

СРО Союз «РН-Проектирование» СРО-П-124-25012010
Регистрационный номер члена в реестре СРО - 585

Заказчик – ЧООО «САУТ СТРИМ ТРАНСПОРТ Б.В.»

**ДОКУМЕНТАЦИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА (НИТКИ 1,4)
ОБЪЕКТА «МОРСКОЙ УЧАСТОК ГАЗОПРОВОДА
«ЮЖНЫЙ ПОТОК» (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)»**

**Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду.
Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и
распространения пятна нефтепродуктов в период проведения
работ в Черном море**

157182.10-ОВОС4

Том 4



**Общество с ограниченной ответственностью
«Глобал Марин Дизайн»**

СРО Союз «РН-Проектирование» СРО-П-124-25012010
Регистрационный номер члена в реестре СРО - 585

Заказчик – ЧООО «САУТ СТРИМ ТРАНСПОРТ Б.В.»

**ДОКУМЕНТАЦИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА (НИТКИ 1,4) ОБЪЕКТА «МОРСКОЙ
УЧАСТОК ГАЗОПРОВОДА «ЮЖНЫЙ ПОТОК»
(РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)»**

**Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду.
Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и
распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ
в Черном море**

157182.10-ОВОС4

Том 4

Технический директор

А.В. Волков

Главный инженер проекта

Е.А. Побединский

РАСЧЕТ РИСКА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ И
РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЯТНА НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПЕРИОД
ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ В ЧЕРНОМ МОРЕ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ВЕРОЯТНОСТИ ПОПАДАНИЯ ПЯТНА РАЗЛИВА В РАЗЛИЧНЫЕ
УЧАСТКИ АКВАТОРИИ И БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ В ПРОЦЕССЕ
РАБОТ В СООТВЕТСТВИИ С ДОКУМЕНТАЦИЕЙ,
ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА (НИТКИ 1,4) ОБЪЕКТА «МОРСКОЙ УЧАСТОК
ГАЗОПРОВОДА «ЮЖНЫЙ ПОТОК» (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)»

Руководитель проекта
Ведущий математик ФИЦ ИУ РАН, к.ф.-м.н.

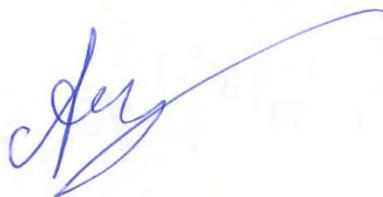


Б.В.Архипов

Москва 2022

Исполнители:

1. Архипов Б.В. Ведущий математик ФИЦ ИУ РАН, к.ф.-м.н. – руководство работами, подготовка разделов отчета, проведение расчетов.



/Б.В.Архипов/

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общее описание	7
2	Анализ рисков разливов дизельного топлива в морской среде в рамках проекта «По техническому обслуживанию магистрального газопровода (нитки 1,4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский Сектор)»	9
3	Основные процессы, определяющие поведение углеводородов в морской среде	17
4	Характеристика модельно-расчётного комплекса «Эко-риск»	24
5	Методика оценки распространения углеводородов в аварийных ситуациях	27
6	Исходные данные для расчетов	30
7	Результаты математического моделирования аварийных разливов нефти.....	38
8	Выводы.....	74
	Приложение 1. Описание математической модели «ЭКО-РИСК»	77
	Приложение 2. Характеристика гидродинамических процессов и моделирование течений в Черном море	92
	Список литературы	103

Сокращения

ЗВ - загрязняющие вещества (CS – contaminated substances)

ГМС – гидрометеорологическая станция (HMS – hydro meteorological station)

ГСМ – горюче смазочные материалы (FL - -fuels and lubricants)

ДТ – дизельное топливо (DF - Diesel Fuel)

ИТОПФ - Международная федерация владельцев танкеров по предупреждению загрязнения (The International Tanker Owners Pollution Federation Limited)

ТБС – транспортно-буксирное судно

UK HSE - Британское управление по здравоохранению и безопасности

ОПЕК – организация стран экспортеров нефти (The organization of the Petroleum Exporting Countries)

NRC – Национальный научно-исследовательский совет США (National Research Council)

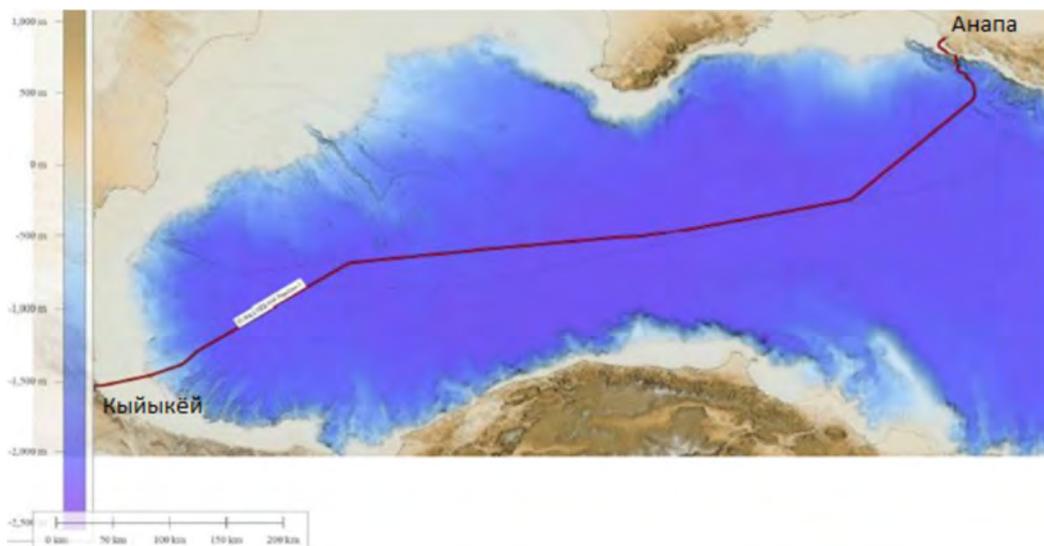
ИМО (ИМО) - Международная морская организация (International Maritime Organization)

1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ

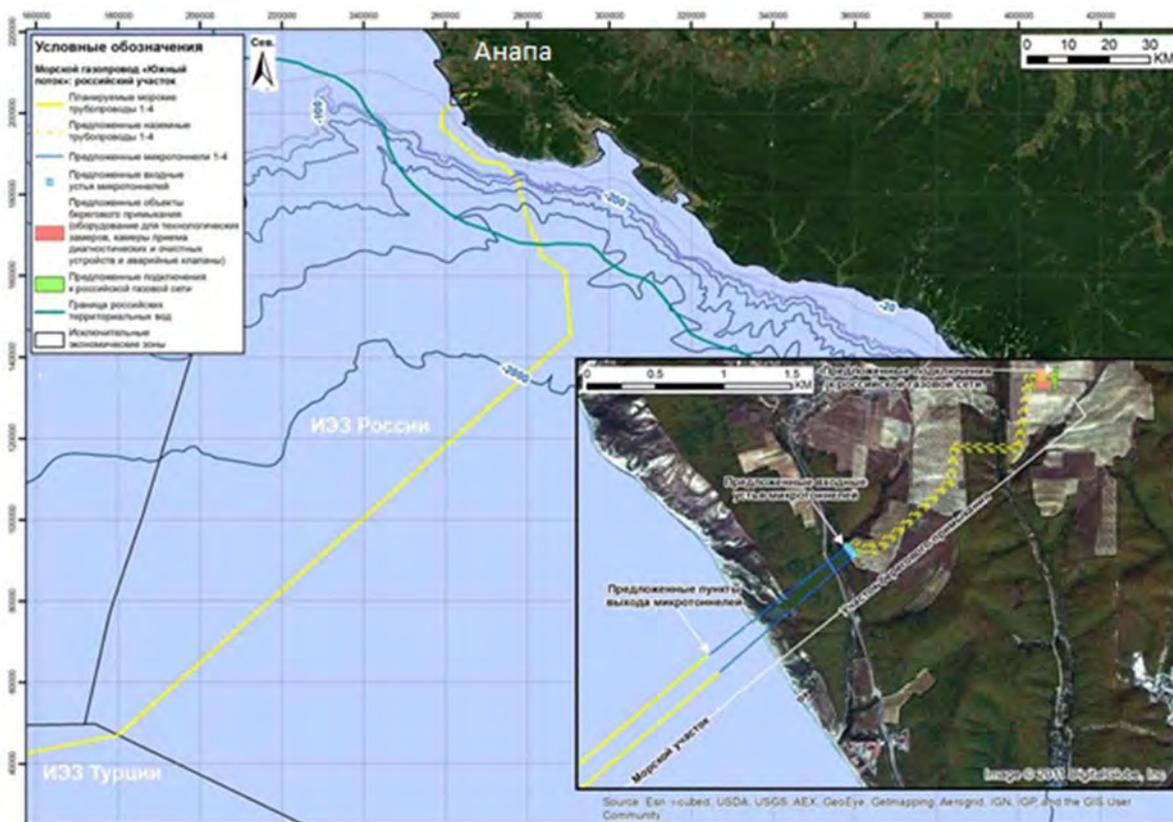
В отчете проводится оценка экологических рисков и математическое моделирование распространения разливов дизельного топлива в морской среде в рамках проекта «По техническому обслуживанию магистрального газопровода (нитки 1,4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский Сектор)». Дана характеристика основных процессов, определяющих поведение нефтепродуктов в морской среде. Описаны входные данные, принимаемые для моделирования распространения аварийного разлива дизельного топлива в процессе работ. Проведено математическое моделирование распространения пятна нефтепродуктов и его выветривания. Дано описание используемых моделей.

Перечень приведенной информации соответствует Техническому заданию и действующим нормативным документам. В Приложении 1 приведено описание математической модели распространения разлива дизельного топлива. В Приложении 2 приведено описание гидрологических условий района Черного моря, дано описание используемых гидродинамических моделей и результатов моделирования течений.

Морской участок газопровода «Южный поток» состоит из двух трубопроводов (№1 и №4) диаметром 812,8 мм (32 дюйма) протяженностью примерно 940 км. Трасса трубопровода проходит по акватории Черного моря от российского побережья в районе города-курорта Анапы, через исключительную экономическую зону (ИЭЗ) Турции до побережья Турции в районе г. Кыйыкёй. Протяженность морской части газопровода в исключительной экономической зоне (ИЭЗ) РФ примерно 230 км от прибрежного пункта, расположенного в 10 км к югу от Анапы (Краснодарский край) до границы российской и турецкой ИЭЗ (Рис.1.1).



а



6

Рис. 1.1. Схема трассы газопровода «Южный поток» в Черном море (а) и расположение трассы в Российском секторе (б)

Компания «Саут Стрим Транспорт Б.В.» отвечает за эксплуатацию морского газопровода «Южный поток» и обеспечивает эксплуатацию трубопровода путём выполнения комплекса работ и услуг по следующим видам деятельности на морском участке:

- наружные инспекции трубопровода;
- экстренное реагирование при чрезвычайных ситуациях;
- аварийный ремонт трубопровода;
- учения по реагированию на чрезвычайные ситуации.

В настоящей работе проведена оценка экологических рисков и математическое моделирование распространения разливов дизельного топлива в морской среде в рамках проекта «По техническому обслуживанию магистрального газопровода (нитки 1,4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский Сектор)». Моделирование аварийных разливов дизельного топлива осуществлено на основе сертифицированной математической модели и программном продукте «ЭКО-РИСК» разработанной ВЦ РАН им. А.А. Дородницына. Подробное описание математической модели приведено в Приложении 2.

2 АНАЛИЗ РИСКОВ РАЗЛИВОВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В МОРСКОЙ СРЕДЕ В РАМКАХ ПРОЕКТА «ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА (НИТКИ 1,4) ОБЪЕКТА «МОРСКОЙ УЧАСТОК ГАЗОПРОВОДА «ЮЖНЫЙ ПОТОК» (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)».

2.1. Общие сведения и требования к порядку проведения анализа рисков

В соответствии с руководством по безопасности [1] авария - это разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах (ОПО), неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов").

Аварии могут быть обусловлены как природными явлениями, так и антропогенными причинами. Они, как правило, носят случайный, вероятностный характер. Поэтому для каждого потенциально возможного вида аварии можно определить вероятность ее возникновения, которую связывают с понятием риска. Риск аварии - мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий. Анализ риска аварий (анализ опасностей и оценка риска аварий) - взаимосвязанная совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий для обеспечения промышленной безопасности ОПО.

Количественная оценка риска аварии - определение значений числовых характеристик случайной величины ущерба (человеку, имуществу и окружающей среде) от аварии на ОПО. В количественной оценке риска аварии оцениваются значения вероятности (частоты) и соответствующей степени тяжести последствий реализации различных сценариев аварий для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды [1].

Очевидно, что при возникновении аварии возможны различные исходы, которые различаются по продолжительности воздействия и масштабам негативных воздействий. Ее последствия могут быть ликвидированы, локализованы или привести к безвозвратным потерям. В любом случае аварии приводят к материальным потерям и наносят тот или иной ущерб человеку и окружающей среде. Во многих случаях ущерб может быть выражен в денежном эквиваленте, что позволяет сравнивать риски от различных видов аварий и сопутствующих им ущербов. Так по данным Международной Федерации Танкеровладельцев (ITOPF) [2,3] удельная величина расходов при ликвидации разливов составляет от \$70 до \$21000 на 1 т, при средней мировой величине \$3830 на 1 т. Причем в странах Северной Европы средние издержки составили 4564 дол./т, а в Северной Америке 5073 дол./т. Максимальные затраты на устранение последствий разлива были после аварии танкера "Эксон Валдиз" в 1989 г. в заливе Кука. Они составили: прямые затраты - более \$30000 на 1 т, а с учетом косвенных потерь - около \$45000 на 1 т.

Аварии обусловлены в основном аномальными событиями или внешними не предусмотренными нормативными документами причинами и эти события и причины носят случайный, вероятностный характер. К ним можно отнести экстремальные по отношению к проектным значениям параметры естественных условий (штормы, землетрясения и т.п.), случайные сбои и отказы оборудования из-за технологических нарушений при строительстве и транспортировке, случайные ошибки персонала и т.п.

Одной из основных целей анализа и оценки рисков является доказательство того, что для рассматриваемого объекта риски уменьшены до практически целесообразного низкого уровня. Основными средствами оценки рисков, выявления опасностей и определения соответствующих мер по их ослаблению, являются исторические сведения, статистические данные, нормы и стандарты, а также принятая в промышленности практика. Методы количественной оценки рисков используются для численного определения вероятности и последствий аварий. Количественная оценка рисков включает в себя следующие основные элементы [4,5]:

- выявление потенциально возможных аварийных случаев;
- оценку их вероятности;
- оценку их влияния на людей, окружающую среду и материальные ценности;
- сопоставление оцененного риска с общепринятыми критериями их приемлемости.

Для нефтеналивных самоходных и несамоходных судов, судов для сбора и перевозки нефтесодержащих вод, плавучих нефтехранилищ, нефтенакопителей и нефтеналивных барж максимально возможный разлив нефти при аварийных разливах нефтепродуктов определяется величиной, равной объёму двух танков, что установлено основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [6,9]. Рассматриваемые в настоящем проекте судна (ТБС «Алмаз» и ТУС «Академик Черский») не относятся к вышеперечисленным, поэтому для них для объема разлива берется максимальный объем одного танка ТУС «Академик Черский», как наиболее вероятный объем потенциальной аварии. Вместе с тем, правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации [6], предписывается прогнозирование последствий возможных масштабов разливов нефти осуществлять на основании оценки риска аварийных нефтяных разливов.

При оценке рисков учитывались регламентирующие нормы и промышленные рекомендации, приведенные в наборе источников [1-9]. Концепция оценки риска для проектируемого объекта означает, что рассматриваемый объект должен быть спроектирован таким образом, чтобы не был превышен предел априорно рассчитанного риска, определенного как приемлемый или допустимый. Критерии риска представляют собой некоторые нормативные или общепринятые значения, сравнение с которыми полученных оценок риска позволяет делать заключения о степени их приемлемости или допустимости для рассматриваемых объектов (люди, конструкции, окружающая среда).

Наиболее простая структура критериев приемлемости риска – это уровни риска, которые служат границей между допустимыми и недопустимыми рисками (или между допустимыми и недопустимыми видами деятельности). Например, структура критериев приемлемости рисков, предложенная Британским управлением по здравоохранению и безопасности (UK HSE) [10], указывает некий уровень риска, который обычно известен как “максимально допустимый” и выше которого риск считается недопустимым, какой бы высокой ни была выгода, а поэтому он должен быть уменьшен. Ниже этого уровня риски также должны быть «низкими, насколько это практически целесообразно». Это значит, что, решая вопрос о необходимости принятия мер по снижению риска, можно учитывать стоимость этих мер, используя расчет рентабельности. В этой области чем выше риски, тем более они заслуживают принятия мер по их снижению. Если же риски достаточно низки, то, возможно, что на их снижение вообще не стоит тратить средства и следует считать их пренебрежимо малыми. В соответствии с этим подходом риски распределяются по 3 категориям:

- $IR > 10^{-3}$ - область недопустимых рисков – в этой области риск считается недопустимым, поскольку вероятность и последствия его возникновения слишком велики. Здесь обязательны меры по снижению риска или соответствующие проектные изменения;
- $5 \cdot 10^{-5} < IR < 10^{-3}$ - в этой области риск считается допустимым только тогда, когда приняты меры, позволяющие сделать вероятность и последствия такого риска «настолько низкими, насколько это практически целесообразно». Следовательно, меры по снижению рисков должны осуществляться только при условии их практической целесообразности, определенной расчетом рентабельности.
- $IR < 5 \cdot 10^{-5}$ - область пренебрежимо малых рисков - в этой области риск считается допустимым, так как или вероятность его возникновения настолько мала или последствия настолько незначительны, что никаких мер по снижению риска не требуется.

При оценке приемлемости экологических рисков, наряду с указанными критериями, будем использовать два дескриптора, один из которых связан с вероятностью аварии и ее последствий, а другой - с ее масштабами. Используемые критерии рисков аварий по частоте их возникновения приведены в Таблице 2.1, а категории масштабов аварий в Таблице 2.2 [11].

Таблица 2.1. Категории аварий

Категория	Характеристика аварии	Частота аварий, ед./год	Описание
1	Практически невозможная	$<10^{-6}$	Событие такого типа почти никогда не случалось, но не исключается
2	Редкая	$10^{-6} \div 10^{-4}$	Такие события случались в мировом масштабе, но всего несколько раз

3	Маловероятная	$10^{-4} \div 10^{-2}$	Такая авария происходит, но маловероятна в течение срока реализации проекта
4	Вероятная	$10^{-2} \div 1$	Возможно, что такая авария случится в течение срока реализации проекта
5	Практически неизбежная	>1	Может случиться, в среднем, чаще чем раз в год

□

Таблица 2.2.
Категории масштабов последствий аварий

Категория	Последствия	Описание
1	Незначительные	не сказывается на здоровье и безопасности населения; нет травм на объекте; нет повреждений объекта; не сказывается на природных ресурсах; разлив нефти до 1,0 м3.
2	Малозначительные	нет серьезных травм и гибели людей; легкие повреждения объекта; нет простоя; легкое, кратковременное воздействие на природные ресурсы; разлив нефти 1-40 м3.
3	Серьезные	возможны серьезные травмы и гибель людей на объекте, но нет угрозы здоровью и жизни окружающих жителей; значительное, негативное, но в конечном счете обратимое, воздействие на некоторые природные ресурсы; некоторый ущерб причиняется непроизводственным объектам на берегу; разлив нефти 40-400 м3..
4	Катастрофические	травмы и гибель небольшого числа окружающих жителей или травмы и гибель большого числа работающих на объектах; значительное повреждение объектов; значительный и продолжительный ущерб причиняется двум и более природным ресурсам; разлив нефти более 400 м3.

Дополнительно отметим, что согласно классификации Международной ассоциации нефтегазовой отрасли по охране окружающей среды аварийные разливы делятся по следующим категориям [2,3,16]:

1. менее 7 т;
2. 7-700 т;
3. свыше 700 т.

Существуют несколько основных путей поступления нефтяного загрязнения в морскую среду [14-15]:

- речной сток;
- прямые сбросы сточных вод от муниципальных станций очистки и промышленных объектов;
- диффузное поступление;
- атмосферные выпадения;
- потери при транспортировке, перегрузке, использовании нефти и нефтепродуктов (несанкционированные сбросы, аварийные разливы).

По статистике ЮНГТАД [17] танкеры перевозят примерно 2 млрд т в год. В 1977 г. объемы транспортировки нефти морем были около 1724 млн т, в 1987 г. около 1279 млн т, потом начали подниматься. В 2010 г. они достигли 2772 млн т. Всего за 46 лет (1970—2015) было перевезено 92,4 млрд т.

2.3. Результаты оценки экологических рисков

Детальный анализ рисков аварийных разливов углеводородов во время реализации проектов на морском шельфе представляется в общем случае достаточно сложной и трудоемкой задачей и может быть выполнен только при подготовке декларации о промышленной безопасности опасных производственных объектов. Часто требуется предварительный грубый расчет риска величины аварийных разливов при выполнении, например, оценок воздействия на окружающую среду по тем или иным проектам. В работе рассматривается при отсутствии возможности учета отдельных сценариев аварий «валовый» подход, аналогичный подходу Норвежского независимого классификационного и сертификационного общества DNV (норв. Det Norske Veritas), основанный на обобщении статистики объемов выбросов с получением зависимости между объемом и частотой выбросов [13,16,18,21]. В случае транспортных операций такой подход основывается на данных Международной федерации танкероладельцев (ITOPF) [2]. Подробно методика оценки риска изложена в работе [19].

Положение точки разлива приведено на Рис.2.1. Разлив топлива вероятен в месте аварии судна. Большинство крупных аварий на море происходят при столкновении судов. Столкновение вероятнее всего может случиться в местах пересечения с судоходными путями. В период монтажа и эксплуатации по объекту «Южный поток» наиболее существенными являются транспортные перемещения, связанные с портами, наиболее близкими к местам расположения участка берегового примыкания. Для российского сектора таким является порт Новороссийск. Суммарный грузопоток через порт Новороссийск в 2005 г. составил 75.207 тыс. тонн. Нитки морского газопровода «Южный поток» в процессе укладки и при эксплуатации на мелководных участках вблизи порта Новороссийск пересекают морской судоходный транспортный путь, соединяющий Новороссийск с Крымом и Керченским проливом. В

соответствие с пояснением в качестве точки потенциального разлива ДТ используем точку, показанную на Рис.2.1.

В рассматриваемом случае при моделировании распространения разливов дизельного топлива будем брать максимальный объем одной цистерны ТУС «Академик Черский» (Табл. 2.3-2.4).

