя нефти, попадающей на незащищенный рельеф (авария на МН), принята равной 50 см.

$$S = \frac{M}{\rho \cdot a}, \quad (5.14)$$

где S - площадь, м^2 ; ρ - плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; M - количество вылившейся нефти, т ; a - средняя толщина слоя разлива нефти, м .

$$S = \frac{862,4}{0,737 \cdot 0,5} = 2340,3 \text{ м}^2.$$

Оценка степени загрязнения водных объектов

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной в воде нефти.

Масса нефти, загрязняющей толщу воды, рассчитывается по формулам ИПТЭР:

- для водоемов

$$M_{\text{Н.В-М}} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_{\text{Р}} \cdot (C_{\text{Н}} - C_{\text{Ф}}), \quad (5.15)$$

где $M_{\text{Н.В-М}}$ - масса растворенной и (или) эмульгированной нефти, загрязняющей соответственно водоем, водоток, т ; $M_{\text{Р}}$ - масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта, т ; $C_{\text{Н}}$ - концентрация насыщения растворенной и (или) эмульгированной нефти в поверхностном слое воды водного объекта, $\text{г}/\text{м}^3$; $C_{\text{Ф}}$ - фоновая концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, $\text{г}/\text{м}^3$. Данные о фоновой концентрации могут быть получены в местных органах,

контролирующих водные объекты, или определены по результатам лабораторных анализов отобранных проб воды.

Концентрация насыщения C_n принимается по табл. 5.4 в зависимости от типа водного объекта.

Таблица 5.4

Концентрация насыщения

Тип водного объекта	Концентрация насыщения C_n , г/м ³
Водоем	26
Водоток	122

Данные о фоновой концентрации C_f могут быть получены в местных органах, контролирующих водные объекты, или определены по результатам лабораторных анализов проб воды, отобранных вне зоны загрязнения.

Масса M_p нефти, разлитой на поверхности водного объекта, определяется одним из следующих способов:

- по балансу количества нефти, вылившейся из магистрального нефтепровода при аварии, и ее распределения по компонентам окружающей природной среды;
- по результатам инструментальных измерений на загрязненной нефтью поверхности водного объекта;
- по количеству нефти, собранной нефтесборными средствами при ликвидации аварийных разливов.

В случае, если определение массы, разлитой на водной поверхности нефти производится несколькими способами, дающими разные результаты, в расчет включается большая величина.

Для получения предварительных данных может использоваться метод экспертных оценок загрязнения водных объектов без применения его в расчетах ущерба окружающей среде.

Расчет массы разлитой на поверхности водного объекта нефти по балансу ее количества производится по формуле:

$$M_p = M - M_{\Pi} - M_{ИП}, \quad (5.16)$$

где M – масса нефти, вылившейся из нефтепровода, т; M_{Π} – масса загрязнившей почву нефти, включая находящуюся на дневной поверхности, т; $M_{ИП}$ – масса летучих низкомолекулярных углеводородов нефти, испарившихся с поверхности почвы, т.

При использовании данных инструментальных измерений расчет массы нефти, поступившей в водный объект, производится по формуле:

$$M_p = (m_p - m_\phi) \cdot F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) \cdot V_p \cdot 10^{-6}, \quad (5.17)$$

где: m_ϕ - удельная масса пленочной нефти до аварии; m_p - удельная масса пленочной нефти после аварии; F_n - площадь поверхности реки покрытой разлитой нефтью; C_p – концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в поверхностном слое воды водного объекта на глубине 0,3 м под поверхностью разлива, г/м³; C_ϕ – фоновая концентрация насыщения растворенной и (или) эмульгированной нефти на глубине 0,3 м в поверхностном слое воды водного объекта, свободном от разлива, г/м³; V_p – объем воды, в котором к моменту инструментальных измерений растворилась разлитая нефть, м³, определяется по формуле:

$$V_p = 0,3 \cdot S, \quad (5.18)$$

Масса пленочной нефти, оставшаяся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{пл.ост.}} = m_{\text{пл.ост.}} \cdot F_{\text{н.ост.}} \cdot 10^{-6}, \quad (5.19)$$

где $m_{\text{пл.ост.}}$ – масса пленочной нефти на 1 м² площади водной поверхности после завершения сбора основной массы разлитой нефти, г/м²; $F_{\text{н.ост.}}$ – площадь водной поверхности, покрытой пленочной нефтью после завершения сбора основной массы разлитой нефти, м².

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на нефтепроводах, рассчитывается по формуле:

$$M_y = M_{\text{н.в-м(в-к)}} + M_{\text{пл.ост.}}, \quad (5.20)$$

Если в результате проведения мероприятий пленочная нефть полностью удалена, то второе слагаемое формулы принимается равным нулю.

Вычисляем объем воды, в которой растворилась разлитая нефть:

$$V_p = 0,3 \cdot 2340,3 = 702,1 \text{ м}^3.$$

Масса нефти, поступившей в водоем:

$$M_p = (60 - 0,4) \cdot 2340,3 \cdot 10^{-6} + (6 - 0,04) \cdot 702,1 \cdot 10^{-6} = 14,37 \cdot 10^{-2} \text{ т.}$$

Концентрация насыщения растворённой и/или эмульгированной нефти в поверхностном слое воды для водоемов: $C_n = 26$ г/м³.

Масса нефти, загрязняющая толщу воды:

$$M_{\text{н.в-м}} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot 14,37 \cdot 10^{-2} \cdot (26 - 0,04) = 21,64 \cdot 10^{-2} \text{ т.}$$

Масса плёночной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий:

$$M_{\text{пл.ост}} = 0,2 \cdot 2340,3 \cdot 10^{-6} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ т.}$$

Масса нефти, принимаемая для расчётов платы за загрязнение

$$M_y = 0,02164 + 0,0005 = 0,022 \text{ т.}$$

Оценка степени загрязнения атмосферы

Степень загрязнения атмосферы вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с покрытой нефтью поверхности земли или водоема.

Масса углеводородов, испарившихся в атмосферу с поверхности водного объекта, покрытого нефтью, определяется по формуле

$$M_{\text{и.в.}} = q_{\text{и.в.}} \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6}, \quad (5.21)$$

Удельная величина выбросов $q_{\text{и.в.}}$ принимается по таблице в зависимости от следующих параметров:

- средней температуры поверхности испарения $t_{\text{и.в.}}$

$$t_{\text{и.в.}} = 0,5 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{воз}}), \quad (5.22)$$

$$t_{\text{и.в.}} = 0,5 \cdot (15 + 20) = 17,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Если $t_{\text{и.в.}} < 4^\circ\text{C}$, то удельная величина выбросов принимается равной нулю.

- толщины слоя плавающей на водной поверхности нефти

$$\Delta_{\text{в}} = \frac{M_{\text{п}}}{F_{\text{н}}} \cdot \rho_0, \quad (5.23)$$

Плотность ρ_0 принимается по данным документов о качестве нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу перед его аварийной остановкой.

$$\Delta_{\text{в}} = \frac{14,37 \cdot 10^{-2}}{2340,3} \cdot 737 = 0,045$$

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле

$$t_{\text{п.м}} = 0,5 \cdot (t_{\text{п}} + t_{\text{воз}}), \quad (5.24)$$

Если $t_{\text{п.и.}} < 4^\circ\text{C}$, то удельная величина выбросов принимается равной нулю.

$$t_{\text{п.м}} = 0,5 \cdot (10 + 20) = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- продолжительности процесса испарения плавающей на водной поверхности нефти

$$T_{И.В.} = T_{М.В.} - T_{О.В.}, \quad (5.25)$$

$$T_{И.В.} = 24 \text{ ч.}$$

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы углеводородов нефти в атмосферу при авариях на магистральных нефтепроводах, рассчитывается по формуле

$$M_{И} = M_{И.П.} + M_{И.В.}, \quad (5.26)$$

Если в результате аварии нефть загрязняет только землю или только водный объект, то соответственно в формуле слагаемое $M_{И.В.}$ или $M_{И.П.}$ принимается равным нулю.