Таблица 2.3. Танки ТУС «Академик Черский»

FUEL OIL (SpGr 0.860)				
Tank Name	Frame MIN	Frame MAX	Load (%)	Weight (MT)
201P – OVERFLOW.P	146	159	100.00%	147.24
202S – DBTK.S	146	159	100.00%	147.24
203P – DBTK.P	128	146	100.00%	160.20
204S – DBTK.S	128	146	100.00%	160.20
211P – MDOSETTLTK1.P	128	137	100.00%	152.92
212S – MDOSETTLTK2.S	128	137	100.00%	152.92
213P – MDODAYTK1.P	128	137	100.00%	152.91
214S – MDODAYTK2.S	128	137	100.00%	152.91
311P – DBTK.P	103	109	100.00%	87.39
312S – DBTK.S	103	109	100.00%	87.39
401P – DBTK.P	86	103	100.00%	240.31
402S – DBTK.S	86	103	100.00%	247.60
501P – DBTK.P	65	83	100.00%	254.87
502S – DBTK.S	65	83	100.00%	262.16
601P – DBTK.P	49	65	100.00%	266.14
602S – DBTK.S	49	65	100.00%	225.62
611P – FUELOILTK.P	44	65	100.00%	431.97
612S – FUELOILTK.S	44	65	100.00%	431.97
621P – FUELOILTK.P	49	65	100.00%	420.20
622S – FUELOILTK.S	49	65	100.00%	146.64
613P – MDOSTORAGE.P	63	65	100.00%	13.87
614S – MDOSTORAGE.S	63	65	100.00%	13.87
515P – DOSTOR.P	65	68	100.00%	7.28
Subtotals:				4,363.55

Таблица 2.4. Данные по танкам дизельного топлива (Рис.2.2.)

Цистерна 611P:	$V_{611P} = 502,3\text{м}^3$; $M_{611P} = 431,97\text{т}$	В центре на уровне верха танков
Цистерна 612S:	$V_{612S} = 502,3\text{м}^3$; $M_{612S} = 431,97\text{т}$; плотность=0,86т/м ³	В центре на уровне верха танков

В соответствии с данными таблиц 2.3 и 2.4. в качестве объема разлива используется объем 502,3 м³ (431.97т). Это объем наибольшего танка №611P (или 612S) ТУС «Академик Черский» (Рис.2.2.). Полный объем расхода топлива в процессе работ определяется из данных по расходу на каждом из судов. Расход топлива «Алмаз» 38 т/сут, время работ 50 суток, итого 1900т. Расход топлива ТУС «Академик Черский» 63,5 т/сут, время работ 90 суток, итого 5715 т. Всего расход 1900+5715=7615 т. [24].

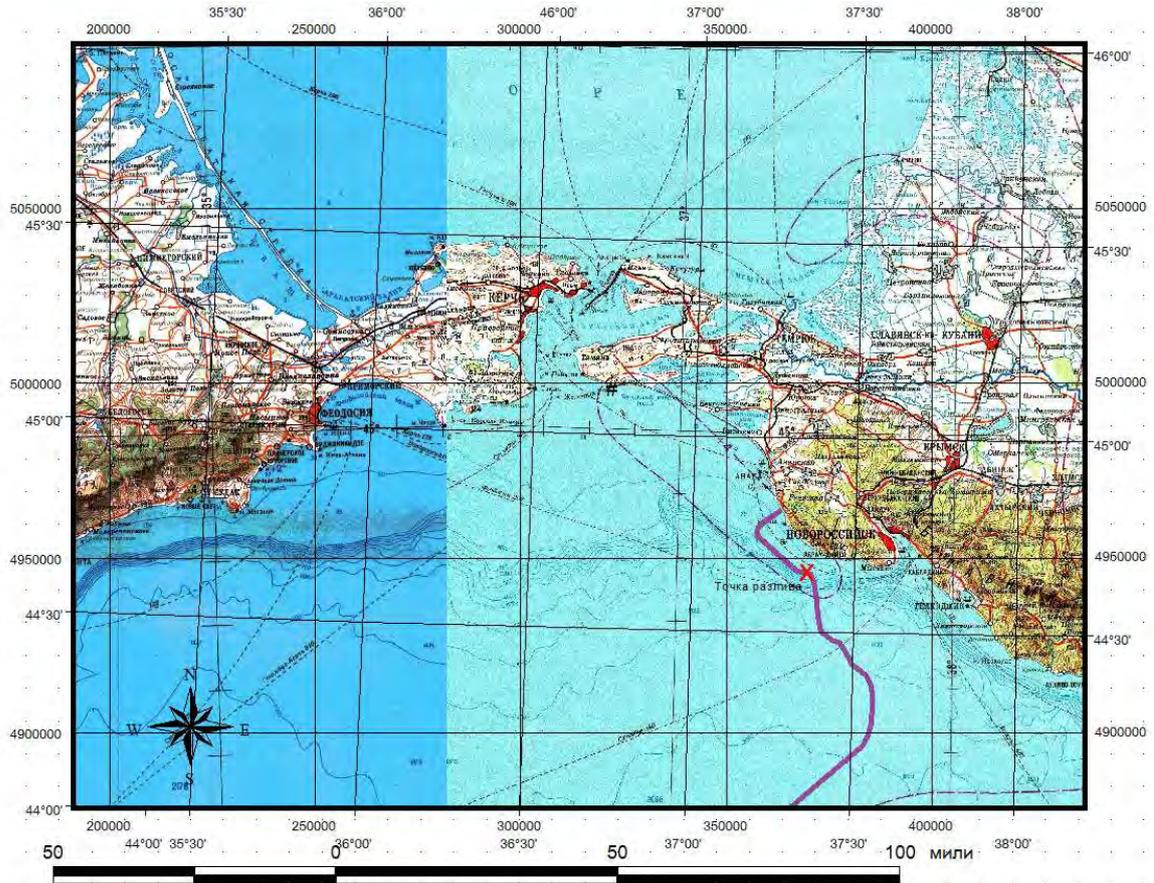
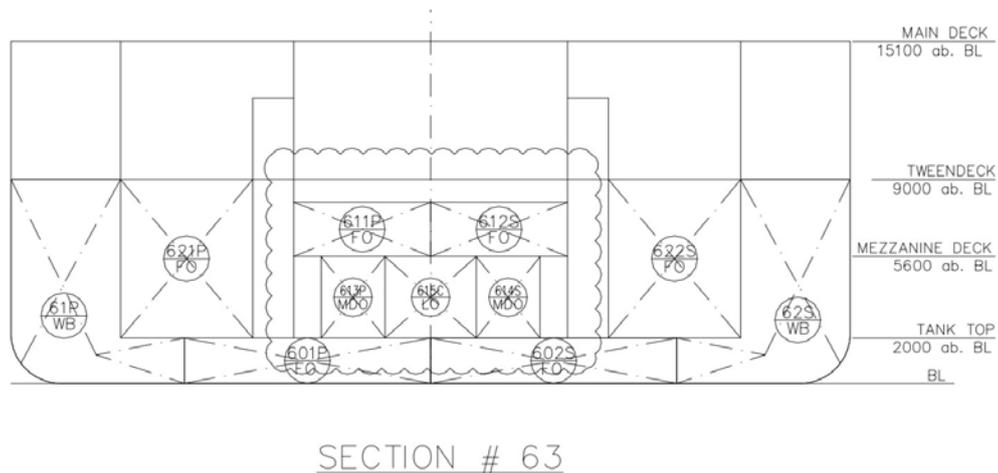


Рис. 2.1. Точка разлива дизельного топлива



611P $V_{611P} = 502,3\text{м}^3$ $M_{611P} = 431,97\text{t}$ $V_{612S} = 502,3\text{м}^3$; $M_{612S} = 431,97\text{t}$ dens=0,86t/m³

Рис. 2.2. Положение танков №611P и 612S

Результаты проведенного статистического анализа приведены в Таблице 2.5. Как следует из Таблицы 2.5. аварийные сбросы ДТ с величиной 431.97т (502,3 м³) при объемах использования до 7501т за весь срок работ, по вероятности ($3.33 \cdot 10^{-05}$) попадают во 2-ю категорию редких событий ($10^{-6} < p < 10^{-4}$), т.е. такие события случались в мировом масштабе, но всего несколько раз. По масштабу (более 400 м³) такая авария относится к категории катастрофических (травмы и гибель небольшого числа окружающих жителей или травмы и гибель большого числа работающих на объектах; значительное повреждение объектов; значительный и продолжительный ущерб причиняется двум и более природным ресурсам).

Таблица 2.5.

Зависимость частоты аварийных сбросов различных объемов от объема использования во время морских операций

Объем разлива, т	Частота в случаях за период работ	Категория аварии по вероятности (Таблица 2.1.)	Категория аварии по масштабам (Таблица 2.2.)
	Расход топлива за период работ 7615т		
1.00	6.68E-04	3	2
7.00	2.55E-04	3	2
18.01	1.60E-04	3	2
50.00	9.67E-05	2	3
431.97	3.33E-05	2	4
700	2.63E-05	2	4

В заключение раздела отметим, что приведенные выше оценки являются консервативными. Это в частности обусловлено тем, что они по большей части выполнены на основе осредненных за достаточно отдаленный период времени. В действительности совершенствование технологий и ужесточение экологических требований к работам на море приводит к устойчивой тенденции снижения частоты аварийных разливов [21-23].

3 ОСНОВНЫЕ ПРОЦЕССЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПОВЕДЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОРСКОЙ СРЕДЕ

Поведение нефтяных разливов в море определяется как физико-химическими свойствами самой нефти, так и состоянием морской среды. Общепринято, что три основных процесса определяют поведение нефти в море - адвекция, растекание и выветривание (weathering). Адвекция - процесс переноса нефти под действием ветра и течений. Как правило, нефть движется по поверхности моря со скоростью порядка 3 –3,5% от скорости ветра и 60-100 % от скорости течения. Растекание - процесс, обусловленный действием положительной плавучести нефти, коэффициентом растекания за счет поверхностного натяжения и диффузией, который приводит к увеличению площади поверхности моря, покрытой нефтяной пленкой. С течением времени процесс гравитационного растекания замедляется, зато начинает действовать горизонтальная турбулентная диффузия. Физические и химические изменения, которым подвергается пролитая в море нефть, часто объединяются термином выветривание (weathering). Совокупность основных процессов проиллюстрирована на Рис.3.1.

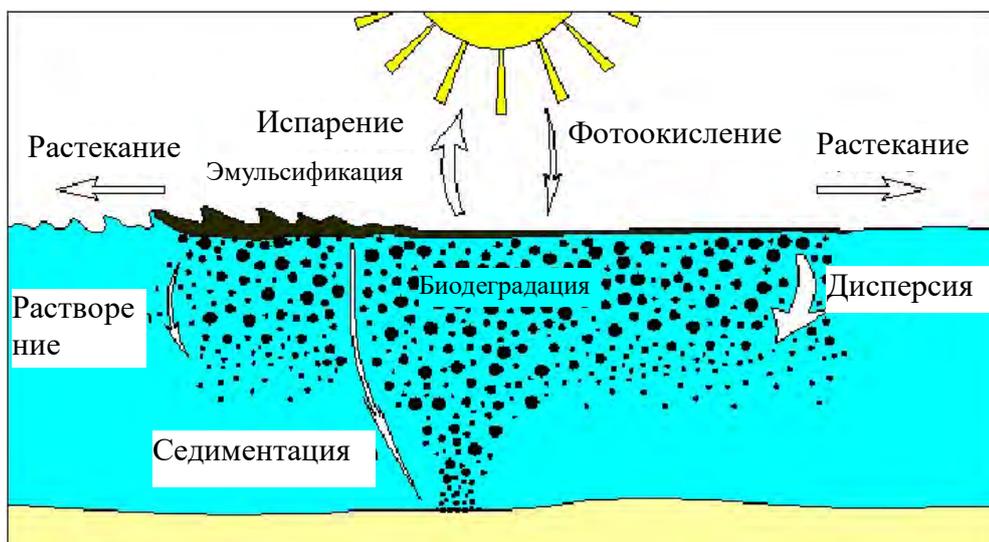


Рис. 3.1. Основные процессы выветривания, в которых участвует нефтяное пятно

В разные моменты времени существенными являются различные процессы, временные характеристики которых показаны на Рис.3.2.

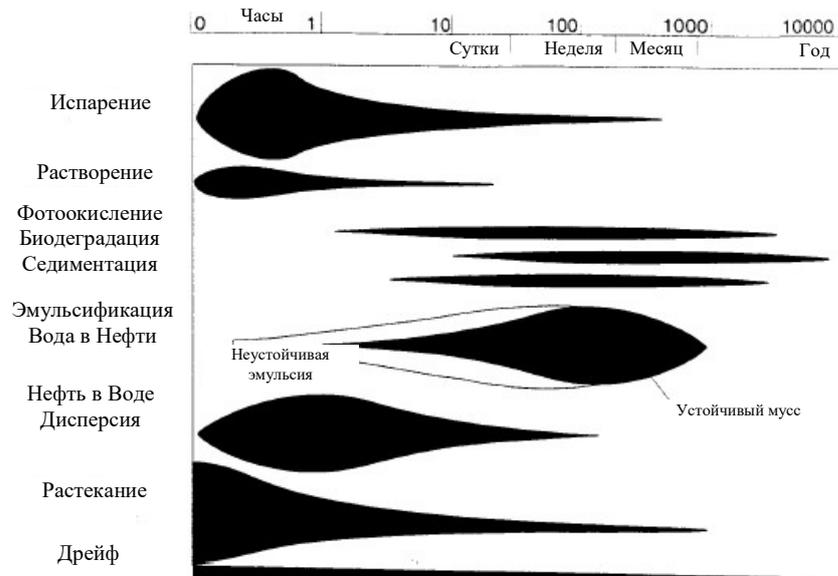


Рис. 3.2. Временные характеристики основных процессов, в которых участвует нефтяное пятно

Понимание этих процессов и того, как они, взаимодействуя, изменяют состояние нефти со временем, необходимо при проведении оценок воздействия на окружающую среду и в подготовке и осуществлении плана реагирования на аварийный сброс нефти в море. Эволюция нефти в море определяется следующими основными процессами.

Перемещение (дрейф) – перемещение нефти по поверхности воды за счет действия сил ветра, волн и течения (Рис.3.3). Часть нефти, оставшаяся на поверхности воды в виде пленки, подвергается воздействию гидрологических и метеорологических факторов. Достигая критической толщины в 0,1 мм, нефтяное пятно распадается на более мелкие фрагменты. Нефть дрейфует по направлению ветра со скоростью, составляющей 3-4% от скорости ветра. При сильном волнении происходит быстрое рассеивание нефти в слое активного перемешивания, значительная часть ее эмульгируется.

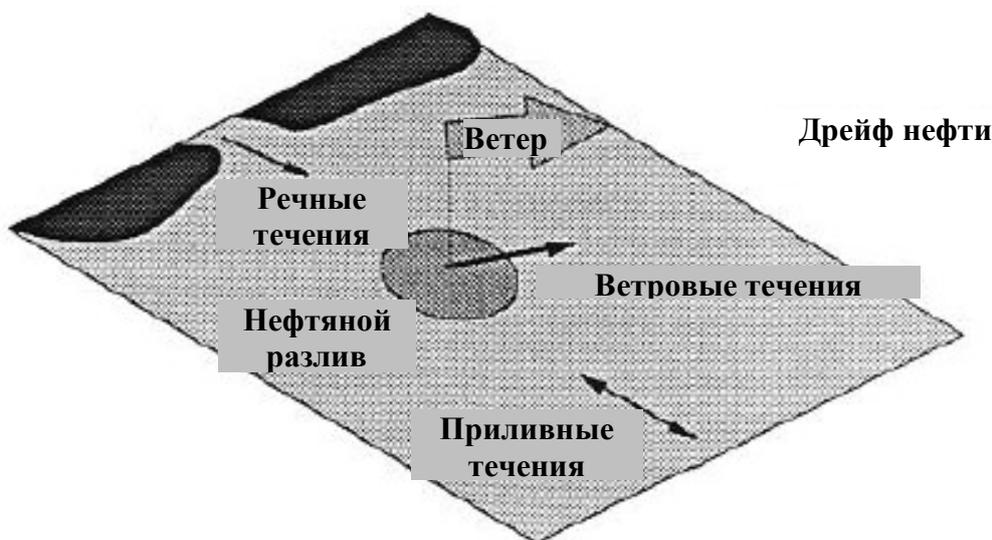


Рис. 3.3. Факторы дрейфа нефти

Растекание – увеличение площади нефти особенно в начальные периоды разлива. Происходит в результате действия гравитационных сил и сил поверхностного натяжения с одной стороны, а также инерционных и вязких сил с другой. Действие первых направлено на увеличение площади, вторых – на сопротивление первым. Действие ветра, волн и прилива вызывает дрейф, который накладывается на растекание. Различные процессы выветривания не являются независимыми, например растекание увеличивает испарение за счет увеличения площади, в результате испарения изменяются физические свойства, которые влияют на скорость растекания. Растекание один из основных процессов влияющих на пораженную площадь. Распространение нефти по поверхности воды обуславливается силой тяжести, максимальные размеры нефтяного пятна определяются вязкостью нефти и силами поверхностного натяжения. Фэй показывает наличие трех стадий, первая гравитационно-инерционная, вторая гравитационно-вязкая, на третьей основная движущая сила – сила поверхностного натяжения. При этом нефть теряет летучие и водорастворимые фракции, оставшиеся более тяжелые и вязкие тормозят процесс растекания.

Испарение - физико-химический процесс, приводящий к массопереносу углеводородов с морской поверхности в атмосферу. Это - наиважнейший исходный атмосферный процесс, в результате которого все летучие фракции (легкие фракции) нефти улечиваются в течение первых нескольких часов после разлива нефти. В первые несколько суток некоторая часть нефти переходит в газовую фазу (легкие нефти – до 75%, средние – до 40%, тяжелые – до 5-10%). Другая важная роль процесса испарения заключается в изменении физических и химических свойств нефти (в частности, ее плотности, вязкости, содержания воды и т.д.).

Атмосферный перенос - перенос испарившихся нефтепродуктов в атмосфере.

Эмульгирование /образование мусса - физико-химический процесс формирования эмульсии типа вода-в-нефти, приводящий к увеличению вязкости нефти. В результате волнения и перемешивания нефти с водой возможно образование двух типов эмульсий: вода в нефти и нефть в воде. Первый тип возникает при сильных штормах в районе разлива тяжелых нефтей с повышенным содержанием нелетучих фракций. Такие эмульсии могут существовать до 100 дней, их устойчивость возрастает с понижением температуры. Эмульсии типа «нефть в воде» представляют суспендированные в воде капельки нефти. Образование эмульсий приводит к существенным изменениям свойств и характеристик нефти; Эмульсии – смесь двух жидкостей, когда капельки одной взвешены в другой. В рассматриваемом случае капли морской воды взвешиваются в нефти образуя эмульсию. Это происходит в результате физического перемешивания обусловленного турбулентностью морской среды. Образующаяся эмульсия является более вязкой и устойчивой нежели исходная нефть и часто называется шоколадным муссом за ее внешний вид (Рис. 3.4). В результате объем разлива может возрасти в 3 или в 4 раза, что приводит к замедлению процессов деградации. Нефти с содержанием асфальтенов больше 0,5% стремятся образовать эмульсию, которая может быть устойчива в течение многих

месяцев (Рис.3.5). Предполагается, что газولين, керосин и легкие дизельные топлива не формируют эмульсий с водой.



Рис. 3.4. Шоколадный мусс

Проникновение нефти в водную толщу/диспергирование - перенос нефти с морской поверхности в водную толщу, вызванный обрушением волн, образование эмульсии типа нефть-в-воде. Диспергирование представляет собой физический процесс, при котором макроскопические сферические частицы нефти переносятся с морской поверхности в толщу воды вследствие разрушения волнами. Унесенная нефть разбивается на капли разного размера, которые распространяются и диффундируют в толщу воды. На стабильность диспергирования влияют такие факторы, как размеры капель, их плавучесть и турбулентность. Основными источниками энергии диспергирования являются разрушающиеся волны, образующиеся под действием ветра на поверхности моря. Диспергированная нефть подлежит усиленному растворению и биодеструкции.

Растворение - физико-химический процесс, в результате которого часть массы нефти из пленочной или капельной фазы переходит в водную толщу. Растворение - это процесс, приводящий к массопереносу углеводородов (растворимых в воде фракций) из поверхностной, тонкой нефтяной взвеси и капель нефти в толщу воды. Массоперенос, происходящий вследствие молекулярной диффузии, протекает более медленно по сравнению с испарением. Большинство исследователей отмечают, что до 15% нефтяных углеводородов могут растворяться. Прежде всего, это низкомолекулярные алканы и ароматические углеводороды. Процесс растворения более длителен, чем процесс испарения, в большей мере зависит от природных условий. Концентрация растворенных в воде углеводородов под поверхностной, тонкой взвесью сначала возрастает, а затем быстро уменьшается, спустя несколько часов в результате улетучивания компонентов при испарении. Растворение имеет важное значение при неинтенсивном испарении (диспергированные капли нефти и покрытые льдом поверхности). Растворенные углеводороды наиболее подвержены биодеструкции.

Фотоокисление - трансформация нефтяных углеводородов под действием солнечного света. Наряду с вышеописанными физическими процессами в нефтяном пятне протекают и химические. Их проявление заметно не ранее, чем через сутки после попадания нефти в морскую среду. Преобладают процессы окисления, сопровождающиеся фотохимическими реакциями, вызванными ультрафиолетовым излучением. В сернистых нефтях данные реакции

замедленны, так как сера в данном случае является ингибитором. Конечные продукты окисления обладают повышенной токсичностью. Фотохимические реакции повышают вязкость нефти, повышая содержание смолистых и асфальтовых компонентов, тем самым, способствуя образованию твердых нефтяных агрегатов, которые, будучи часто тяжелее воды, опускаются на дно.

Биодеградация - уменьшение массы нефти в водной толще за счет действия микроорганизмов. Биодеградация или биодеструкция - это биохимический процесс, изменяющий или превращающий углеводороды нефти благодаря жизнедеятельности микроорганизмов и (или) поглощению и удерживанию внутри микроорганизмов. Биохимические процессы разложения нефти определяют конечную судьбу большинства оставшихся в морской среде нефтяных углеводородов. Дegradация нефти происходит в результате ряда ферментных реакций на основе оксигеназ, дегидрогеназ и гидролаз. Больше других подвержены биохимическому разложению алканы, при увеличении сложности молекулы скорость деградации значительно снижается.

К числу факторов, определяющих скорость реакций, относятся также степень диспергированности нефти, температура воды, содержание биогенных веществ и кислорода и видовой состав нефтеокисляющих микроорганизмов.

Нефтяные агрегаты (смолисто-мазутные комки и шарики) образуются после растворения и испарения легких фракций, эмульгирования, химического и микробного разложения. Химический состав агрегатов изменчив, большую часть обычно составляют асфальтены и высокомолекулярные соединения тяжелых фракций. Нефтяные агрегаты представляют собой липкие образования неправильной формы размером 1мм –10см. Для них характерна гамма цветов от светло-серого до черного. Эти образования служат прибежищем для различных устойчивых к нефти морских организмов: многих беспозвоночных (кишечнополостных, полихет, ракообразных), одноклеточных водорослей и микроорганизмов. Нефтяные агрегаты могут существовать несколько лет в открытом океане и до года во внутренних морях. Они медленно разрушаются в толще воды, на берегу или на дне после потери плавучести.

Погружение нефти в воду/ осаждение на дно - происходит за счет увеличения плотности нефти из-за процессов выветривания или вследствие захвата нефтяных капель микроорганизмами. В результате осаждения на морском дне образуются отложения адсорбированных частиц нефтяных осадков. Седиментация нефти может происходить и при ее сорбции на частичках взвеси. От 10 до 30% углеводородов может осесть на дно при наличии достаточного количества взвесей в воде и активного перемешивания водных масс. Тяжелые нефти более подвержены седиментации.

Наряду с физической седиментацией происходит биоседиментация – фильтрация планктоном эмульгированной нефти и осаждение ее на дно вместе с организмами и продуктами их жизнедеятельности в виде пеллет. При попадании на дно нефтяные углеводороды становятся значительно более устойчивыми, скорость окислительных процессов резко замедляется,

следствием чего становится захоронение нефти на неопределенный срок. Имеются свидетельства того, что даже через 20 лет после разлива в донных отложениях сохраняются значительные количества нефти.

Существенную роль в повышении концентрации нефтяных углеводородов в придонных водах играет вторичное загрязнение, связанное с поступлением их из верхнего слоя донных осадков. Интенсивность вторичного загрязнения нефтью тесно связана с гранулометрическим составом и сорбционной способностью донных осадков.

Взаимодействие с берегом - происходит за счет переноса нефти в направлении берега и вследствие атмосферного переноса испарившейся нефти. Взаимодействие со льдом - перенос и выветривание нефти в условиях замерзающего, тающего и движущегося ледового покрова. Механическая или иная очистка моря - использование механических или химических средств для удаления нефти с поверхности моря.

Из приведенного схематического описания поведения нефти в море видно, что оно определяется многими процессами, происходящими как в самой нефти, так и в окружающей морской среде. Все они, так или иначе, воздействуют на устойчивость нефти попавшей в море, которая также определяется свойствами самой нефти (Рис.3.5; Таблица 3.1). Часть перечисленных процессов изучена достаточно хорошо и может быть промоделирована, часть процессов может быть описана на уровне достаточно простых параметризаций, основанных на экспериментальных данных, данные по ряду процессов практически отсутствуют.

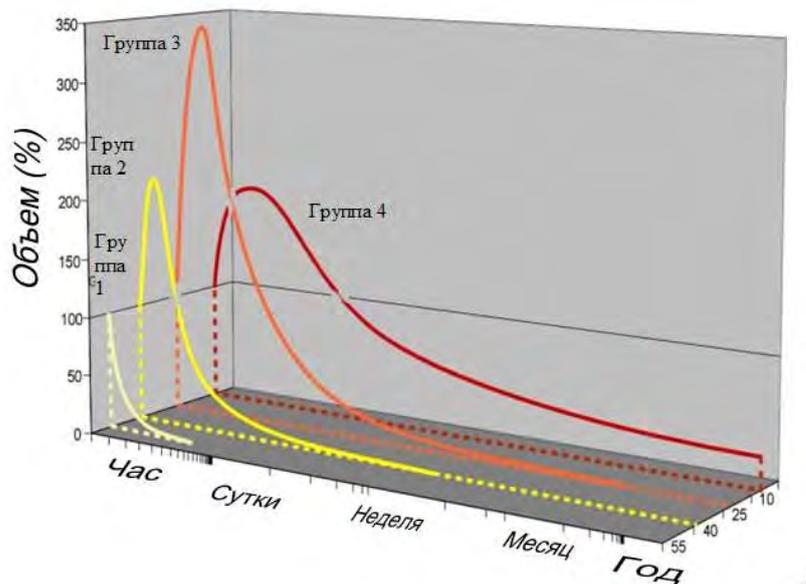


Рис. 3.5. Характеристики выветривания разных типов нефти

Таблица 3.1.

Характеристика различных типов нефти по степени устойчивости

Группа	Удельный вес	Примеры
Группа I	< 0.8	газолин, керосин
Группа II	0.8 - 0.85	сырая нефть на месторождении Абу-Даби, газойль
Группа III	0.85-0.95	арабская сырая нефть, нефть на месторождениях северного моря, например Фортье (Forties)
Группа IV	> 0.95	Тяжелая топливная нефть, сырая нефть месторождений Венесуэлы

4 ХАРАКТЕРИСТИКА МОДЕЛЬНО-РАСЧЁТНОГО КОМПЛЕКСА «ЭКО-РИСК»

Существует несколько основных подходов к моделированию распространения нефти:

- при помощи асимптотических формул, полученных из рассмотрения идеализированных гидродинамических сценариев растекания;
- путём решения уравнений движения для ограниченного объема пленки вязкой жидкости, движущейся по поверхности более плотного субстрата в условиях поглощающих контактных границ.
- путем решения уравнения переноса-диффузии с нелинейным коэффициентом диффузии и учетом сил поверхностного натяжения.

Последний подход реализован в модели «ЭКО-РИСК» Ее математическое описание приведено в Приложении 2. Данная модель значительно расширяет возможности для прогнозирования распространения нефтяных разливов в море по сравнению с ранее опубликованными и утвержденными Росгидрометом «Временными рекомендациями по прогнозированию распространения нефти в море». Она была использована при проектировании объектов нефтегазовой отрасли на шельфе Сахалина, Балтийском и Каспийском морях.

Использованная модель основана на решении нелинейных уравнений переноса-диффузии и не уступает внешне более сложным моделям на основе осредненных по вертикали уравнениях Навье-Стокса.

Модель описывает процессы:

- растекание нефтяного слика за счет положительной плавучести;
- перемещение и деформацию нефтяного слика под действием ветра и течений;
- диффузионное рассеяние нефти по поверхности моря и в водной толще;
- испарение многокомпонентной смеси нефтепродуктов;
- забивание нефти в воду, образование эмульсии типа нефть - в воде;
- старение нефти (weathering) за счет процессов испарения и эмульгирования;
- взаимодействие нефти с боновыми загрязнениями и скиммерами;
- трансформацию нефти под действием диспергаторов.

При моделировании используется следующая информация:

- гидрометеорологические условия - ветер, течения, температура воды, волнение;
- сведения о нефти - фракционный состав, плотность, вязкость, поверхностное натяжение;
- координаты источника сброса;

- сведения об источнике сброса - количество сброшенной нефти или интенсивность сброса, или задание контура нефтяного слика и его средней толщины по аэрокосмической информации;
- батиметрическая карта района, в котором проводится моделирование;
- контур береговой линии - координаты отрезков, составляющих полигональную аппроксимацию берегов;
- положение и скорость движения боновых заграждений;
- информация о воздействии на пятно химических диспергаторов или механических средств сбора.

В результате моделирования предоставляется информация:

- карты концентраций нефти на поверхности водного объекта;
- количество испарившейся нефти;
- количество нефти забитой в воду;
- количество нефти на берегу и распределение её вдоль берегового контура;
- изменение содержания компонент в слике на поверхности и, следовательно, изменение его плотности.

Модель обладает следующими особенностями:

- процессы, связанные с положительной плавучестью нефти описываются нелинейными уравнениями переноса - диффузии. Для их решения используется лагранжев подход на основе метода блуждающих частиц, что предоставляет широкие возможности для параметрического описания различных процессов. Полигональная аппроксимация берегового контура в модели позволяет использовать в расчетах электронные карты побережий;
- математическая постановка задачи и разработанная вычислительная технология позволяет считать разливы нефти от разнообразных источников, в том числе множественных.

Параметры ветрового волнения рассчитываются по локальному ветру для параметризации забивания капель нефти в воду. Волнение оказывает влияние на процессы эмульгирования нефти и эффективность механических и химических методов борьбы с разливом.

Нефтяной слик, находясь в контакте с берегом или портовыми сооружениями, частично осаждается на их поверхности. Количество нефти, задержавшейся или осевшей на берегу, рассчитывается. Используемая параметризация процесса осаждения нефти на твердом контуре построена на схеме, в которой элементы береговой линии имеют изменяющуюся

поглощающую способность, а скорость осаждения предполагается пропорциональной толщине нефти, находящейся в контакте с берегом.

Для использования в модели нефть или нефтепродукт должны быть заданы своими физическими свойствами - плотностью, вязкостью и поверхностным натяжением, а также фракционным составом нефти. Нефть представляется как смесь, углеводородных соединений. Разбиение на группы с известными свойствами может быть различным. Наиболее распространенными являются представления нефти как набора компонент, различающихся температурой кипения (российский ГОСТ 11011-85 или американский стандарт ASTM D-86).

Эмульсия типа вода в нефти, или как ее часто называют «шоколадный мусс», образуется при взбивании нефти в морской среде за счет ветровых волн или других динамических процессов. Следствием является резкое увеличение вязкости нефти, увеличение объема растекающейся субстанции за счет вбивания капель воды в нефть.

Боновое ограждение в модели имитируется, как неподвижная или движущаяся контактная граница. Нефть в зависимости от гидрометеороусловий может проникать за боновое ограждение. Сколько нефти пропускает бон при различных гидрометеорологических условиях, зависит от его технических характеристик. Аналогично, нефтесборщики характеризуются некоторой эффективностью сбора нефти на площади своего сканирования. Эти процессы имитируются.

5 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Методика расчётов возможного распространения нефти в случае аварийного разлива основывается на модельном воспроизведении возможных сценариев поведения нефти при заданных гидрометеорологических условиях.

Оценки распространения аварийных разливов нефти в водной среде проводятся отдельно для эксплуатационных разливов и для экстраординарных разливов нефти. Сценарии обеих ситуаций, как правило, составляются специалистами по анализу рисков.

Заданные гидрометеорологические условия (поля ветра и течений, включая приливы) имитируют типичные, а иногда и экстремальные, для района Финского залива, гидрометеорологические ситуации. Предполагается, что нефтяной разлив может с равной вероятностью произойти в любой момент заданной гидрометеорологической ситуации. Метеорологическая ситуация, которая будет использована для оценок, может быть сконструирована на основании анализа многолетних данных синоптических наблюдений. Располагая непрерывными и достаточно продолжительными данными о полях приземного ветра и давления и соответствующими этим полям рассчитанными по математической модели полями морских течений можно сконструировать набор равновероятных сценариев гидрометеоусловий.

Так, например, последовательно сдвигая начальную точку ряда из 60-ти суточной серии наблюдений с дискретностью в 6 часов, можно получить более двухсот различных наборов одно, двух, трех, четырех и т.д. (до 20-ти) суточных реализаций для расчета возможных траекторий движения нефтяных slickов. Преимущества этого подхода заключаются в том, что при должной статистической обеспеченности ряда, естественным образом воспроизводятся переходы от одной «типичной» метеоситуации к другой. В осенне-зимний период влияние на распространение нефти в случае аварийного сброса в морскую среду будут оказывать ледовые условия – сплоченность, толщина и скорость дрейфа льда.

Можно выделить следующие основные этапы проведения оценок распространения нефти после аварийного сброса в море.

- Подготовка сценариев гидрометеорологических условий на основе анализа архивных данных и реконструкции недостающей информации с помощью математических моделей, включающих модели расчета полей приземного ветра, моделей морских течений и другие модели, необходимые для решения конкретных задач.
- Подготовка сценариев возможных аварийных сбросов нефти в морскую среду при реализации проекта реконструкции нефтяного терминала в г.Приморске, на основе анализа рисков разливов. Расчет вероятности возникновения аварийных разливов углеводородов различных объемов на основе статистических данных.

- Траекторный анализ: определение условной вероятности попадания нефтяного slicka в различные точки акватории и береговой зоны. Расчет возможных траекторий переноса загрязнений и их последующий анализ с целью определения пересечений траекторий движения нефтяных slickов с экологически уязвимыми объектами на побережье и акватории. Выполняется без учета вероятности объемов разлива и выветривания, на основе моделирования движения маркеров под действием гидродинамических факторов (ветер, течения). Аппроксимация этих вероятностей для различных моментов времени аналитической зависимостью .
- Расчет процессов физико-химической трансформации нефтяного разлива, за счет которых часть нефтяных фракций в результате испарения попадет в атмосферу, и будет распространяться, как атмосферное загрязнение, часть нефти в виде эмульсии нефть-в-воде проникнет в водную толщу и будет формировать внутримассовое загрязнение морской среды. Расчет характеристик выветривания в средних условиях и при конкретных величинах параметров окружающей среды. Получение таблиц выветривания характеризующих количество нефти остающейся на поверхности, испарившейся, диспергированной в воду и изменение ее свойств.

Для удобства определим два существенных понятия, используемых в дальнейшем изложении. Зона риска – область акватории, где разлив нефти теоретически может оказаться пределах заданных временных промежутков после начала аварии (1 день, 3 дня, 5 дней и т.д.), если не будут предприняты меры по локализации и ликвидации разлива нефти. Зоны риска определяются статистической обработкой множества равновероятных траекторий движения нефтяных пятен, обусловленных гидрометеорологическими условиями рассматриваемого региона и режимом аварийного сброса нефти, в них не учитывается информация о вероятностях объемов разлива и процессы выветривания.

Масштаб воздействия – оценка линейных и площадных характеристик нефтяного разлива, изменяющихся с течением времени после сброса под действием растекания, диффузии, физико-химических процессов. Масштаб воздействия зависит от количества сброшенной в воду нефти, и ее физико-химических свойств, режима сброса (продолжительный или одномоментный), гидрометеорологических условий. Масштаб воздействия может измениться на порядок величины, в зависимости от конфигурации береговой линии по отношению к направлению ветра и при наличии течений.

Рассматриваемые совместно статистические оценки поражения акватории и оценки «выветривания» нефти на поверхности моря дают представление о пространственно-временных масштабах развития предполагаемой аварии в морской среде, зонах риска поражения акватории и побережья и масштабах воздействия.

Проведенные расчеты и их последующий анализ дают представление о пространственно-временных масштабах распространения аварийных сбросов дизельного топлива в районе

Финского залива, на основании которых возможна выработка эффективных стратегий защиты морской среды и побережий от вероятных разливов.

6 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

6.1. Свойства нефти

К основным физическим характеристикам нефти относятся: плотность, вязкость, температура застывания и вспышки.

Плотность нефти определяет ее плавучесть, влияет на процессы растекания и на естественную дисперсию. Как правило, нефти с низкой плотностью обладают малой вязкостью, и в них содержится большое количество летучих компонентов, которые быстро испаряются при попадании нефти на поверхность воды.

Вязкость нефти - это ее сопротивление растеканию. Нефти с высокой вязкостью растекаются медленнее, чем нефти маловязкие, обладающие высокой подвижностью. Многие свойства нефти при эксплуатации, транспортировке и хранении зависят от вязкости. При низкой температуре воды и воздуха увеличивается вязкость нефти, и ее распространение на водной поверхности происходит медленнее.

Поверхностное натяжения – определяется поверхностным взаимодействием на поверхностях раздела нефть-вода, нефть-воздух, вода - воздух.

Температурой застывания нефти считается температура, ниже которой нефть становится полутвердой и теряет текучесть. Застывание происходит в результате образования внутренних микрокристаллических структур.

Температура вспышки - это температура, при которой над поверхностью разлитой нефти образуются пары в достаточном количестве для создания воспламеняющейся смеси. Эта характеристика важна для оценки обеспечения безопасности операций при ликвидации разливов нефти. Многие сорта свежеразлитой нефти могут легко воспламениться, пока не испарились и не рассеялись в атмосфере более летучие фракции.

Некоторые компоненты нефти растворяются в воде. Обычно, более летучие компоненты лучше растворяются в воде. Несмотря на то, что растворимость невелика относительно испаряемости, тем не менее, может быть значительной с точки зрения токсичности для морских организмов.

Расчеты физико-химической трансформации нефтяного разлива были проведены на основании соотношений, приведенных в Приложении 1, и данных о физико-химических свойствах нефти, указанных ниже. Эти данные соответствуют дизельному топливу.

Фракции нефти, выкипающие при 230-360°C и занимающие промежуточное между керосином и соляровым маслом (более тяжелыми фракциями нефти, выкипающими при 300-400°C) положение, называют газовым маслом или газойлем. Обычно газойль готовился из 60% керосина и 40% солярового масла. Однако с 1937 г. в связи с развитием быстроходных дизелей стали появляться топлива под названием дизельных, которые по своему фракционному составу лишь незначительно отличались от газойля (выкипали при температурах 190-350°C). С 1942 г.

эти топлива перестали называть газойлем и во все спецификации они стали входить как дизельные топлива. Иными словами, дизельные топлива - это более тяжелые, чем керосин, но более легкие, чем соляровое масло, топлива, используемые в быстроходных дизельных двигателях.

По трубопроводам перекачиваются дизельные топлива: летние, зимние и экспортное. Отечественная промышленность в соответствии с требованиями ГОСТ 305-82 для различных условий применения вырабатывает топливо трех марок:

Л - летнее для использования при положительной температуре;

З - зимнее для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -20°C с температурой застывания (потерей подвижности) не выше -35°C . В тех случаях, когда двигатели эксплуатируют при температуре до -35°C , используют зимнее топливо с температурой застывания не выше -45°C ;

А - арктическое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -50°C , с температурой застывания не выше -55°C .

Качество дизельного топлива оценивается по многим параметрам. Среди них важнейшими являются следующие показатели.

Цетановое число - это условная количественная характеристика воспламенительных свойств дизельного топлива, численно равная процентному содержанию хорошо воспламеняемого цетана (углеводородной жидкости, цетановое число которой принимается за 100) в его смеси с плохо воспламеняемым α - метилнафталином (углеводородной жидкостью, цетановое число которой принимается за 0), эквивалентной по воспламенительным свойствам испытываемому топливу при стандартных условиях испытаний.

Для дизельного топлива всех марок цетановое число не должно быть ниже 45. Использование топлива с цетановым числом выше 60 нецелесообразно, так как процесс сгорания практически не улучшается.

Фракционный состав дизельного топлива характеризует наличие в нем спектра углеводородов. В стандартную колбу наливают 100 мл топлива и нагревают. Испарившуюся часть топлива конденсируют в специальном приемнике-холодильнике. При этом отмечают, какая часть топлива перегналась из колбы в приемник при заданной температуре.

Зимние сорта топлива по сравнению с летними имеют облегченный фракционный состав - 96% топлива выкипает при температуре не выше 340°C (летние - не выше 360°C) и меньшую вязкость ($1,8 \div 5,0$ сСт).

Сера, содержащаяся в топливе, определяется сжиганием $1,5 \div 5,0$ мл топлива в стандартной лампочке с приспособлением для улавливания сернистого газа.

В зависимости от содержания серы вырабатывается дизельное топливо двух видов: 1 - содержание серы не более 0,2 %; 2 - содержание серы не более 0,5 % (для арктического - 0,4). В

условные обозначения марок летнего топлива для высокооборотных дизелей входят массовая доля серы и температура вспышки (например, дизельное топливо Л-0,5-40), зимнего - количество серы и температура застывания (например, 3-0,2-(-35)). В условном обозначении арктического топлива указывают только массовую долю серы (например, А-0,2).

Проба на медную пластинку - это испытание, в котором определяют, содержатся ли в топливе активные сернистые соединения или свободная сера. Для этого медную пластинку выдерживают 3ч в топливе при 50°C. Если на пластинке появляются черные или темно-коричневые пятна, то такое топливо считают непригодным к употреблению.

Температура вспышки - это та температура, до которой необходимо нагреть дизельное топливо в закрытом тигле, чтобы его пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в топливе легких фракций, тем ниже температура его вспышки.

Температура вспышки для топлива марки Л должна быть выше 40°C, марки 3 - выше 30°C, марки А (арктическое) - выше 30°C для дизелей общего назначения и соответственно: Л - выше 61°C, 3 - выше 40°C, А - выше 35°C.

Водорастворимые кислоты (серная, соляная, азотная), и щелочи (едкое кали, едкий натр) определяются с помощью лакмусовых и фенолфталеиновых индикаторов. Топлива даже с ничтожными следами водорастворимых кислот и щелочей непригодны к употреблению.

Кислотность топлив зависит от содержанием в них кислых соединений, например, нафтеновых и асфальтогеновых кислот, фенолов и т.п. Обычно в топливе их очень немного, но несмотря на это, они представляют большую опасность для дизельных двигателей, поскольку увеличивают их износ. Кислотность топлива выражают в миллиграммах щелочи КОН, израсходованной на нейтрализацию кислых соединений, содержащихся в 100 мл топлива.

Зольность характеризует загрязненность топлива. Для ее определения выпаривают 1 л топлива в колбе до получения 30÷40 мл остатка, остаток прокалывают в тигле при темно-красном калении до полного озоления. Полученную золу выражают в процентах к литру топлива.

Коксуемость 10%-го остатка определяют по остатку (коксу) от испарения 10%-го остатка топлива при его нагревании до высокой температуры в закрытом тигле без доступа воздуха.

Механические примеси в дизельных топливах определяются как процентное содержание по массе твердых частиц примеси путем фильтрования 100 г топлива через бумажный фильтр. Присутствие механических примесей в топливах опасно для двигателей внутреннего сгорания и особенно для быстроходных дизелей.

Склонность топлива к образованию высокотемпературных отложений нормируют рядом показателей, значения которых следующие: зольность - не более 0,01%; отсутствие механических примесей; коксуемость 10%, остаток топлива - не более 0,3%; йодное число - не

более 6г йода на 100 г топлива; количество фактических смол для летних сортов -до 40 мг/100 мл, зимних - до 30 мг/100 мл топлива.

Температура помутнения - это температура, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она должна быть не выше -5°C (температура застывания - 10°C), для зимних - на 10°C выше температуры застывания (-25 и -35°C). Для обеспечения надежной работы дизельных двигателей необходимо, чтобы температура помутнения была на $6\div 8^{\circ}\text{C}$, а застывания – на $10\div 15^{\circ}\text{C}$ ниже температуры окружающего воздуха.