$$M_{И.В.} = 4276 \cdot 2340,3 \cdot 10^{-6} = 10 \text{ т.}$$

$$M_{И} = 10 + 0 = 10 \text{ т.}$$

Баланс количества вылившейся нефти

На всех стадиях ликвидации аварии на магистральных нефтепроводах с момента возникновения до полной ликвидации ее последствий должен соблюдаться баланс между массой M вылившейся нефти из трубопровода и распределением ее по компонентам окружающей природной среды с последующим соблюдением баланса между массой M вылившейся из трубопровода нефти и собранной $M_{с.б.}$ и безвозвратно потерянной $M_{б.п.}$ нефти:

$$M = M_{б.п.} + M_{с.б.}, \quad (5.27)$$

$$M_{БП} = M_{ВП} + M_{У} + M_{П}, \quad (5.28)$$

$$M_{БП} = 0 + 10 + 0,022 = 10,022 \text{ т.}$$

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью водных объектов

Расчет ущерба ОПС от загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах выполняется по формуле

$$У_{к.в.} = 5K_{и}C_{в}M_{у}, \quad (5.29)$$

Ущерб, подлежащий компенсации, $У_{к.в.}$ рассчитывается как плата за сверхлимитный сброс загрязняющих веществ с применением повышающего коэффициента 5.

Масса нефти $M_{у}$ определяется в соответствии с п.2.4.8.

$$C_{в} = N_{б.в.}K_{э.в.}, \quad (5.30)$$

Базовый норматив платы $N_{б.в.}$ принимается по табл.П.8.1 [6], коэффициент экологической ситуации $K_{э.в.}$ - по табл.П.8.2 [6] в соответствии с Базовыми нормативами

платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия").

$$C_b = 1,30 \cdot 44350 = 57655 \text{ руб./т.}$$

$$Y_{к.в.} = 5 \cdot 4,9 \cdot 57655 \cdot 0,022 = 31076,045 \text{ руб.}$$

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы

Расчет ущерба ОПС от выбросов углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах выполняется по формуле

$$Y_{к.а.} = 5K_n C_a M_n, \quad (5.31)$$

Ущерб, подлежащий компенсации, $Y_{к.а.}$ рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ применением повышающего коэффициента 5.

Масса углеводородов M_n определяется в соответствии с п.2.5.3.

$$C_a = N_{б.а.} K_{э.а.}, \quad (5.32)$$

Базовый норматив платы $N_{б.а.}$ принимается по табл.П.9.1 [6] в соответствии с Базовыми нормативами платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия").

$$C_a = 10 \cdot 1,7 = 17 \text{ руб./т.}$$

$$Y_{к.а.} = 5 \cdot 4,9 \cdot 17 \cdot 10 = 4165 \text{ руб.}$$

Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах

Плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах Π складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земли, водных объектов и атмосферы:

$$\Pi = Y_z + Y_{к.в.} + Y_{к.а.}, \quad (5.33)$$

$$\Pi = 0 + 31076,045 + 4165 = 35241,045 \text{ руб.}$$

Расчет ожидаемого экологического ущерба

В данном примере представлен расчет экологического ущерба по приближенным соотношениям [19]. Данный метод расчета следует использовать при отсутствии точных сведений о состоянии компонентов окружающей природной среды, которые могут быть загрязнены.

Значение удельного экологического ущерба, R_d^{Π} , R_d^a , определяем по схеме на рис. П.6.1 и табл. П.6.1 приложения 6 настоящего Методического руководства. С учетом расположения анализируемого участка нефтепровода около месторождения филиановского получаем значения удельного ущерба $R_d^{\Pi(T)} = 1440$ тыс. руб./т, $R_d^{a(IT)} = 0,420$ тыс. руб./т. Подставляя значения удельного ущерба в формулы:

$$R_d^{\Pi} = R_d^{\Pi} \cdot M_p, \quad (5.34)$$

$$R_d^a = R_d^{a(IT)} \cdot M_p, \quad (5.35)$$

$$R_d = R_d^{\Pi} + R_d^a, \quad (5.36)$$

$$R_d^{\Pi} = 1440 \cdot 0,022 = 31,86 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$R_d^a = 0,420 \cdot 10,022 = 4,21 \text{ тыс. руб./год.}$$