Вязкость топлива определяет свойства его текучести. Динамической вязкостью, измеряемой в сантиПуазах ($1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ кг}/(\text{мс})$), называется коэффициент пропорциональности касательного напряжения сдвига между слоями топлива перепаду скоростей движения этих слоев, рассчитанному на единицу расстояния между ними. Однако чаще используют кинематическая вязкость топлива, измеряемую в сантиСтках ($1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) и определяемую отношением динамической вязкости к плотности топлива.

Характер изменения вязкости для всех нефтепродуктов одинаков (с повышением температуры вязкость уменьшается, а с понижением - возрастает, особенно интенсивно при отрицательной температуре), а абсолютное изменение зависит от химического состава. Наиболее заметно изменение температуры влияет на вязкость летних сортов. Изменение вязкости относительно нормируемых значений оказывает отрицательное влияние на работу двигателя. Чем выше значение вязкости при температуре 20°C , указанной в паспорте качества, тем сильнее изменения, происходящие при понижении температуры. Летние сорта загустевают уже при температуре минус $5\div 10^{\circ}\text{C}$, поэтому возрастает сопротивление движению топлива по трубопроводам, особенно высокого давления. При значительном повышении вязкости нарушается нормальная работа топливоподающей аппаратуры, иногда подача топлива вообще прекращается. Зимние сорта сохраняют подвижность до более низкой температуры (минус $25\div 35^{\circ}\text{C}$). Плотность дизельных топлив для марок Л и 3 при температуре 20°C находится в пределах 860 и $840 \text{ кг}/\text{м}^3$, соответственно. В Таблице 6.2 приведен состав дизельного топлива (№2), использованный в качестве исходных данных в моделировании.

Таблица 6.2.
Характеристика дизельного топлива в моделировании

Название	Химическая формула	Массовая доля фракций, дизельное топливо №2, б/р	Плотность, кг/м ³	Молекулярный вес, г	Температура кипения (°C)	Температура среды (°C)				Давление насыщенного пара при температуре среды, Па
							a	b	c	
Парафины	C6-C12	0.1	660-770	86-170	69-230	10	6.94	1417.6	202.2	242.3
Парафины	C13-C25	0.25	770-780	184-352	230-405	10	7.01	1825	149.7	5.1E-03
Циклопарафины	C6-C12	0.15	750-900	84-164	70-230	10	6.91	1441.7	204.7	208.9
Циклопарафины	C13-C23	0.15	900-1000	156-318	230-405	10	6.99	1893.7	151.8	2.5E-03
Ароматические (моно и дициклические)	C6-C11	0.15	880-1100	78-143	80-240	10	6.91	1407.3	208.48	392.2
Ароматические (полициклические)	C12-C18	0.05	1100-1200	128-234	240-400	10	6.97	1801	162.77	4.68E-02
Нафтено-ароматические	C9-C25	0.15	970-1200	116-300	180-400	10	6.97	1789.85	164.56	6.94E-02
Остаточные продукты		0	1000-1100	300-900	400					0

6.2. Ветровые условия

Для проведения численных расчетов распространения разливов дизельного топлива и течений Черного моря были подготовлены данные о ветре для 2017г, полученные на ГМС Анапа (Метеостанция Анапа, Россия, WMO_ID=37001, выборка с 07.06.2017 по 07.06.2018, все дни, , Данные предоставлены WEB-сайтом "Расписание Погоды", rp5.ru).

Повторяемость ветра на ГМС Анапа приведена в таблице 6.2.1-6.2.2. и на Рис.6.2.1. Отметим, что в рассматриваемом районе преобладают С, СВ и В ветра, их суммарная

повторяемость составляет около 50%. Скорость ветра 6.7% обеспеченности составляет 11 м/с. Согласно данным наблюдений на ГМС «Анапа» [Справка..., 2011] в течение практически всего года преобладающими являются ветры северо-восточные и восточные (табл. 6.1). В период с апреля по июнь преобладают ветры южные и увеличивается повторяемость юго-западных ветров. Средняя скорость ветра по данным наблюдений составила 5,4 м/с, максимальная - 40 м/с (табл. 6.2). По данным ГМС «Анапа» за период с 1972 по 1985 гг. максимальное годовое число дней с особо опасными высокими скоростями ветра (30 м/с и более или порывами 40 м/с и более) равно 2 дням [Справочник по опасным..., 1996].

Таблица 6.2.1. Повторяемость направлений ветра и штилей (%), ГМС «Анапа»

Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
I	11	26	22	7	17	7	3	7	0
II	11	22	21	7	20	8	4	7	1
III	10	25	20	5	20	8	4	8	1
IV	8	19	17	5	27	13	6	5	2
V	6	15	14	5	32	17	7	4	3
VI	7	16	16	5	25	18	9	4	2
VII	11	20	15	3	15	17	12	7	2
VIII	11	24	20	3	11	14	10	7	2
IX	9	30	24	4	9	12	6	6	1
X	7	27	25	5	12	10	6	8	1
XI	8	22	30	7	16	7	3	7	1
XII	7	26	26	8	19	7	2	5	1
Год	9	23	21	5	19	11	6	6	1

Таблица 6.2. Повторяемость скорости ветра по градациям (%). ГМС «Анапа».

Месяц	Скорость, м/с				
	0-5	6-10	11-15	16-20	21-25
I	52,5	33,6	11,5	2,2	0,2
II	51,0	34,9	12,4	1,6	0,1
III	58,5	32,5	8,2	0,8	0,0
IV	60,4	34,6	4,3	0,6	0,1
V	69,3	28,3	2,2	0,2	0,0
VI	75,9	23,2	0,9	0,0	0,0
VII	80,3	18,9	0,8	0,1	0,0
VIII	81,4	17,8	0,8	0,0	0,0
IX	76,3	20,9	2,8	0,1	0,0
X	68,4	26,3	5,0	0,3	0,0
XI	55,9	34,7	8,5	0,9	0,1
XII	48,3	34,9	14,4	2,4	0,0
Год	65,0	28,3	5,9	0,7	0,1

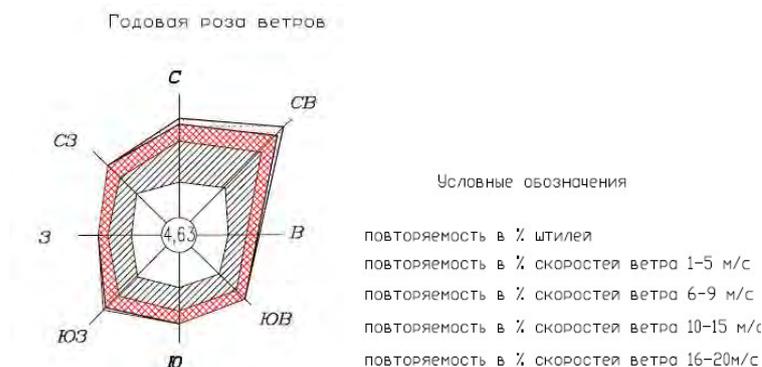


Рис. 6.2.1. Диаграмма повторяемости различных сочетаний скорости (в м/с) и направления ветра за год, по данным многолетних наблюдений на ГМС Анапа

6.3. Течения

Для расчета течений, соответствующих подготовленным полям приземного ветра, рассматриваемым, как типичные для региона района Черного моря, использовалась трехмерная бароклинная модель. Подробное описание модели и некоторые результаты расчетов приведены в Приложении 3. Отметим, что в Черном море среднемноголетние поверхностные течения имеют циклонический характер, который определяется Основном Черноморским течением (ОЧТ) (Рис. 6.3.1.) [Oguz T. и др. 1993]. Пример расчета течений приведен на Рис. 6.3.2. Отметим, что характерные ветра в районе работ и структура течений свидетельствуют, что преобладающий дрейф разливов дизельного топлива будет иметь западное направление.

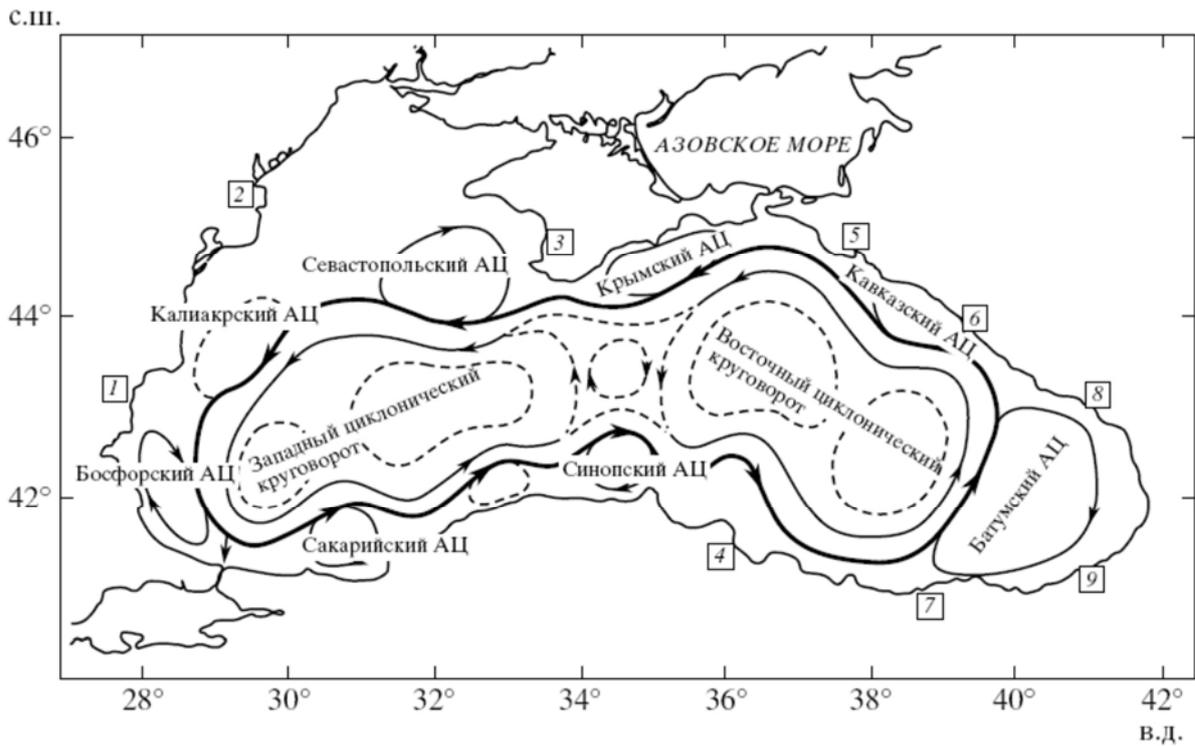


Рис. 6.3.1. Обобщенная схема среднемноголетней циркуляции Черного моря [Oguz T. и др. 1993] (1 – р. Варна, 2 – р. Дунай, 3 – Севастополь, 4 – Самсун, 5 – Новороссийск, 6 – Сочи, 7 – Трабзон, 8 – Сухуми, 9 – Батуми)

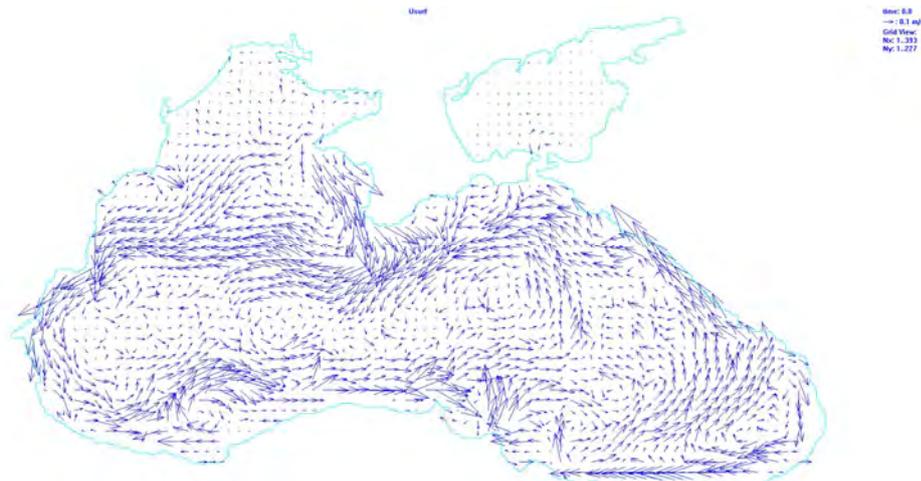


Рис. 6.3.2. Пример расчета течений в Черном море

7 РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

При оценке экологических рисков необходимо ответить на вопрос: Какова вероятность попадания углеводородов в определенные области акватории моря? Для ответа на вопросы такого типа возникает необходимость применять математическое моделирование при проведении экологического прогнозирования. Методика получения соответствующих оценок изложена в Разделе 5.

7.1. Траекторный анализ поля экологических рисков разливов дизельного топлива

Математическое моделирование возможного распространения нефти от источника аварийного сброса (контрольные точки), расположенного в районе работ было проведено на основе 1460 равновероятных сценариев метеоусловий, построенных по данным о метеорологических условиях для одного полного «типичного года». С помощью траекторной модели были определены области, потенциально уязвимые нефтяным разливом. На Рис.7.1.1. показаны основные географические объекты - теоретически возможного распространения пятна дизельного топлива вокруг точки разлива. Это область, по которой проводится анализ зон риска и вероятностных распределений.



Рис. 7.1.1. Карта расположения географических объектов в районе работ с указанием точки разлива

Область распространения пятна разлива определяется как производная характеристика местоположения всех точек траекторий, полученных в расчетах при условии не превышения

времени распространения заданного временного интервала. На Рис. 7.1.2 – 7.1.13 приведены три типа величин: зона попадания маркеров за 720 часов их блуждания, вероятности попадания разлива в различные области акватории (они определяются по доли маркеров относительно общего их количества, попавших в соответствующую ячейку акватории размером 3000 на 3000 м) и минимальные времена достижения этих областей или берега (зоны риска). Отметим, что на этой стадии траекторный анализ проводится без учета характеристик выветривания только на основе движения маркеров под действием ветра и течений. Конфигурация полей вероятности и зон риска (времени достижения) в различных районах моря определяется пространственно-временной структурой поля ветра и соответствующим им полями течений. В прибрежных районах зоны риска изменятся за счет особенностей прибрежной циркуляции и влияния береговой черты.

Анализ этих рисунков позволяет выявить асимметрию вероятности распространения пятна разлива, которая обусловлена особенностью метеорологических характеристик данного района, выраженную в преобладании ветров ссеверо-восточного румба и западно-направленных течений. Анализ распределений вероятностей попадания разливов ДТ в различные точки акватории (Рис. 7.1.2 - Рис.7.1.11) и расчетных зон риска (Рис. 7.1.12-7.1.13) показывает, следующее.

1. За полное время отслеживания маркеров в траекторном анализе (720 часов) заметно преобладание в движении пятна в направлении на запад или северо-запад Черного моря. Приведенные результаты показывают, что в распределении зон возможного попадания разлива ДТ наблюдается существенная асимметрия. Пятно распространяется вдоль берега с преобладающим перемещением в западном направлении. Эта асимметрия обусловлена особенностью метеорологических характеристик данного района, выраженную в преобладании ветров северо-восточного румба и западно-направленных течений.
2. В первый час зона маркеров имеет размер около 10 км, в первые 50 часов, область распространения разлива занимает область несколько вытянутую вдоль берега длиной около 70 км и уходит в море на 40км. При этом пятно ДТ уже за это время может попасть на берег в районе Анапы на северо-западе и Цемесской бухты на юго-востоке. Длина береговой линии потенциально уязвимой в этом временном интервале составляет около 60км. Вероятность попадания на берег равна как в этом, так и в других вариантах около 50%, т.е. примерно половина маркеров попадает на берег, а другая половина уходит в море.
3. В первые 100 часов область распространения нефтяного разлива занимает вытянутую вдоль берега область от Геленжика до м. Панагия длиной больше 130 км и уходит в море примерно на такое же расстояние. При этом достижимая область существенно увеличила свои размеры в северо-западном направлении и достигла Таманского п-ва в районе м. Железный Рог - м. Панагия.

4. В дальнейшем при движении маркеров больше 100 и меньше 720 часов область достигает всего южного берега Крыма вплоть до его юго-западного участка. Также существует не нулевая вероятность проникновения пятна в Азовское море.
5. На Рис.7.1.12-7.1.13 показаны времена достижения различных участков акватории и/или берега при разливе ДТ. Из этого рисунка следует, что области от Абрау-Дюрсо до Анапы пятно достигает в первые 5-30 часов, северо-западнее Анапы в районе южной границы Таманского по-ва (Анапа – м.Панагия) пятно может достичь за время порядка 100 часов, области в районе южной границы Керченского полу острова (от Керченского пролива до Феодосийского залива) пятно может достичь за время около 250 часов, для достижения юго-восточного берега Крыма (район Алушта-Феодосия) потребуется от 250 до 380 часов. Минимальное время достижения береговой линии южной оконечности Крымского п-ва (Форос-Алупка-Ялта) составляет около 430 часов, а юго-западного берега Крыма (Балаклава-Орлиное) более 600 часов. Время проникновения в Азовское море оценивается в 600 час.
6. Пятно ДТ может уплыть в море, не достигая берегов, и там выветриться. Если считать, что летнее дизельное топливо содержит относительно тяжелые компоненты с температурой кипения выше 300°C (см. Таблицу 6.1.1.), то пятно может путешествовать более 500 час постепенно превращаясь в желтый мусс, при этом на поверхности останется около 3% объема разлива.
7. Отметим, что на этой стадии траекторный анализ проводится без учета характеристик выветривания только на основе движения маркеров под действием ветра и течений, так что эти маркеры прослеживаются до 720 часов. Процессы выветривания рассматриваются в следующем разделе.

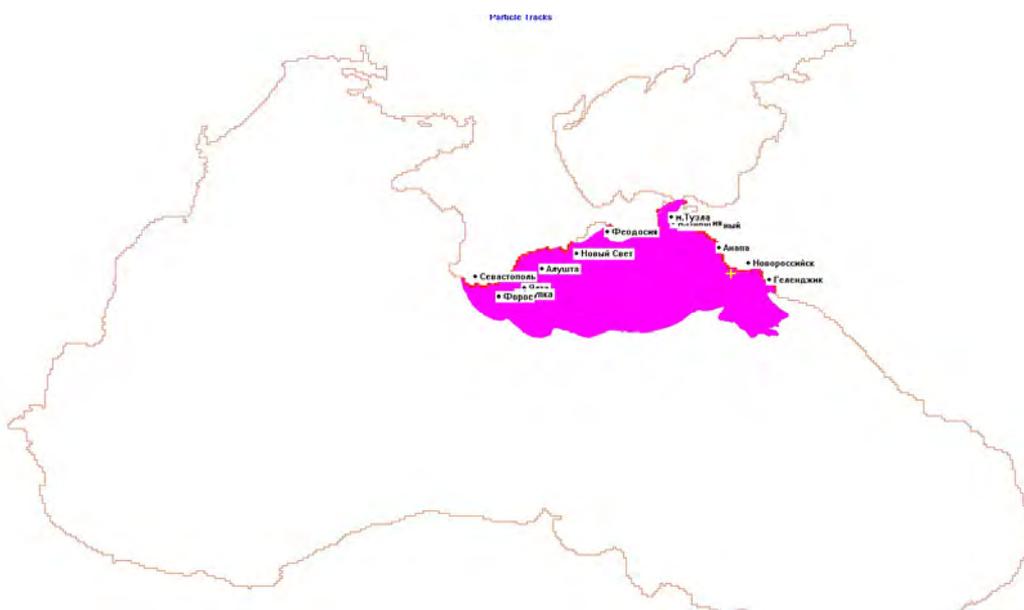


Рис. 7.1.2. Зона попадания маркеров

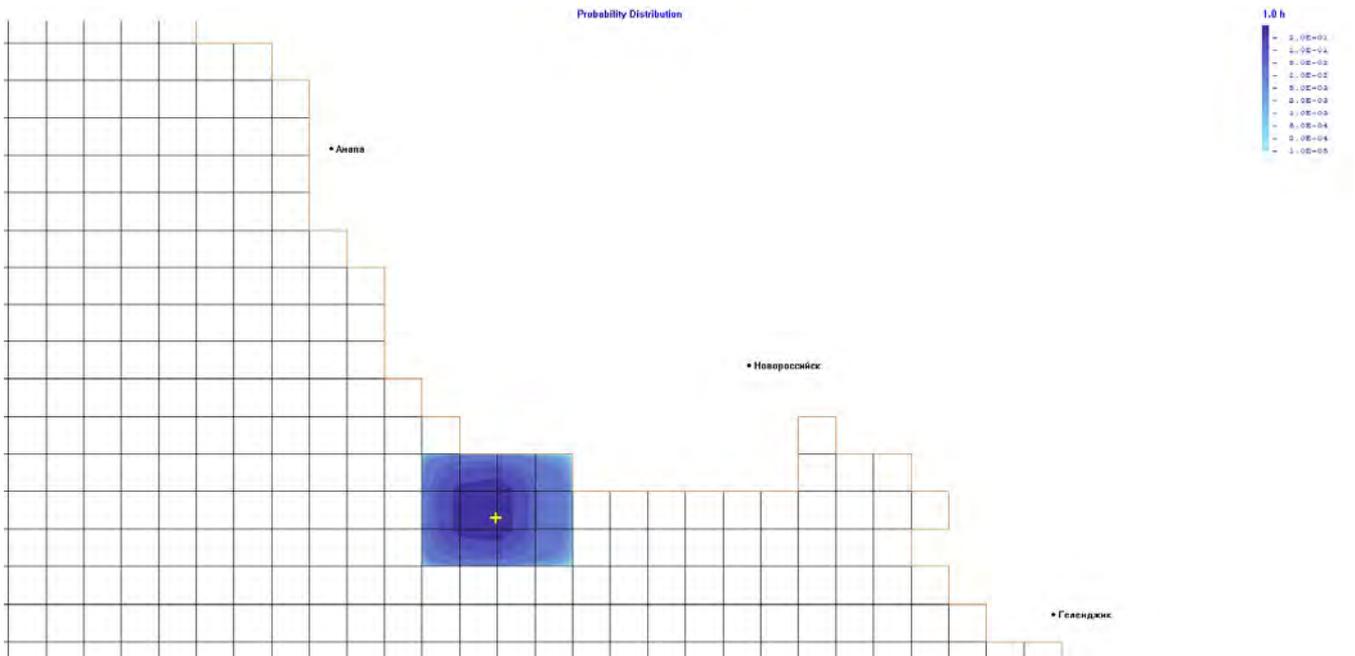


Рис. 7.1.3. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 1 час распространения пятна