Суммируя значения ущербов, получаем итоговое значение ожидаемого экологического ущерба:

$$R_d = 31860 + 4210 = 35890 \text{ руб./год.}$$

5.5 Расчет экологического риска аварии нефтепровода

Экологический риск оценивается [12] по формуле

$$R = C_p \cdot \lambda_c, \quad (5.37)$$

где C_p - ущерб от загрязнения водного объекта, тыс. руб.; λ_c - частота аварий, аварий/(год · км).

$$R = 31076,045 \cdot 0,16 = 4972,1672 \text{ руб./год} \cdot \text{км.}$$

6. Комплекс мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций, локализации и ликвидации их последствий

В рамках оценки воздействия выполнен расчет загрязнения при опасной для окружающей среды аварийной ситуации.

Загрязненные воды, собираются, накапливаются в соответствующих емкостях и передаются на берег для обезвреживания на специализированные предприятия.

В целях предотвращения аварийных эксплуатационных разливов нефтепродуктов необходимо строгое соблюдение требований.

На расстоянии 9 км к юго-западу от месторождения Ракушечного находится вступивший в эксплуатацию нефтегазопромысловый объект, представляющий собой первую очередь обустройства месторождения им. В. Филановского. В непосредственной близости от объектов обустройства месторождения предусмотрено осуществление аварийно-спасательного дежурства судном с оборудованием, необходимым для локализации возможного разлива углеводородов. При необходимости, судно АСД может быть привлечено к локализации и ликвидации пролива нефтепродуктов.

Заключение

Настоящая оценка воздействия на окружающую среду выполнена для месторождения им. В. Филановского, расположенные в акватории Северного Каспия, в пределах лицензионного участка "Северный" ООО "ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть".

В основу проведенной оценки легли действующие законодательные и нормативные документы, регулирующие экологическую безопасность при освоении месторождения углеводородного сырья на континентальном шельфе, показатели по доступным проектам аналогам, получившим ранее положительные заключения экологических экспертиз регионального и федерального уровня.

Оценка воздействия на окружающую среду и анализ ожидаемых экологических последствий подтвердили достаточность организационных, технологических, технических проектных решений по предупреждению и минимизации негативного воздействия на окружающую среду в связи добычи на месторождении им. В. Филановского.

Будет реализована программа компенсации ущерба биоресурсам, выполнены платы за пользование компонентами окружающей среды, приняты профилактические меры для предотвращения аварий и оперативного реагирования на аварийные ситуации.

При условии выполнения работ в строгом соответствии с положениями Программы и осуществлении запланированных природоохранных мероприятий намечаемая деятельность не окажет необратимого воздействия на окружающую природную среду, не повлечет значительных изменений экологической обстановки, среды обитания, условий размножения, путей миграции морских биологических ресурсов и не приведет к нарушению естественного гидрологического и гидрохимического режимов Каспийского моря.

Список используемой литературы

1. Остроухов С.Б. Строение и формирование залежей углеводородов месторождения им. В. Филановского / С.Б. Остроухов, В.А. Бочкарев // Нефтепромысловое дело. – 2010 - № 2 – С. 8-16.
2. Манцурова В.Н., Делия С.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть») Геология и разработка месторождений в прикаспийском регионе и морских акваториях Сборник статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2010. – 318 с.: ил. – Вып. 69
3. Ручевская Ева, Митрофанов Игорь, Гучгельдиев Олег, Емелин Валентин, Крутов Анатолий. Каспийское море. Состояние окружающей среды [Текст]: доклад временного Секретариата Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря и бюро управления и координации проекта «КАСПЭКО». — 2010 — 109 с.
4. Загрязняющие вещества в водах Волжско-Каспийского бассейна / Отв. ред. В.Ф. Бреховских, Е.В. Островская. – Астрахань: Издатель: Сорокин Роман Васильевич, 2017. – 408 с.
5. План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на акватории по объекту причальные сооружения и морская акватория БиПС ООО «Транснефть - Порт Козьмино. ООО "РЭА - консалтинг". № 552 от 16.09.2019.
6. Оценка воздействия на окружающую среду при проведении комплекса морских инженерных изысканий на трассе подводных силовых кабелей от ЛСП месторождения Ракушечного до ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского Часть 1 Текстовая часть ЗАО "ВолгоградНИПИнефть" СРО № 34-720-14/029-05 от 3.03.2014 г
7. РД 39-110-91 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах, Миннефтепром СССР, 1991 г.
8. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов, И.Б. Малкин, А.О. Межлумов, Е.П. Мороз Буровое оборудование: Справочник: В 2 — х т.— М.: Недра, 2000. — Б 91 Т. 1. — 000 с.: ил. ISBN 5 — 247 — 03871 — 1) (РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах», Минэнерго, 2001 г.
9. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (согласовано Госгортехнадзором России от 7.07.99 № 10-03/418)
10. Возможные последствия чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов на морских акваториях ISSN 1996-8493 Технологии гражданской безопасности, 2012 Civil SecurityTechnology, Vol. 9, 2012, No. 1 (31)
11. Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений Лисанов Михаил Вячеславович, д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО НТЦ ПБ.) Статистический анализ причин возникновения утечек на промысловых нефтепроводах Мамонтов А.А.
12. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. - 2-е изд., испр. - М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
13. Методики оценки последствий аварий на опасных производственных объектах. Сборник документов. ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». М., 2001 - 221 с.
14. Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов" Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228
15. Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.09.2015 г. N 364.

16. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами. - М.: Роскомзем, 1993.
17. Антипов В.Н., Архипов В.П., Земенков Ю.Д. Определение количества нефти, вытекшей из поврежденного трубопровода при работающих насосных станциях //НТИС/ВНИИОЭНГ. Сер. "Нефтепромысловое дело и транспорт нефти". - 1985. - Вып. 9. - С. 43 - 45.
18. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах утверждена МИНТОПЭНЕРГО РФ 01.11.95 г.
19. Методические рекомендации по проведению экологического обследования действующих магистральных нефтепроводов (проект, разработанный ФЦГС «Экология» в 1997 г.
20. Серия 27 Декларирование Промышленной безопасности и оценка риска выпуск 1 Методическое Руководство По оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах руководящий документ 2-е издание, исправленное Москва Государственное Унитарное Предприятие «Научно-Технический Центр По Безопасности В Промышленности Госгортехнадзора России» 2002 Редакционная комиссия: Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов, Ю.В. Лисин, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров.
21. Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и МН «Дружба»/ М.В. Лисанов, А.И. Гражданкин, А.В. Пчельников и др.// Безопасность труда в промышленности. — 2006. — № 1. — С. 34–40.
22. «ЛУКОЙЛ» принял ОИР о начале добычи на Ракушечном месторождении на Каспии в 2023 году [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://oilgascom.com/lukoil-prinyal-oir-o-nachale-dobychi-na-rakushechnom-mestorozhdenii-na-kaspiei-v-2023-godu/> - Загл. С экрана.
23. Сумской С.И., Лисанов М.В., Пчельников А.В. О расчете объемов разливов опасных жидкостей при авариях на объектах трубопроводного транспорта// Безопасность труда в промышленности. — 2006. — № 2. — С. 48–52.
24. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности/ М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина и др.// Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 3. — С. 58–66.
25. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта/ М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева// Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 7. — С. 16–22.
26. Савина А.В., Сумской С.И., Лисанов М.В. Анализ риска аварий на магистральных трубопроводах при обосновании минимальных безопасных расстояний// Безопасность труда в промышленности. — 2012. — № 3. — С. 58–63.
27. Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте: Федер. закон Рос. Федерации от 27 июля 2010 г. № 225-ФЗ; принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 16 июля 2010 г.: одоб. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 19 июля 2010 г.// Рос. газ. — 2010. — 2 авг. — № 5248.
28. РД 03-418—01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. — Сер. 03. — Вып. 10. — М.: ФГУП «НТИЦ «Промышленная безопасность», 2001. — 60 с.