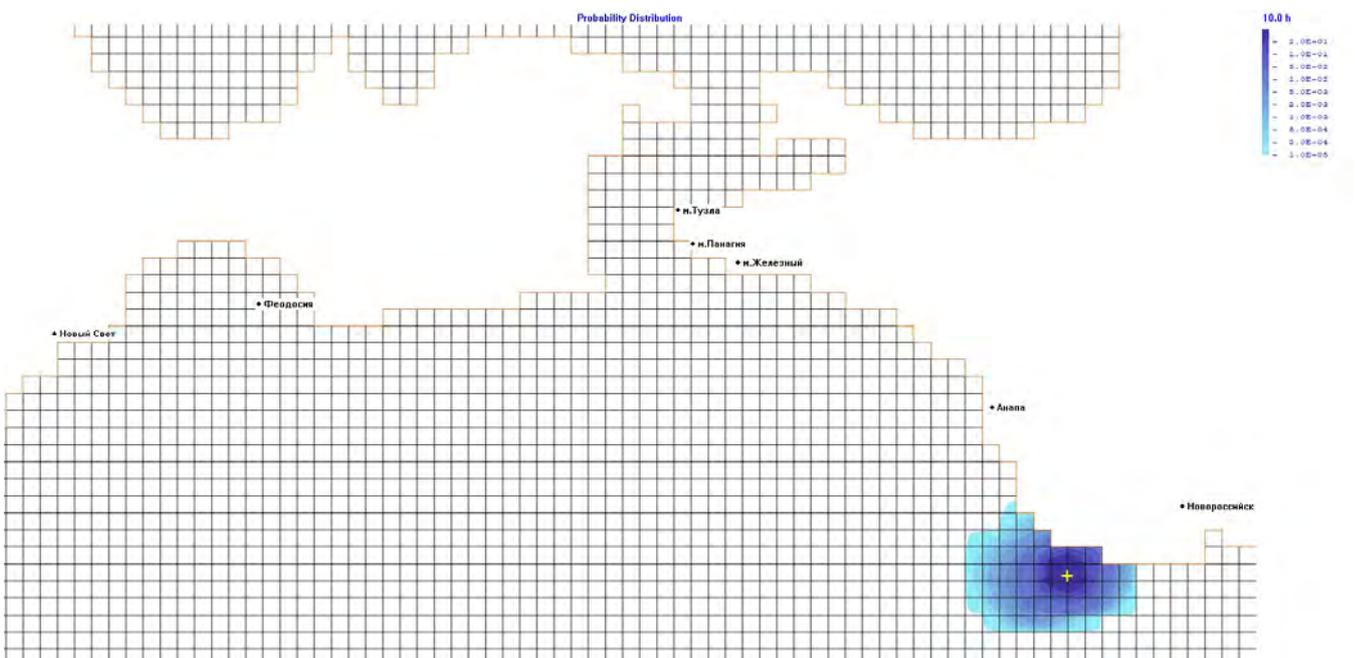


Рис. 7.1.3. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 10 час распространения пятна

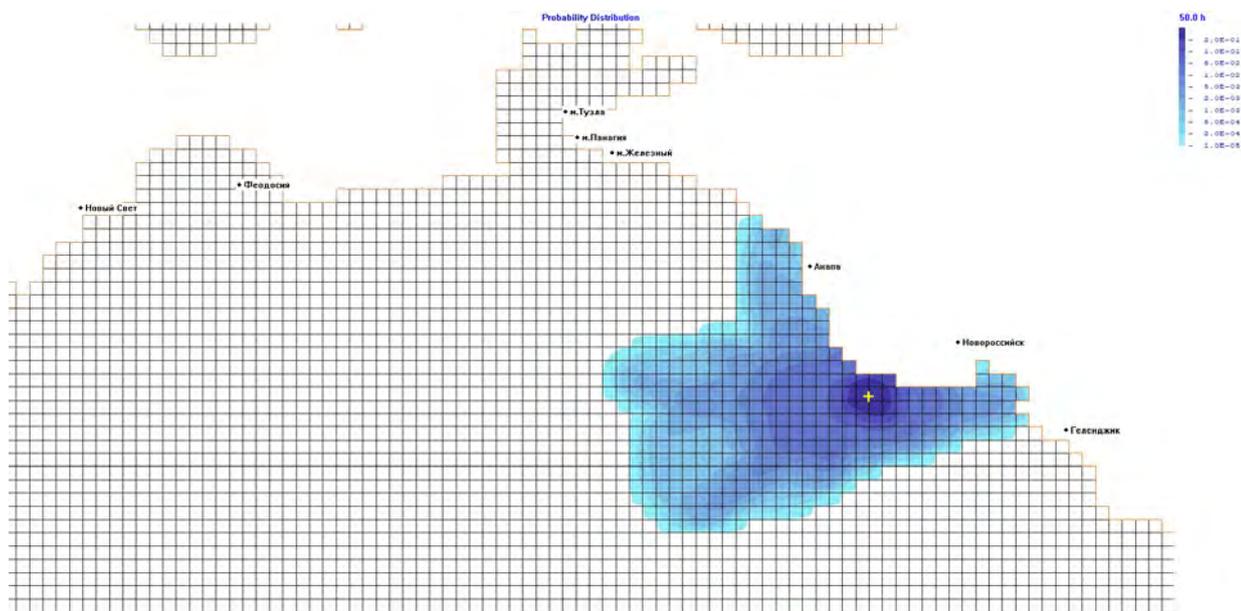


Рис. 7.1.4. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 50 час распространения пятна

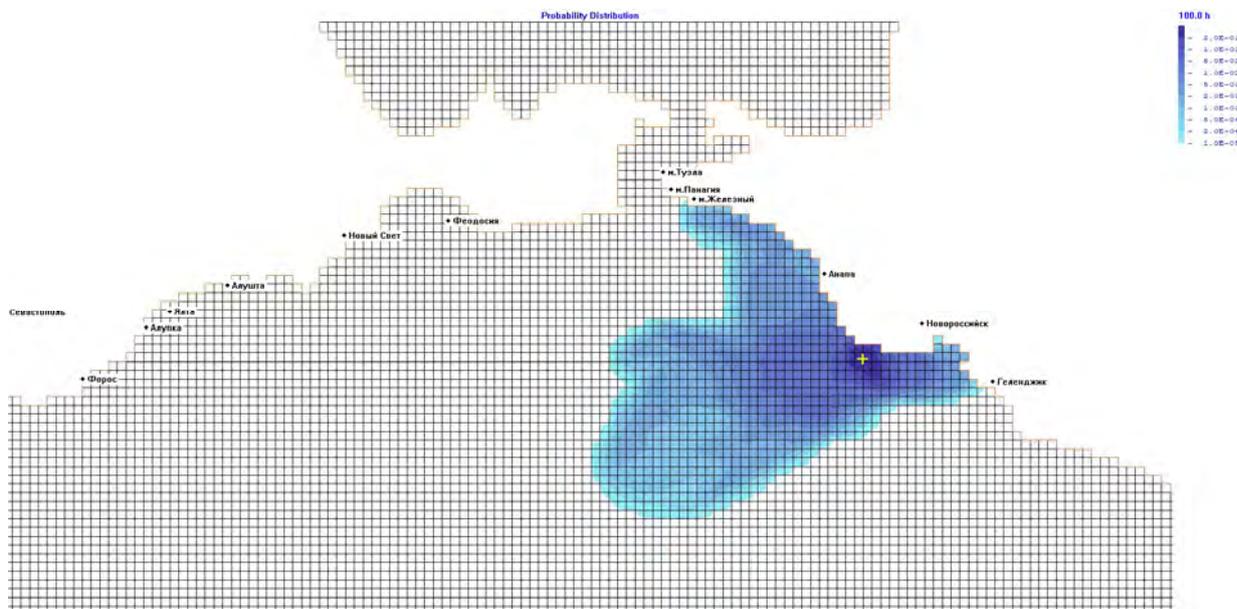


Рис. 7.1.5. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 100 час распространения.

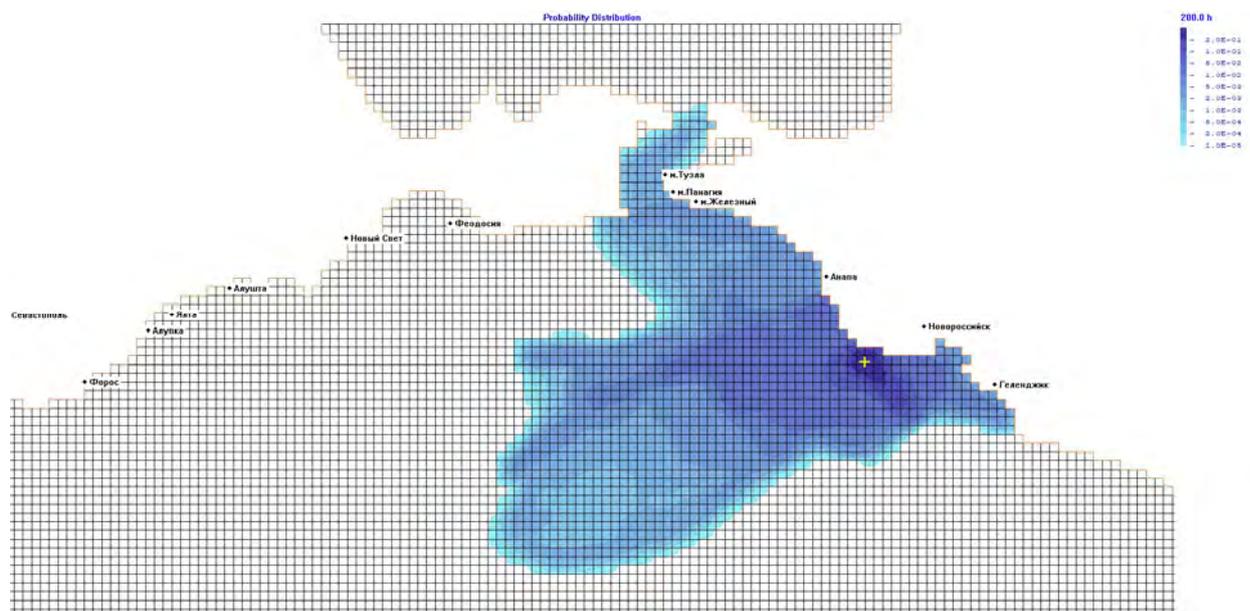


Рис. 7.1.6. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 200 час распространения.

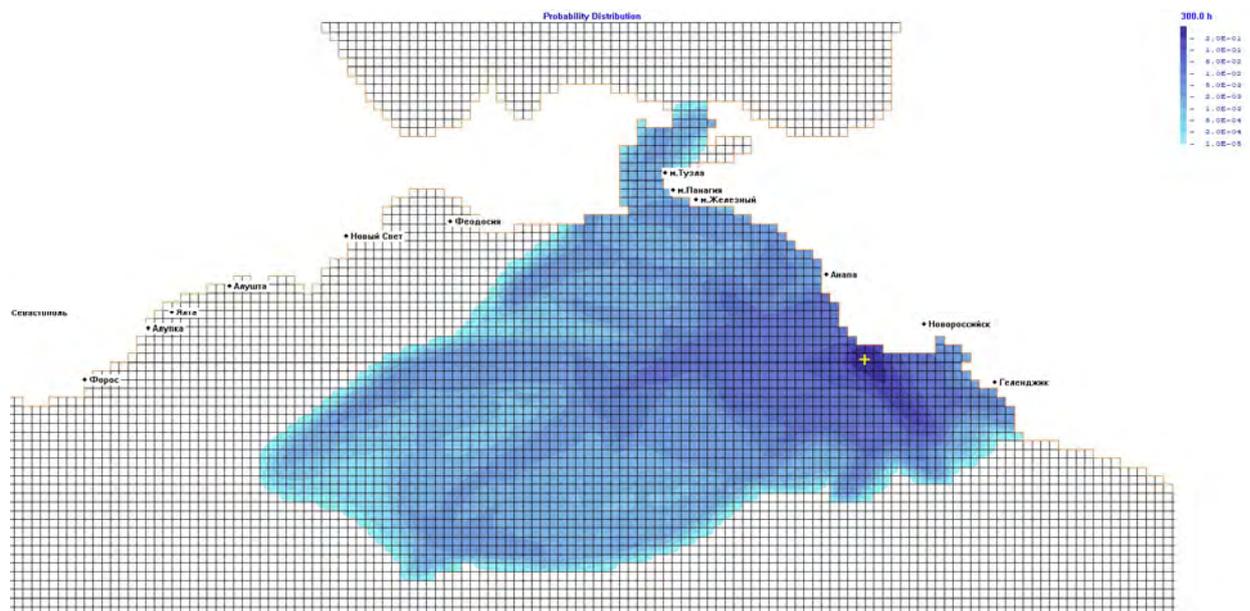


Рис. 7.1.7. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 300 час распространения.

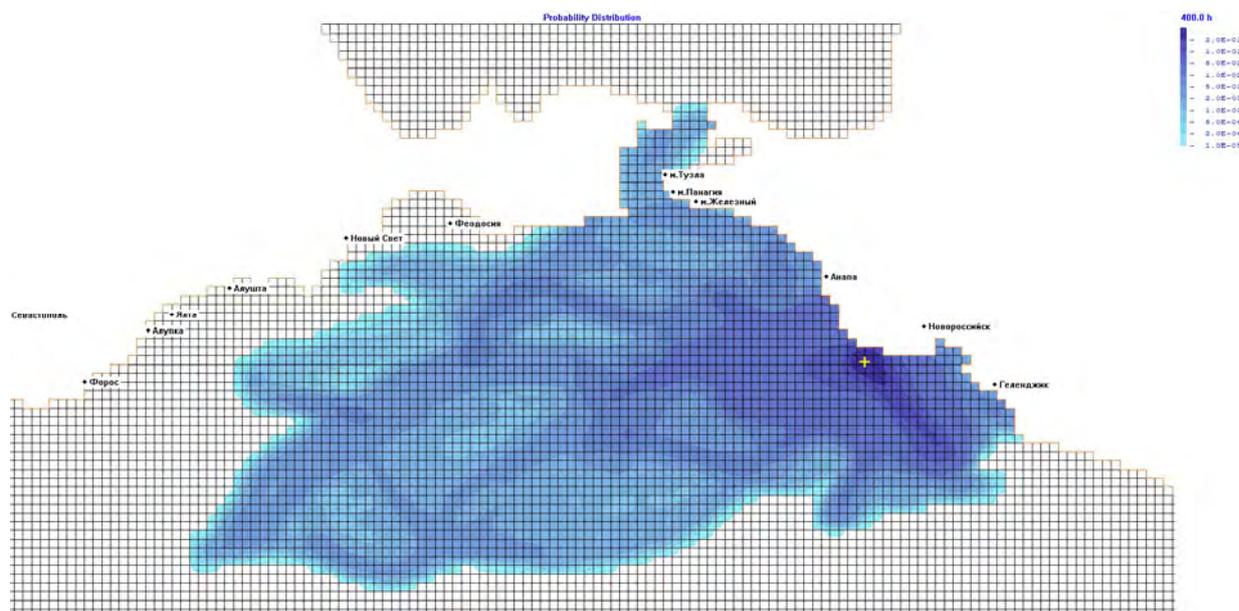


Рис. 7.1.8. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 400 час распространения.

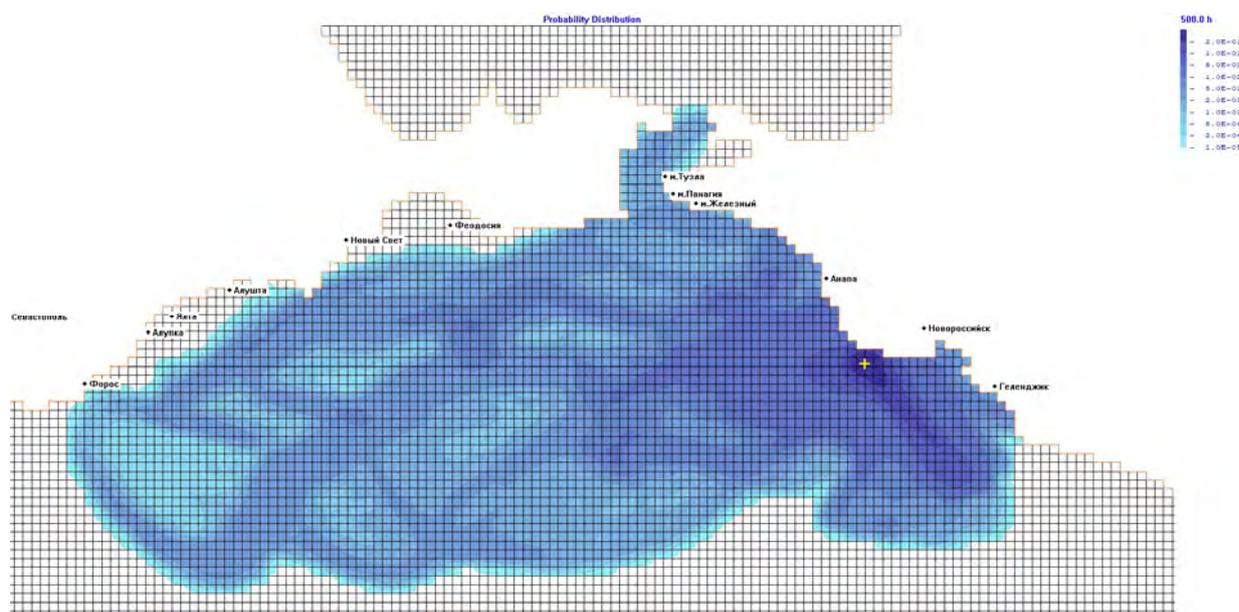


Рис. 7.1.9. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 500 час распространения.

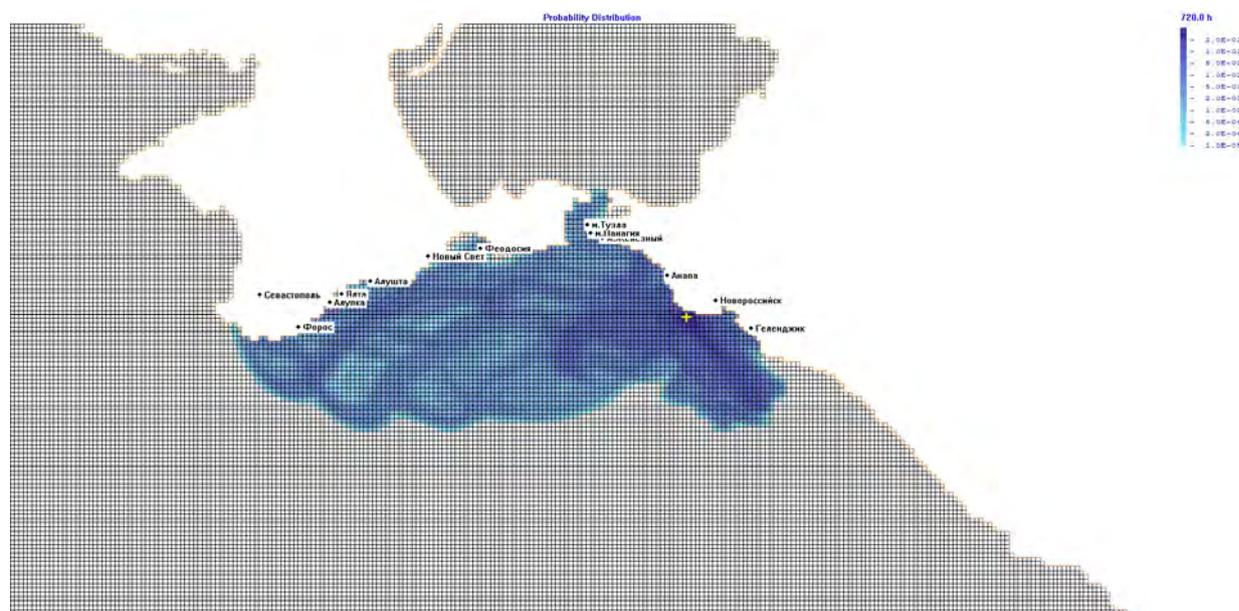


Рис. 7.1.10. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 720 час распространения.



Рис. 7.1.11. Вероятность попадания разлива ДТ в различные области акватории через 720 час распространения.