Приложение 1

Сбор исходной информации

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
Группа 1: Внешние антропогенные воздействия			
F_{11}	Минимальная глубина заложения подземного МН	Фактическая толщина слоя грунта h , м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проект (ТП), рабочая документация (РД), технический паспорт (ТхПс) на рассматриваемый участок (переход через водную преграду) 2. СНиП 2.05.06-85*, п. 5.1 (при отсутствии проектной документации или техпаспорта и наличии информации в соответствии с п. 5.1) 3. $h = 0,9$ м (для наземного участка линейной части МН) при отсутствии информации в соответствии с п. 5.1
F_{12}	Уровень антропогенной активности	<p>Плотность населения $N_{нас}$ в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы</p> <p>Проведение в охранной зоне МН строительных и других работ</p> <p>Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН</p>	<p>Карта плотности населения в географическом атласе субъекта РФ или России</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрешения на производство работ, выданные линейной эксплуатационной службой (ЛЭС) РНУ (АО МН) 2. Акты о нарушении правил ведения работ в охранной зоне нефтепровода, находящиеся в архивах органов архитектурно-строительного надзора Минстроя России или РНУ (АО МН) 3. ТП, РД, ТхПс 4. Схема рассматриваемого участка МН 5. Схемы коммуникаций, находящиеся в архивах органов архитектурно-строительного надзора местной администрации <ol style="list-style-type: none"> 1. ТП, РД, ТхПс 2. Схема рассматриваемого участка МН

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
			3. Схемы дорожной сети, находящиеся в архивах служб эксплуатации дорог
<i>F</i> ₁₃	Степень защищенности наземного оборудования	Наличие и материал ограждения наземного оборудования, наличие между авто- или железной дорогой и наземным оборудованием дополнительного «барьера», расстояния от авто- или железной дороги до площадки наземного оборудования, наличие предупреждающих и запрещающих знаков	1. ТП, РД, ТхПс, паспорта наземного оборудования 2. Журналы осмотра трассы, регистрации ремонтных работ 3. Материалы обследования объектов МН, выполненного для получения соответствующей исходной информации в составе работ по анализу риска
<i>F</i> ₁₄	Состояние охранной зоны МН	Степень расчистки охранной зоны, закрепление трассы знаками	1. Журналы осмотра трассы 2. Материалы натурального обследования охранной зоны МН, выполненного в составе работ по анализу риска
<i>F</i> ₁₅	Частота патрулирования	Частота обходов участка	1. Правила технической эксплуатации МН (ПТЭ) или технический регламент (ТР) 2. Журнал осмотра трассы
<i>F</i> ₁₆	Согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне МН	Наличие системы согласования, плано-картографических материалов у районной администрации и предприятий-землепользователей, случаи несанкционированного проведения работ в охранной зоне	Схемы коммуникаций, находящиеся в архиве органов архитектурно-строительного надзора местной администрации или предприятий-землепользователей
<i>F</i> ₁₇	Разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	Факты ведения разъяснительной работы и инструктажа	Журнал инструктажа
Группа 2: Коррозия			
<i>F</i> ₂₁	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	Защищенность МН по протяженности, давность ввода в действие ЭХЗ, периодичность техобслуживания ЭХЗ	1. ТП, РД, ТхПс, ПТЭ, ТР (в части систем ЭХЗ) 2. Инструкция по эксплуатации системы ЭХЗ