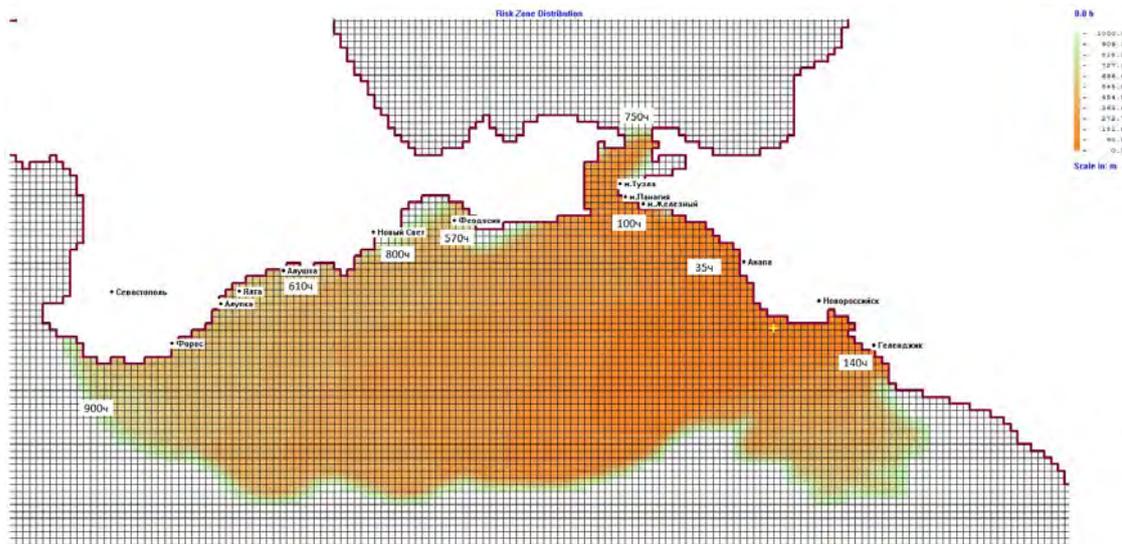


Рис. 7.1.12. Времена достижения различных участков акватории (зоны риска) при разливе ДТ

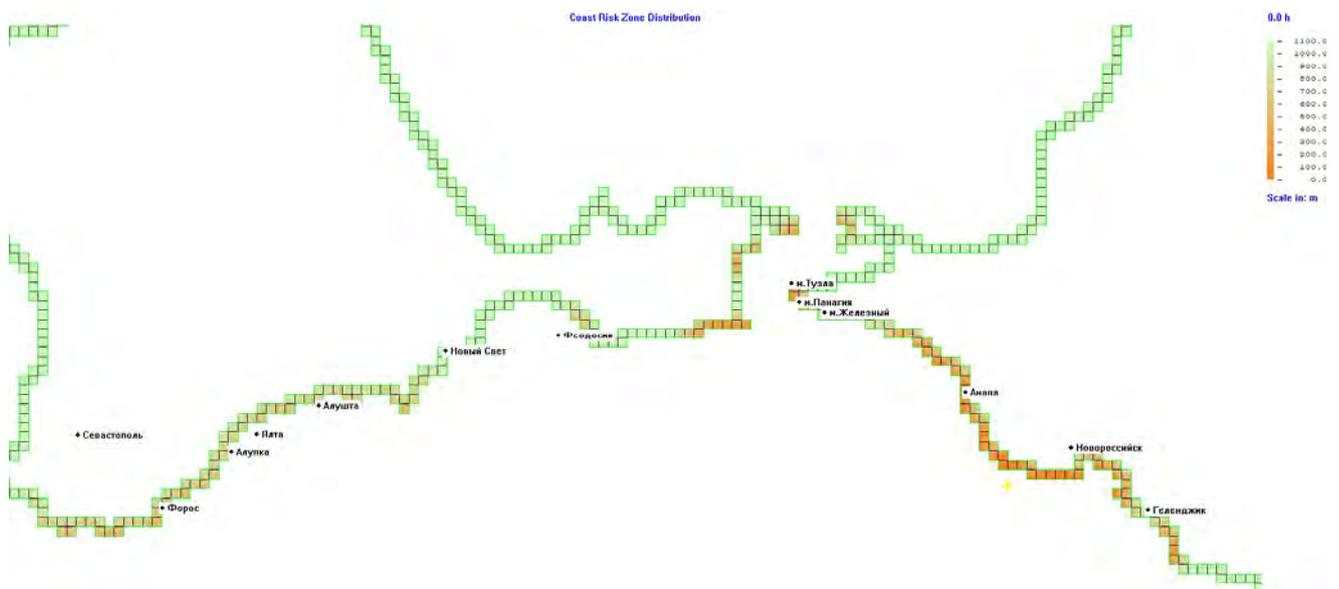


Рис. 7.1.13. Времена достижения различных участков берега при разливе ДТ

7.2. Оценка выветривания нефти

Для моделирования и оценок последствий аварийных разливов наиболее существенное значение имеют используемые при расчетах объемы и расходы разливов. Наиболее часто используются величины, соответствующие общепринятым критическим значениям масштабов аварий. Категории аварий по масштабам и вероятности приведены в Таблицах 2.1 -2.2. В соответствии с проведенным ранее анализом (раздел 2, Приложение 1) для оценки выветривания разливов было выполнено моделирование для аварийного сброса объема $502,3 \text{ м}^3$

(431.97т). Это объем наибольшего танка №611Р (или 612S) ТУС «Академик Черский», расположенных в центре ТУС. Рассматриваемая область является магистралью для всех видов морского транспорта, включая танкеры, представляющих значительно большую потенциальную опасность. Поэтому последствия аварии должны рассматриваться в общем контексте экологии морского транспорта в этом регионе.

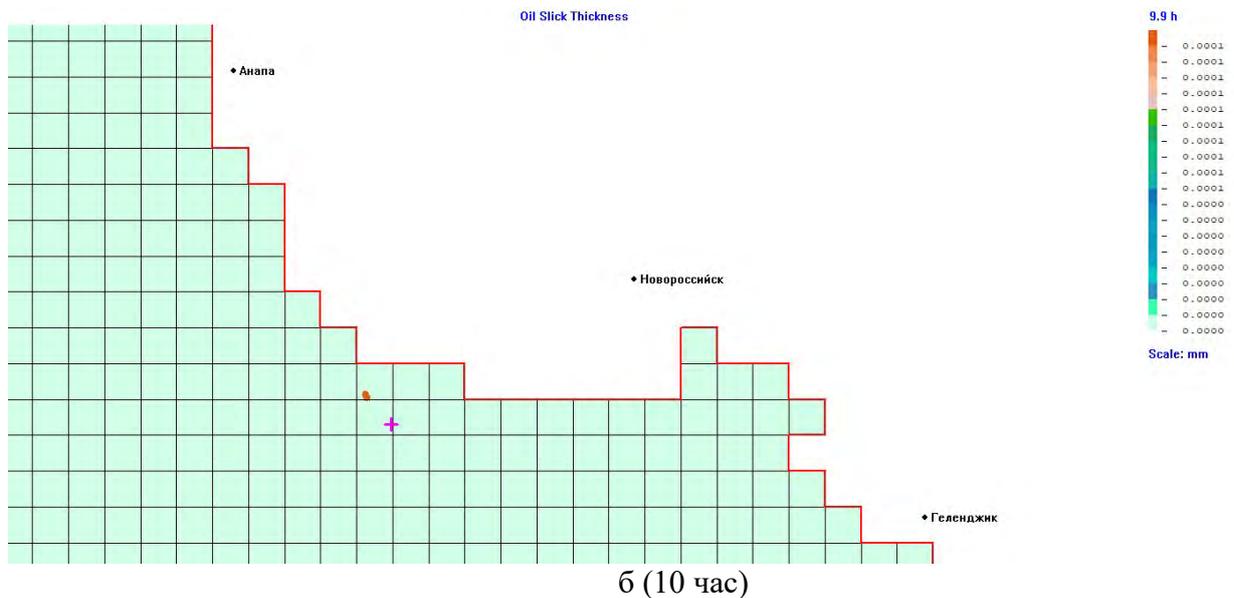
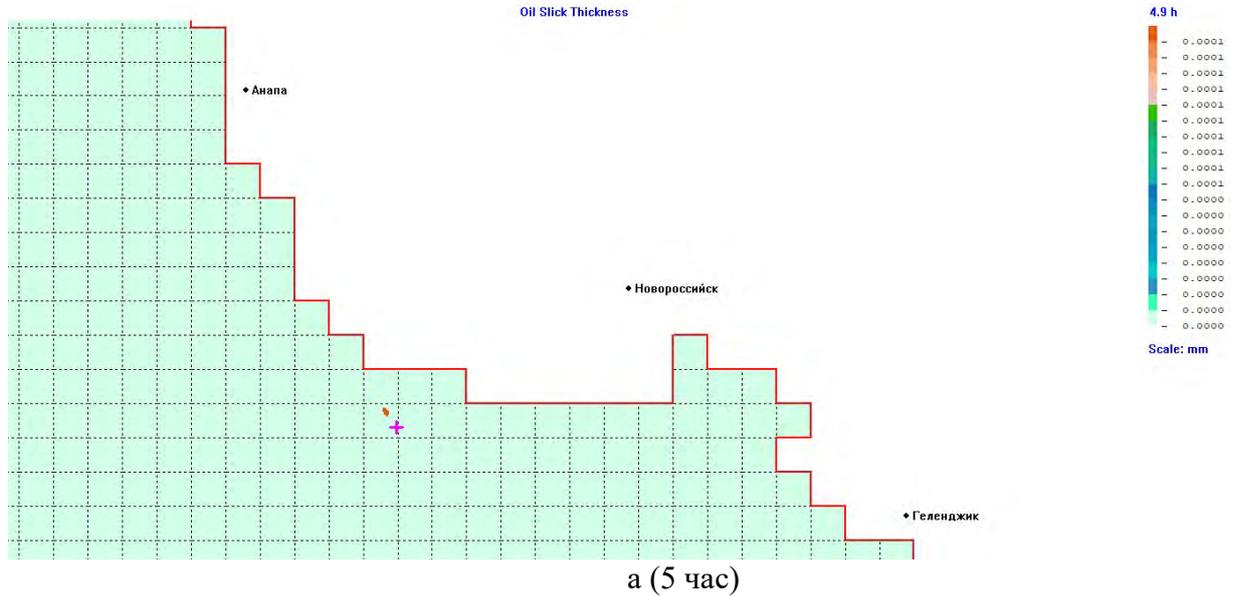
Отдельное моделирование для экстремальных условий (например, при штормах с большими скоростями и продолжительностями действия ветра заданных направлений) не выполнялось. Это было обусловлено тем, что использованные исходные данные о ветровых условиях выбранного типичного года включали естественно и штормовые условия. Поэтому, при оценке зон вероятного расположения нефтяных разливов были учтены и наблюдавшиеся штормовые периоды. Кроме того, использованный программный комплекс позволяет выполнять отбор из всей совокупности данных необходимые для анализа конкретные гидрометеорологические условия, включая и штормовые, и соответствующие им траектории движения нефтяных пятен. Возможно решение и обратной задачи: для заданного района акватории или берега определить все траектории пятен в течение всего использованного периода наблюдений и соответствующие им гидрометеорологические условия.

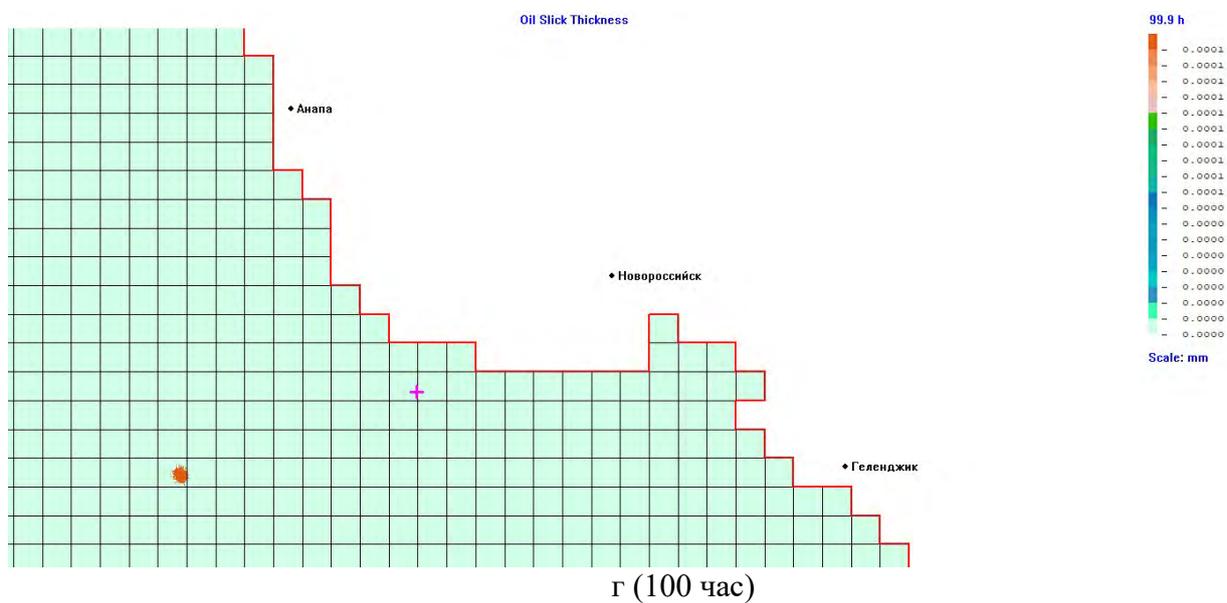
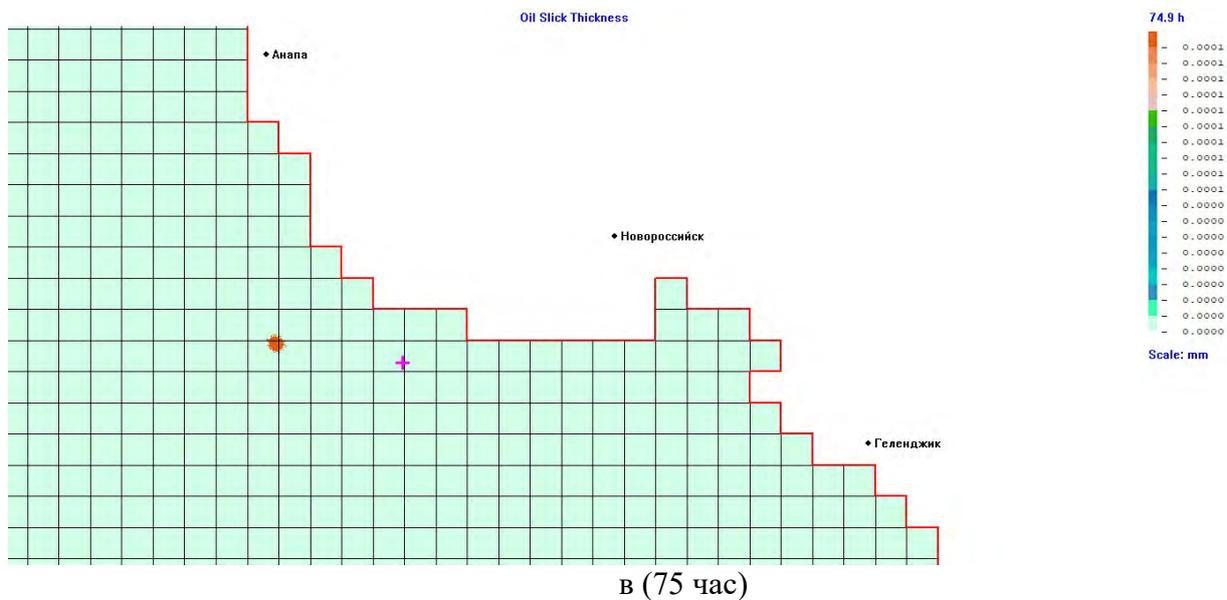
Дополнительно отметим, что в тех случаях, когда объемы сбросов сравнительно небольшие, а расстояния до наиболее уязвимых зон или берегов достаточно велики, можно априори утверждать, что из-за значительного рассеяния нефти при штормовых условиях воздействия на эти зоны и берега будут незначительными.

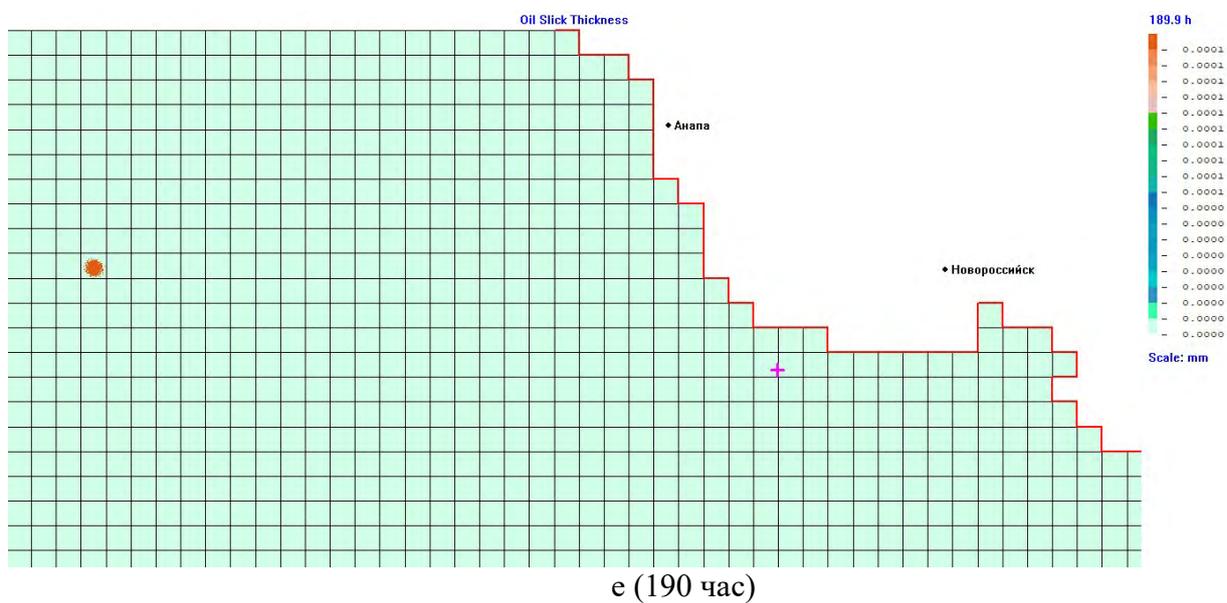
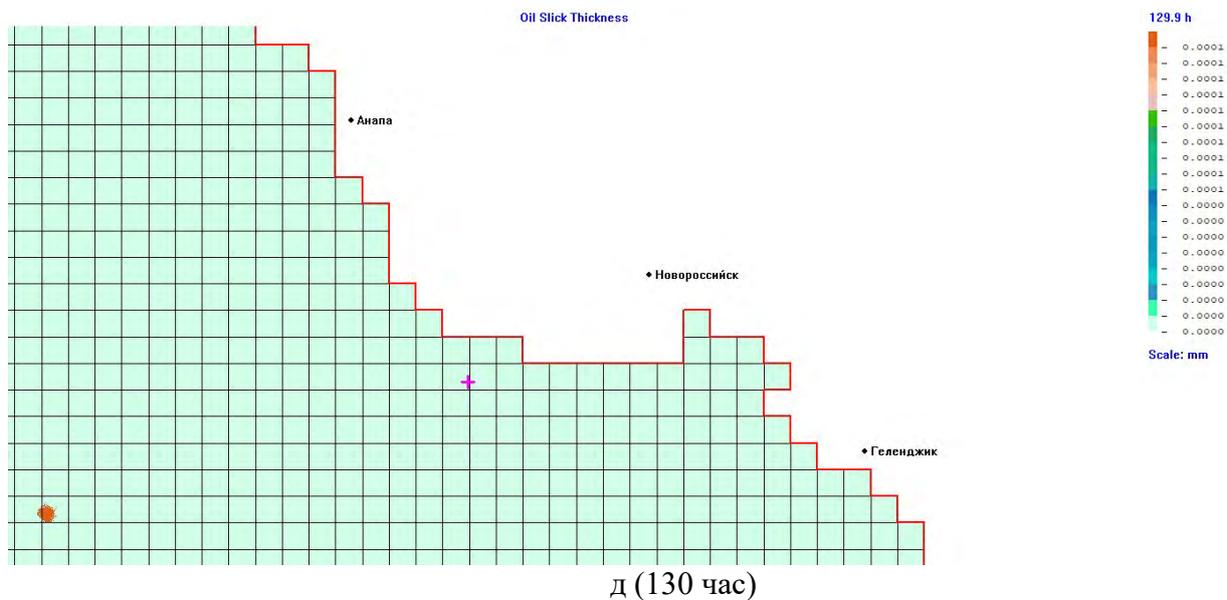
В предыдущем разделе охарактеризована область, в которую разлив может попасть при учете всех вариантов момента начала разлива в течение года. Как видно, большинство из этих вариантов приводят к перемещению пятна в западном или северо-западном направлениях. Большая часть всех вариантов приводят к попаданию разлива на российский берег на линии Анапа – Тамань или на побережье Крыма. Полученные данные являются результатом траекторного анализа. В этом анализе не рассматриваются процессы выветривания, а вероятностные поля и/или зоны риска строятся в результате отслеживания нейтральных маркеров.

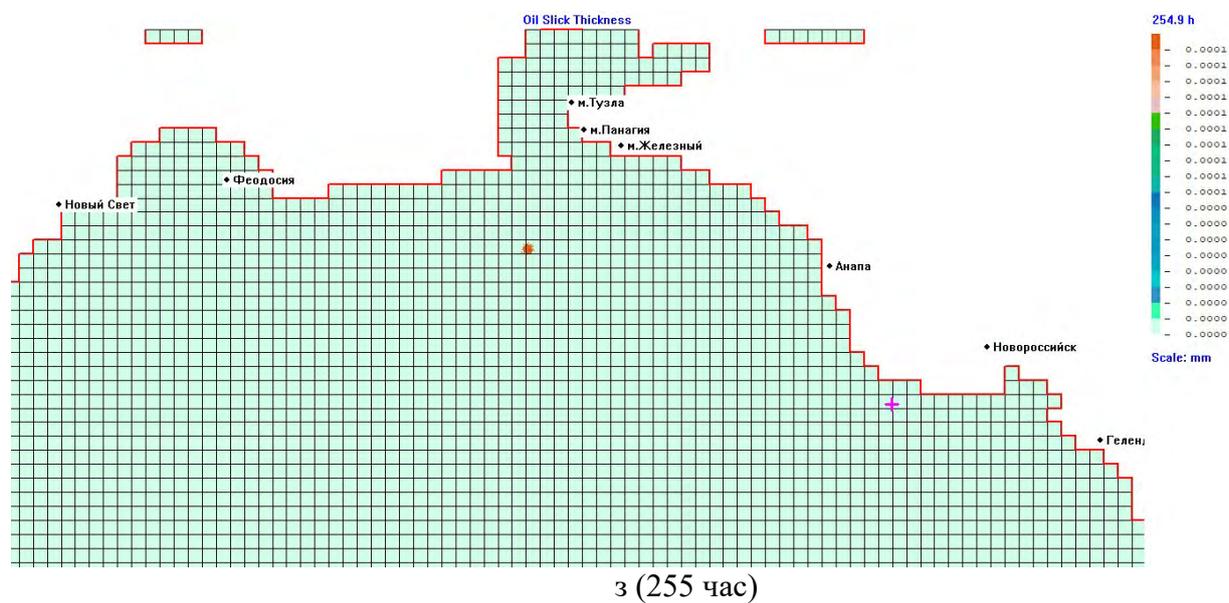
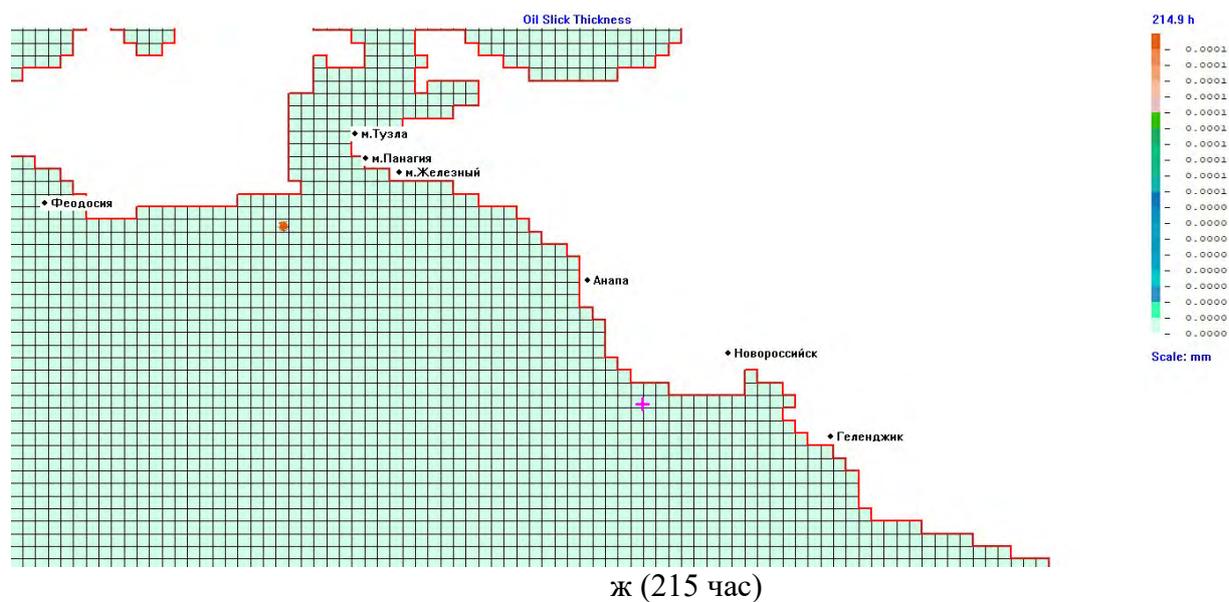
Расчеты физико-химической трансформации нефтяного разлива проводились для средней температуры окружающей среды 15°C в рассматриваемом районе Черного моря. Для получения таблиц выветривания был проведен расчет движения и выветривания конкретного пятна ДТ, при этом из всего множества возможных траекторий пятна ДТ было выбрано два характерных варианта. В первом варианте – «западном» пятно движется достаточно далеко в направлении Крымского п-ва и примерно через 380 часов попадает на юго-восточный берег Крыма. Во втором варианте пятно движется на север и уже через 40 часов т.е. достаточно быстро выходит на берег Черного моря, расположенный северо-восточнее области работ. В этом случае большая часть массы разлива попадет на берег. Расчетные траектории пятна ДТ для двух вариантов, дрейфующего в акватории при скоростях ветра соответствующих рассматриваемому периоду,

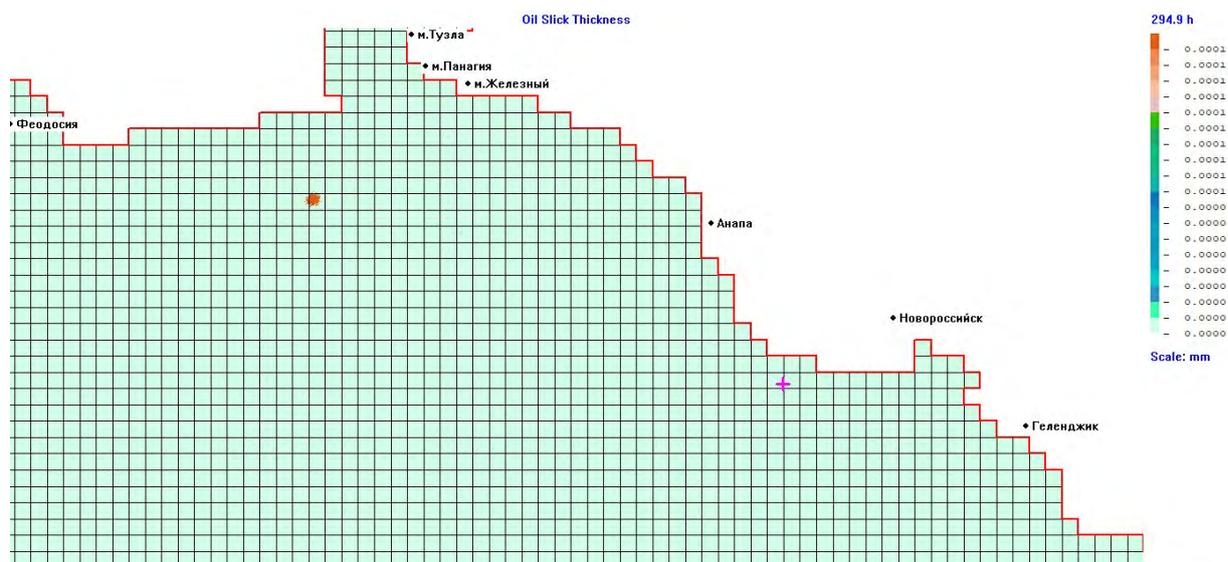
приведены на Рис.7.2.1.-7.2.3. и на Рис. 7.2.4.- 7.2.6. На рисунках 7.2.1-7.2.3 показано положение пятна на поверхности, на берегу и на дне через разные моменты времени после начала аварии при движении по первой траектории. На рисунках 7.2.4-7.2.6 показано положение пятна на поверхности, на берегу и на дне через разные моменты времени после начала аварии при движении по второй траектории.



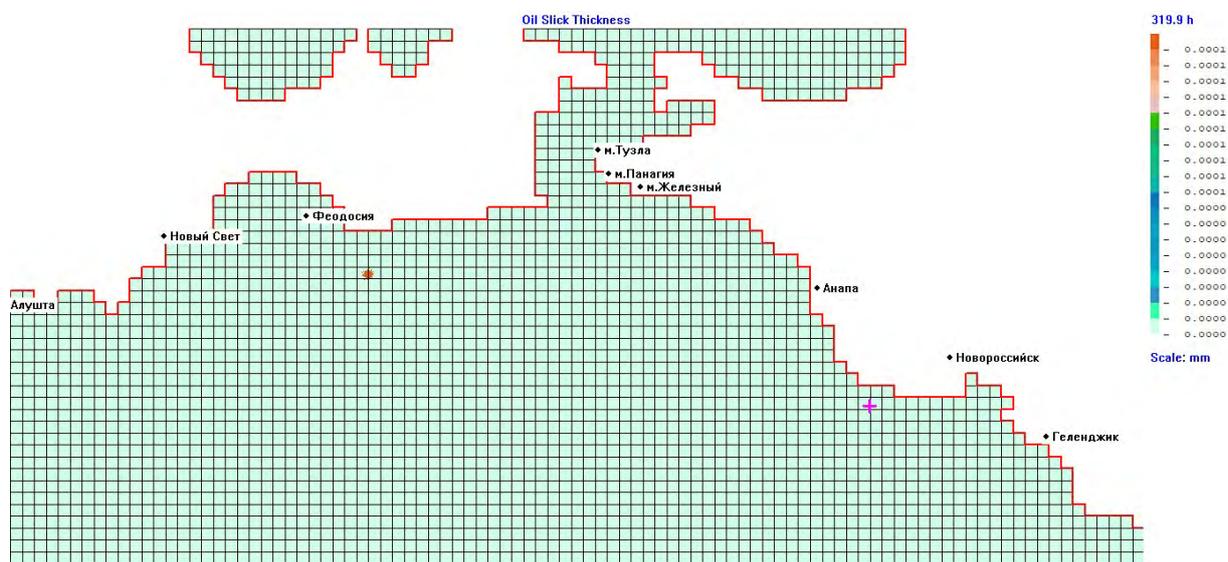




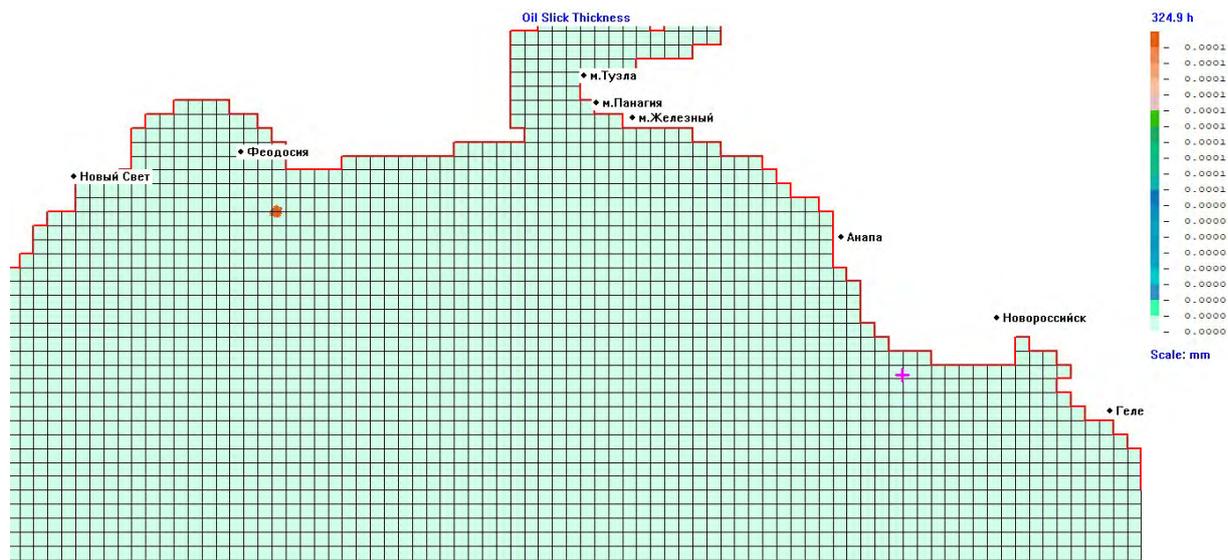




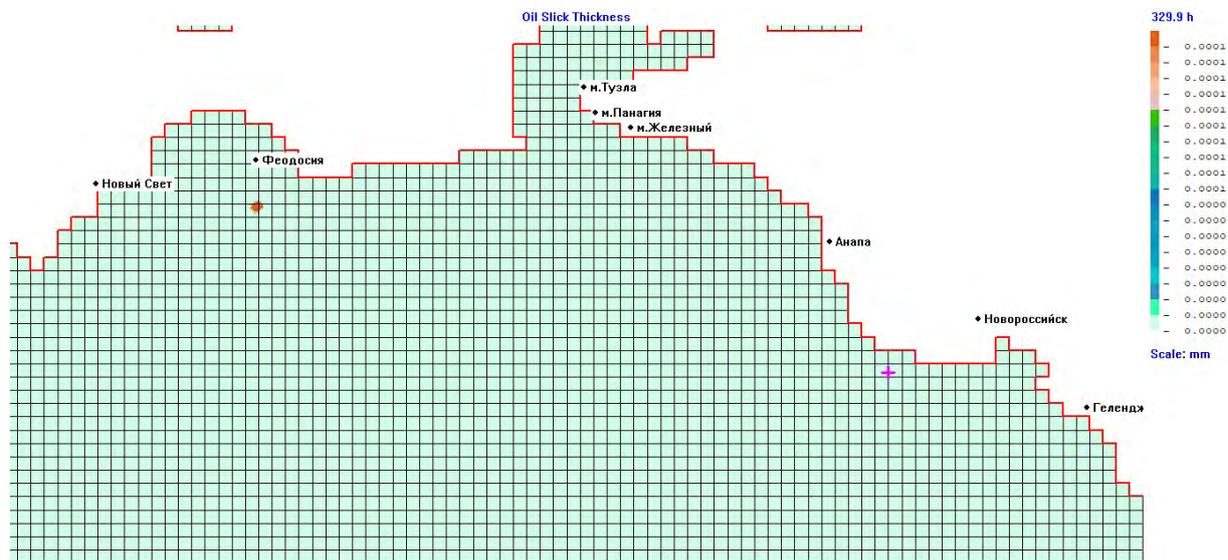
и (295 час)



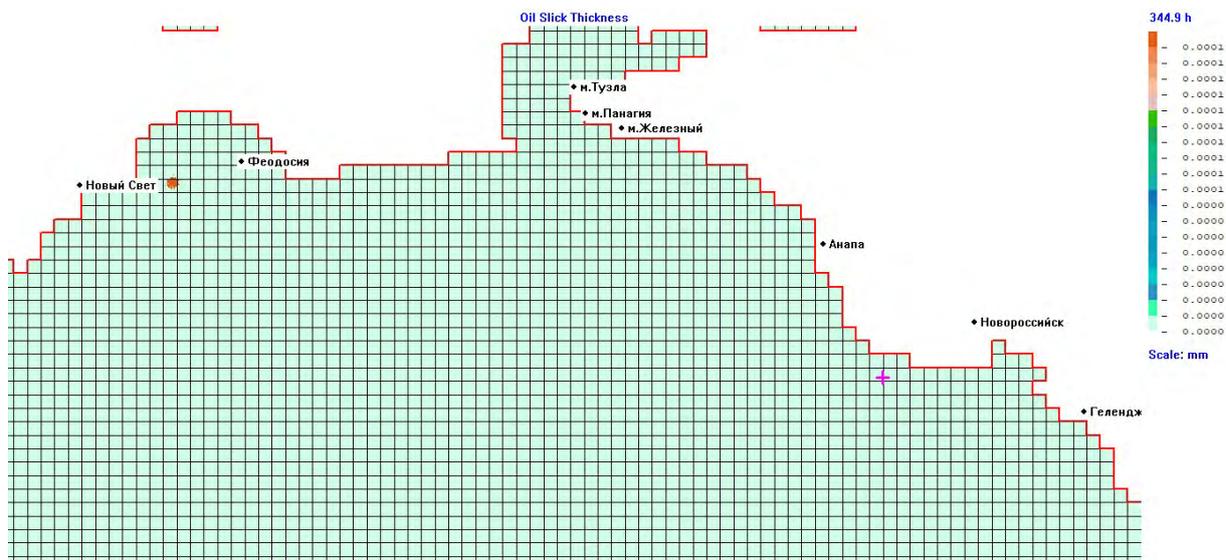
к (320 час)



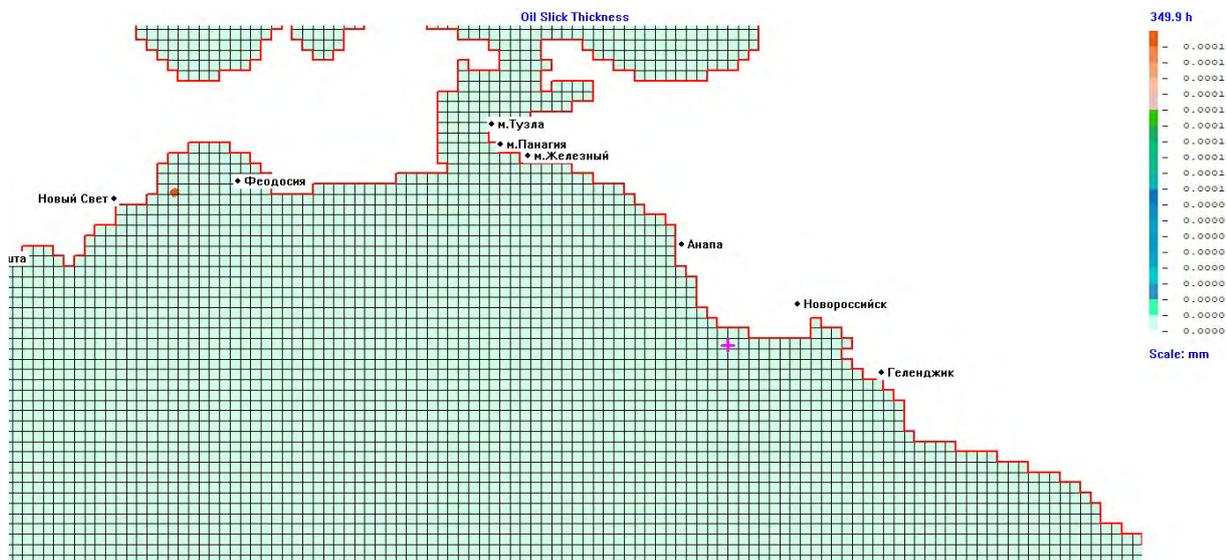
л (325 час)



м (330 час)



н (345 час)



о (350 час)

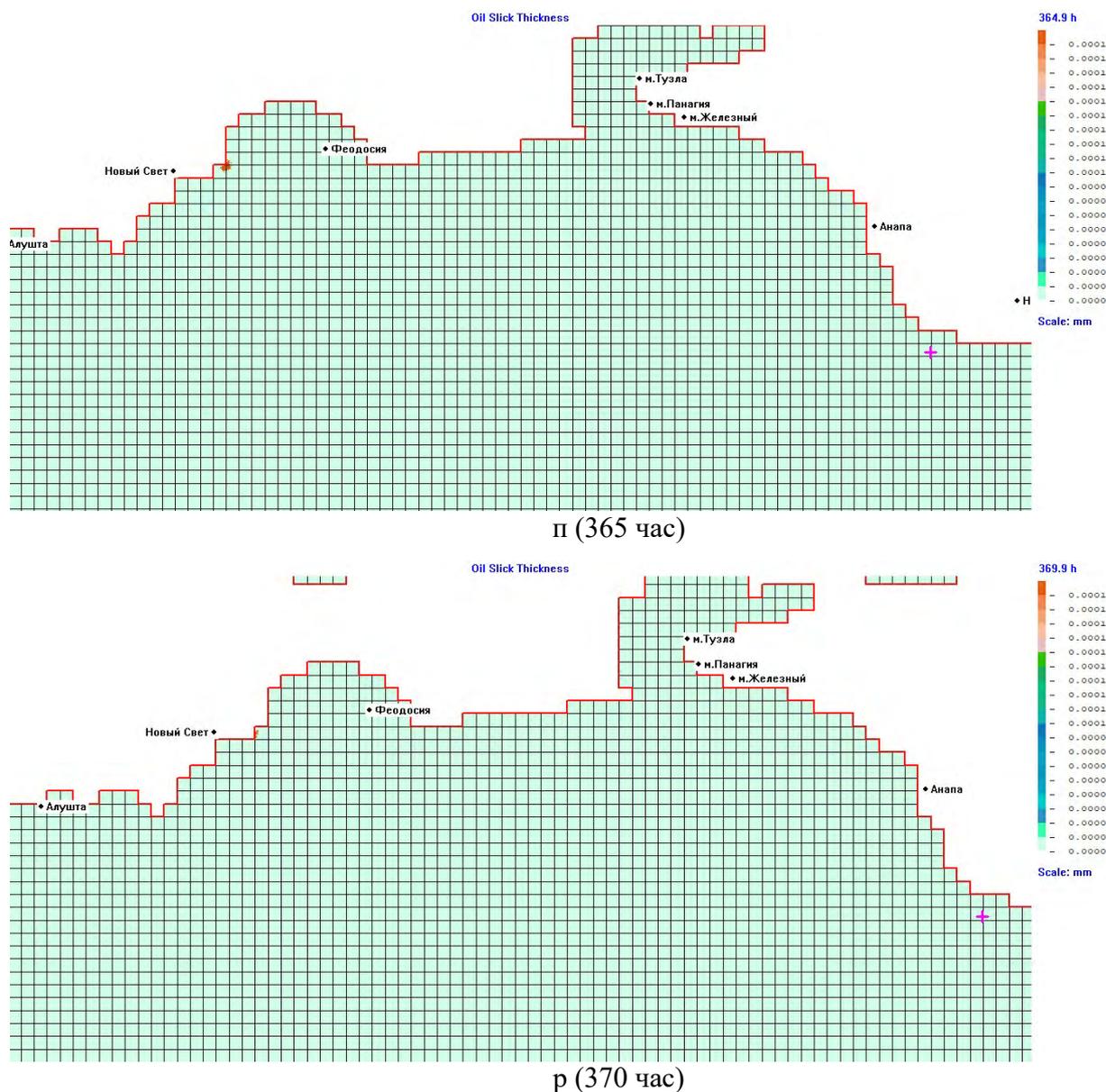


Рис. 7.2.1. Положение пятна на разные моменты времени (а-р) при движении по 1-му варианту

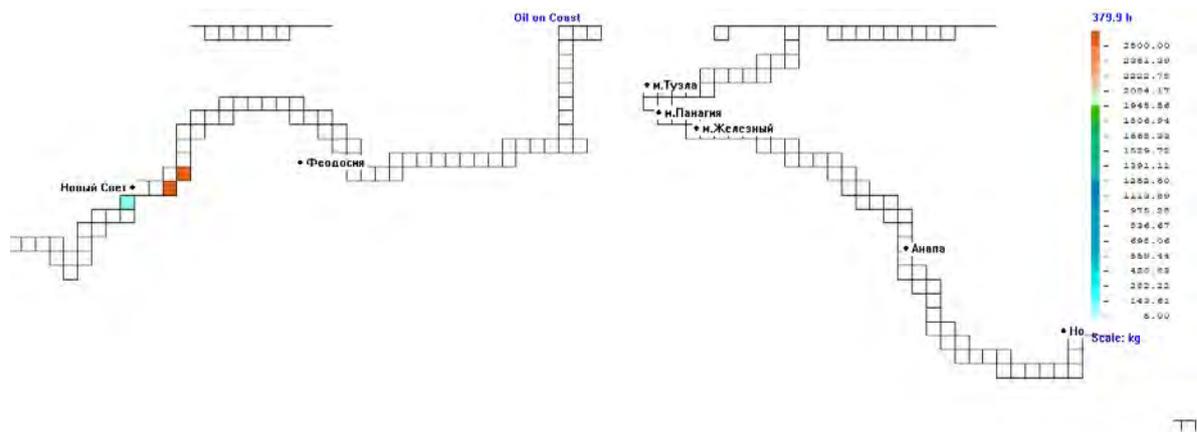


Рис. 7.2.2. Положение пятна ДТ через 380 час на берегу при движении по 1-й траектории