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
			3. Журнал регистрации ремонтных работ
F_{22}	Состояние изоляционного покрытия	Качество проектных решений по изоляционному покрытию, качество нанесения покрытия, периодичность контроля состояния покрытия, качество ремонта изоляции	1. Соответствующий раздел ТП, РД, ТхПс, ПТЭ, ТР 2. Акты приемки МН в эксплуатацию, включая замечания приемной комиссии 3. Журнал регистрации ремонтных работ
F_{23}	Коррозионная активность грунта	Удельное сопротивление грунта ρ_r , кислотность грунта pH, деятельность микроорганизмов	1. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 2. При отсутствии вышеназванных материалов результаты инженерно-геологического обследования МН в составе работ по анализу риска
F_{24}	Продолжительность эксплуатации МН без замены изоляционного покрытия	Продолжительность эксплуатации $\tau_{\text{эксп}}$	1. Акты приемки работ по замене (ремонту) изоляционного покрытия 2. Журнал регистрации ремонтных работ
F_{25}	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН	Количество металлических сооружений, энергосистем постоянного и переменного тока на расстоянии до 200 м от трассы	1. ТП, РД, схема участка трассы МН 2. Планы и схемы размещений подземных сооружений и коммуникаций, находящиеся в архивах местных органов архитектурно-строительного надзора или предприятий-землепользователей 3. При отсутствии вышеуказанных документов материалы натурного обследования объектов МН в составе работ по анализу риска
F_{26}	Проведение измерений в целях контроля эффективности ЭХЗ	Расстояние $L_{\text{кв}}$ между катодными выводами и частота проведения измерений $f_{\text{кит}}$	1. ТП, РД (раздел «Средства электрохимической защиты») 2. ПТЭ или ТР (в части контроля ЭХЗ) 3. Журнал контроля эффективности ЭХЗ
F_{27}	Контроль защищенности МН	Период времени $\tau_{\text{кит}}$, прошедший с момента	Журнал контроля защищенности МН

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
		проведения последних измерений	
Группа 3: Качество производства труб			
F_{31}	Технология изготовления и марка стали труб	Сведения о технологии и марке стали	ТП, РД
F_{32}	Поставщик труб	Сведения о фирме - изготовителе труб	1. ТП, РД 2. Проекты организации строительства (ПОС) и производства работ (ППР)
F_{33}	Продолжительность эксплуатации участка МН	Продолжительность эксплуатации $\tau_{\text{экс}}$	Акты комиссии по приемке законченного строителями МН
Группа 4: Качество строительно-монтажных работ			
F_{41}	Категория участка по сложности производства работ	Сведения о сложности условий строительного освоения трассы МН	ТП, РД, ПОС, ППР
F_{42}	Уровень «комфортности» производства работ	Климатический район и сезон строительства	ТП, РД, ПОС, ППР
F_{43}	Контроль качества строительно-монтажных работ	Сведения о контроле по отдельным этапам работ и технологическим операциям	Акты приемки законченного строителями МН, отдельных этапов строительства и технологических операций, приложения к актам и другая сопутствующая документация
F_{44}	Контроль качества сварных соединений	Процент сварных стыков $K_{\text{св}}$, для которых выполнен контроль качества физическими методами	Акты приемки законченного строителями МН, отдельных этапов строительства и технологических операций, приложения к актам и другая сопутствующая документация
F_{45}	Адекватность применяемых материалов и изделий	Сведения об использовании материалов и изделий, не предусмотренных проектом	Заключение комиссии по расследованию причин аварии на МН (в случае установления в качестве причины аварии факта использования не предусмотренных проектом материалов и изделий)
F_{46}	Качество хранения и обращения с материалами	Сведения о нарушении правил хранения и транспортирования	ПОС, ППР

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
		материалов, регламентированных СНиП	
Группа 5: Конструктивно-технологические факторы			
<i>F₅₁</i>	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	Расчетное и наименьшее (в пределах данного участка) фактическое значения толщины стенки трубы $\delta_{расч}$ и $\delta_{факт}$	1. ТП, РД, ПОС, ППР 2. При отсутствии вышеназванных документов результаты замеров фактической толщины стенки трубы, выполненных в составе работ по анализу риска
<i>F₅₂</i>	Усталость металла	Число циклов нагружения, имевших место за время эксплуатации рассматриваемого участка, и амплитуда подававшейся нагрузки	Документация диспетчерской службы РНУ (АО МН)
<i>F₅₃</i>	Возможность возникновения гидравлических ударов	Качественная оценка вероятности возникновения гидравлических ударов	ТП, РД
<i>F₅₄</i>	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	Технические характеристики СТА	1. Соответствующие разделы ТП, РД, ТхПс 2. Паспорта оборудования СТА
Группа 6: Природные воздействия			
<i>F₆₁</i>	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	Сведения о фактах перемещения грунта или наличии размывов	1. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 2. Журнал проверок технического состояния подводных переходов 3. При отсутствии вышеперечисленной документации материалы натурных наблюдений на подводных переходах, выполненных в составе работ по анализу риска
<i>F₆₂</i>	Несущая способность грунта	Сведения о типах грунтов в основании МН	1. Раздел ТП, РД «Основания и фундаменты» 2. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 3. При отсутствии вышеперечисленной документации материалы натурных исследований

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
			грунтов, выполненных в составе работ по анализу риска
<i>F</i> ₆₃	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	Сведения о конструкции линейной арматуры и наземных узлов	ТП, РД
<i>F</i> ₆₄	Проведение превентивных мероприятий	Сведения о проведении и характере превентивных мероприятий	1. ПТЭ, ТР 2. Журнал проведения профилактических ремонтов
Группа 7: Эксплуатационные факторы			
<i>F</i> ₇₁	Эксплуатационная документация	Наличие и своевременное обновление всей необходимой в соответствии с ПТЭ технической и оперативной документации по линейной части МН	Техническая и оперативная документация
<i>F</i> ₇₂	Периодичность контроля и ремонтов	Соответствие сроков и состава осмотров, контрольных операций, межремонтного обслуживания и ремонтов требованиям ПТЭ	ПТЭ
<i>F</i> ₇₃	Качество профилактических работ и ремонтов	Оценка качества работ	Акты приемки выполненных ремонтных работ
<i>F</i> ₇₄	Качество связи	Наличие и тип связи	ПТЭ, ТР
<i>F</i> ₇₅	Уровень обучения персонала	Прохождение персоналом курсов повышения квалификации, содержание курса и периодичность обучения	Журнал учета повышения квалификации персонала
Группа 8: Дефекты тела трубы и сварных швов			
<i>F</i> ₈₁	Количество «опасных» дефектов на участке трассы	Количество дефектов, обнаруженных при диагностике	Данные предприятия (ОАО, РНУ), ОАО ЦТД «Диаскан»
<i>F</i> ₈₂	Количество «неопасных» дефектов на участке трассы	Количество дефектов, обнаруженных при диагностике	Данные предприятия (ОАО, РНУ), ОАО ЦТД «Диаскан»
<i>F</i> ₈₃	Контроль состояния МН дефектоскопами	Период времени $\tau_{\text{кит}}$, прошедший со дня последнего пропуска дефектоскопа, тип	1. Технический отчет о проведении работ по внутритрубной диагностике

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
		внутритрубного снаряда, принятые меры безопасности	2. Акты приема работ по внутритрубной диагностике

Приложение 2

Формы аварийных разрывов стенок нефтепроводов и формулы для определения площади разрыва

N п / п	Форма разрыва (отверстия) стенки трубопровода <*>	Форма разрыва для расчета	Площадь разрыва (отверстия)	Примечание
1	а) б)	Круг Эллипс	$0,785 \cdot D \cdot d$	Для разрыва в форме круга $D = d$
2	а) б) в) г)	Треугольник Прямоугольник Трапеция	$0,5 \cdot (a + b) \cdot h$	Для разрыва треугольной формы $b = 0$ а и b - длины противоположных параллельных сторон разрыва; h - расстояние (высота) между параллельными (длинными) сторонами разрыва
3		Разрыв вдоль продольной оси трубопровода с раскрытием кромок разрыва	$0,5 \cdot c \cdot d$	c - длина разрыва; d - величина максимального раскрытия кромок разрыва
4		Разрыв монтажных поперечных швов и др.	$(\frac{c^2}{4d})(l - c) + (\frac{d}{4})(l + c)$	l - длина кривой кромки разрыва; c - длина разрыва; d - величина максимального раскрытия кромок разрыва