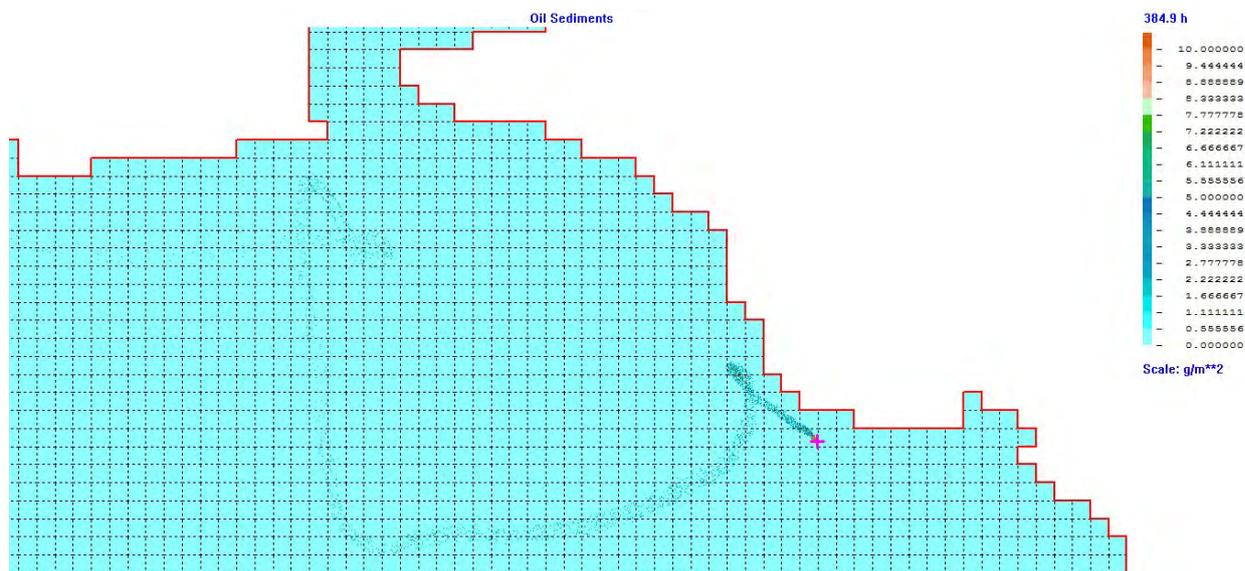
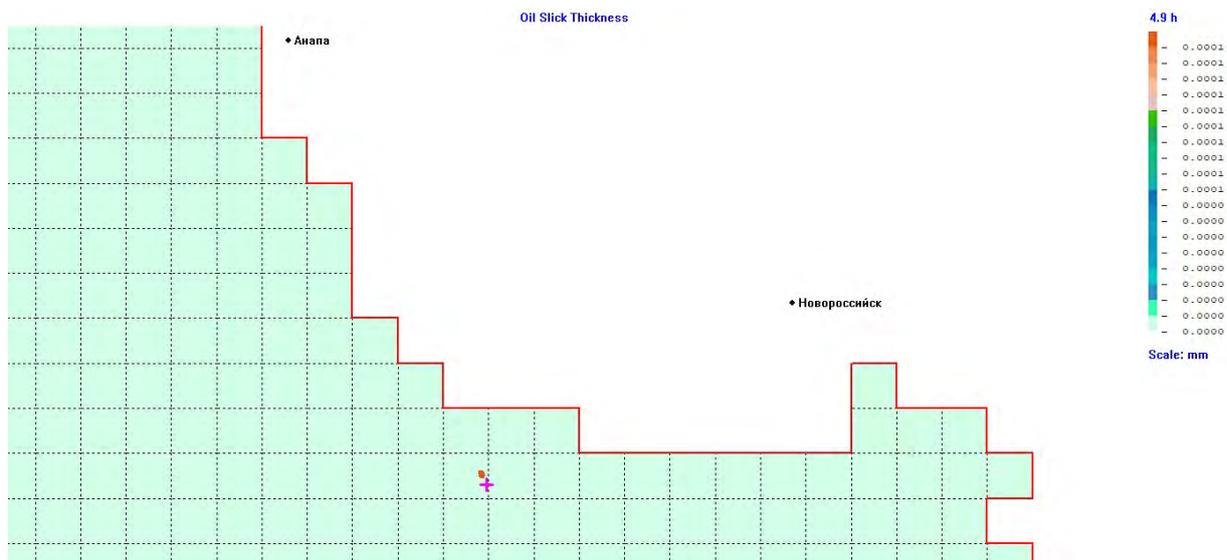
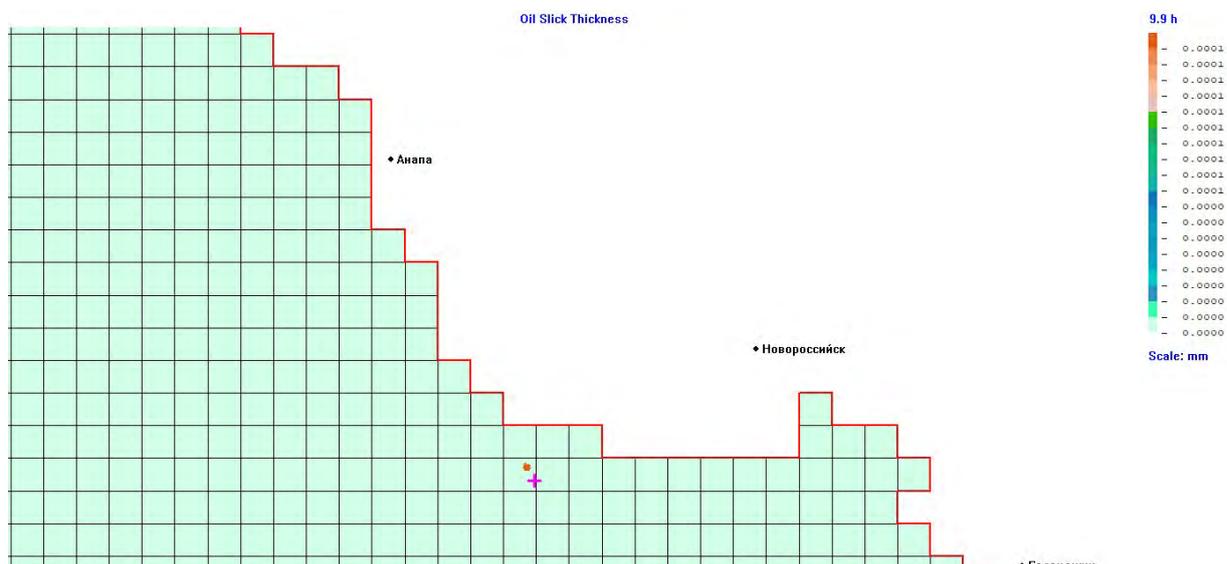


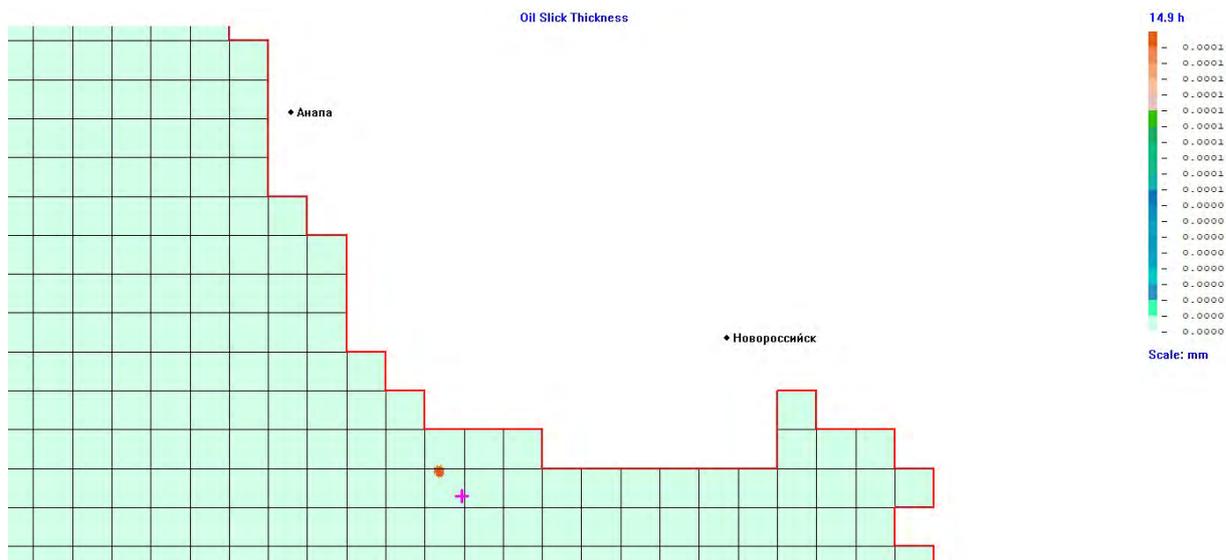
Рис. 7.2.3. След выпавшего на дно ДТ при движении по 1-му варианту



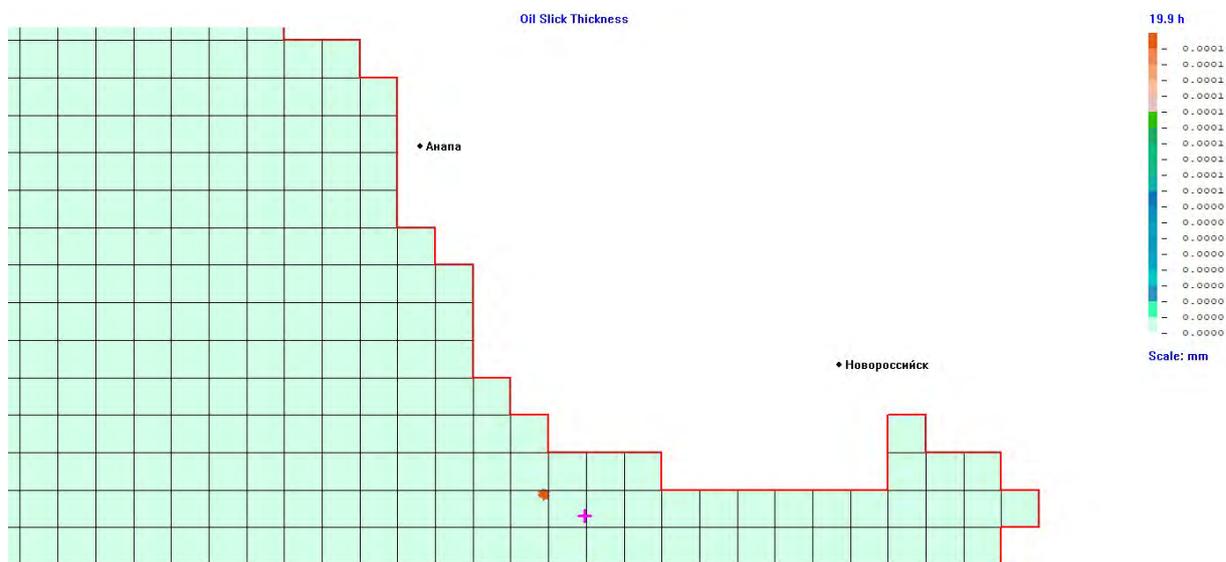
(a) 5 час



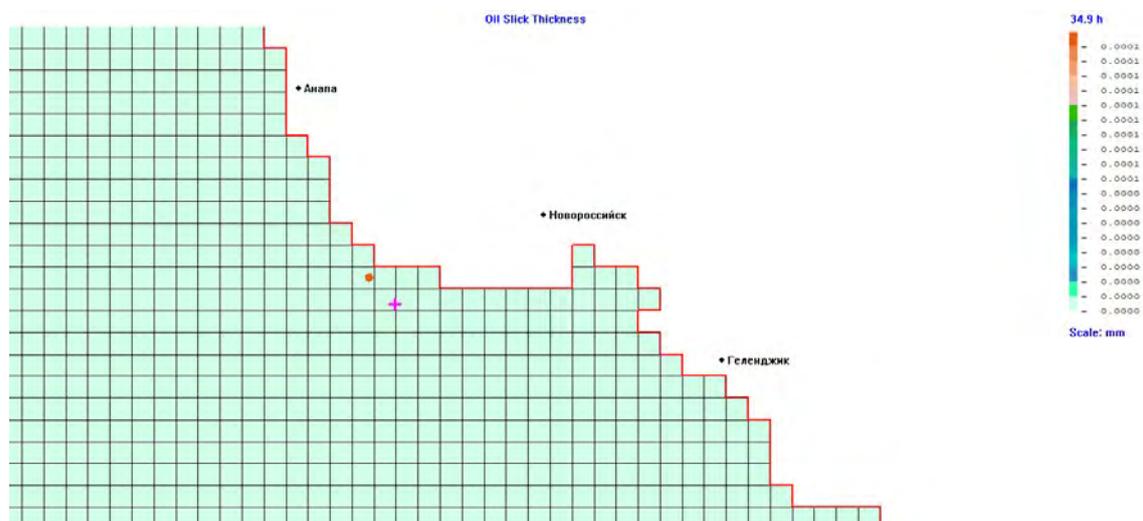
(б) 10 час



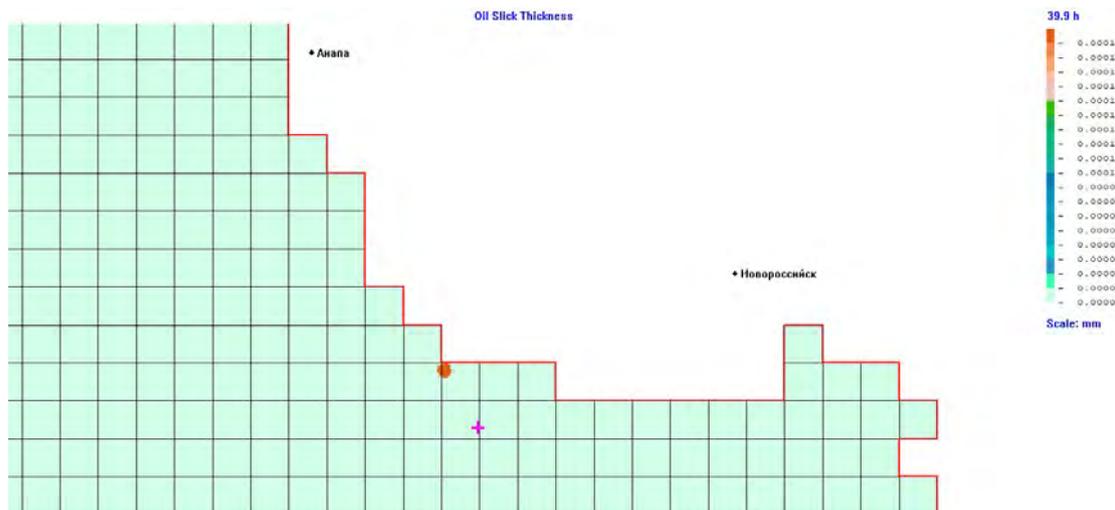
(в) 15 час



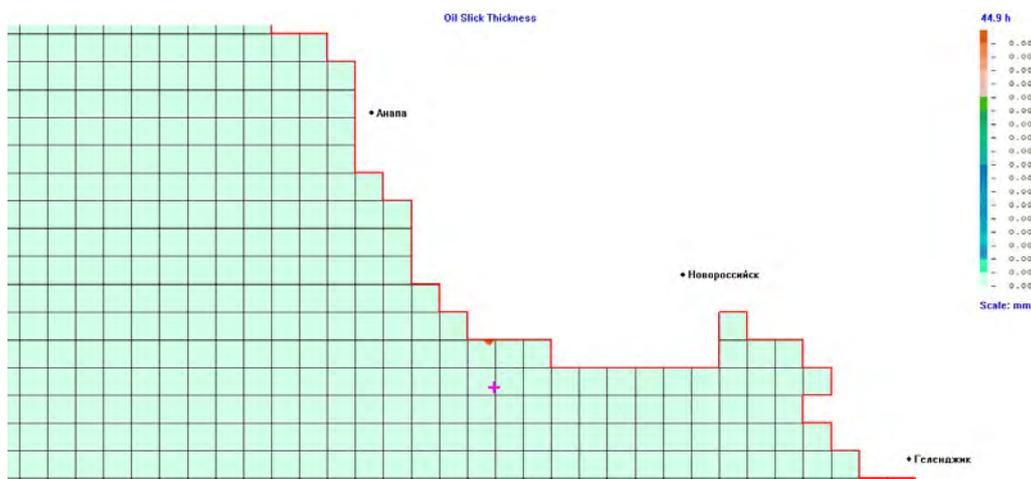
(г) 20 час



(д) 35 час



(е) 40 час



(ж) 45 час

Рис. 7.2.4. Положение пятна на разные моменты времени (а-е) при движении по 2-й траектории

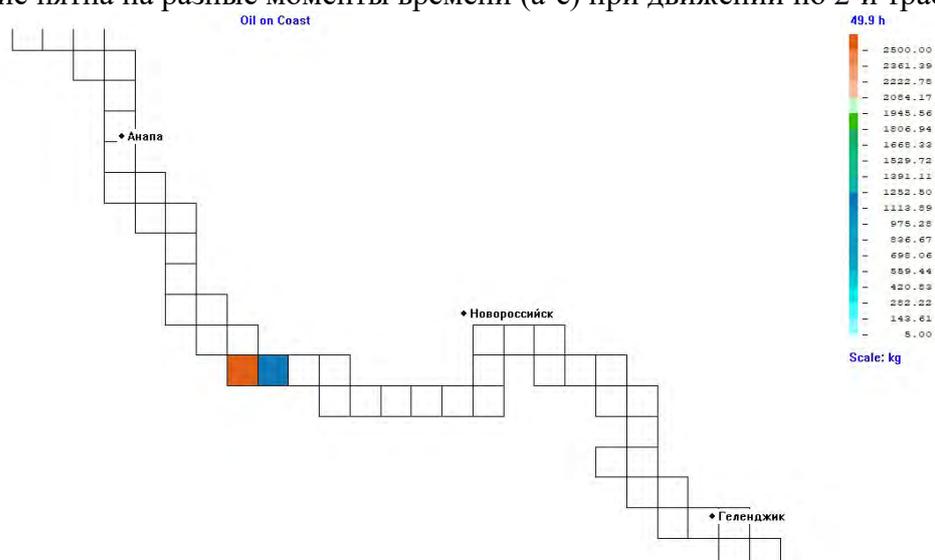


Рис. 7.2.5. Положение пятна на берегу через 50 час при движении по 2-й траектории

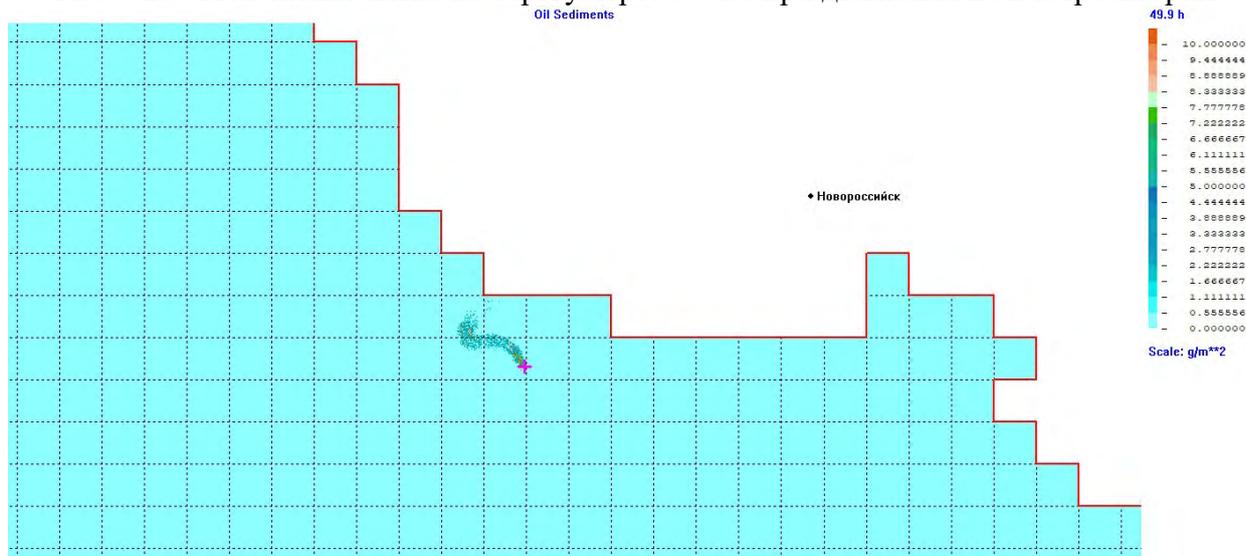


Рис. 7.2.6. След выпавшей на дно нефти при движении по 2-й траектории

Для характеристики выветривания необходимо рассматривать судьбу конкретных разливов, которые характеризуются точкой сброса, объемом и траекторией. Последняя определяется моментом начала (относительно календарного года) и окончания. Часть траекторий достаточно быстро достигают берега, другие простираются вдоль берега и только в конце попадают на берег или уходят в центральную часть моря пока не выветрятся. Положение точки разлива ДТ рассматриваемой в моделировании приведено на Рис.7.1.1. Положение пятна ДТ на разные моменты времени показано на Рис. 7.2.1., на берегу 7.2.2., на дне 7.2.3. для первой траектории и на Рис. 7.2.4., 7.2.5., 7.2.6. для второй траектории соответственно.

Результаты расчетов выветривания ДТ на различные моменты времени (масса на поверхности, испарившейся и диспергированной части, количество оказавшейся на берегу и т.п.) в рассмотренных случаях приведены в Таблицах 7.2.1.-7.2.2. при движении по 1-й траектории и в Таблицах 7.2.3.-7.2.4. при движении по 2-й траектории.

Из результатов проведенного моделирования вытекает, что при движении по 1-й траектории площадь пятна достигнет 4.9 км², при этом толщина равна 19 мкм. Максимальная толщина в начале разлива равна 5.5мм. Как видно из приведенных данных в рассматриваемых условиях при движении по 1-й траектории пятно попадает на берег через 370 часов в районе Нового Света на расстоянии 170км от точки сброса. При этом около 50% (218т) испаряется, 12.6% (54.6т) переходит в диспергированное состояние, 19% (82т) выпадает на дно, 18% (78.5т) попадает на берег. Необходимо отметить, что состав углеводородов принятый для моделирования характеризуется довольно большим содержанием тяжелых фракций и приближается по своим характеристикам к летнему дизельному топливу. Для оценки длины пораженной береговой линии рассмотрим Рис.7.2.6. Из него следует, что ДТ попало в 3 ячейки

с общей длиной стороны 9км. В то же время из Таблицы 7.2.3. следует что на берег попало 78.5т ДТ. Считаем, что при попадании 10т поражается длина берега равная около 1км. Т.о. в рассматриваемом случае длина пораженной береговой линии будет около 7.8 км.

В Таблице 7.2.3.-7.2.4. показан баланс масс при движении пятна по 2-й траектории. Максимальная площадь пятна 1.04км² при толщине 260мм. Максимальная толщина 8мм. Как видно в этом случае через 49час около 40.1% (173т) испаряется, 1.7% (7.3т) масса, поступившая в воду за счет диспергирования, 4.0% (17т) выпадает на дно, 52.8% (228.3т) попадает на берег. Для оценки длины пораженной береговой линии рассмотрим Рис.7.2.6. Из Таблицы 7.2.4. следует что на берег попало 228.3т ДТ. Считаем, что при попадании 10т поражается длина берега равная около 1км. Т.о. в рассматриваемом случае длина пораженной береговой линии будет около 22.8 км.

Таблица 7.2.1. Изменение основных характеристик аварийного разлива нефти и загрязнения моря при движении по 1-й траектории

Время	Площадь	Масса, поступившая из источника	Масса на поверхности моря	Испарившаяся масса	Масса, поступившая в воду за счет диспергирования	Масса, перешедшая из пятна в воду за счет гравитационного осаждения	Масса, взвешенная в воде	Масса, осевшая на дно	Масса, попавшая на берег	Толщина на пятне ДТ
час	м ²	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	мм
0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0	0.00000
0.1	13500	43556.4	43369.4	167.9	9.2	10.0	19.2	0.000	0	3.77947
0.2	20700	87112.8	86606.0	448.2	33.6	25.0	58.6	0.000	0	4.92219
0.3	28800	130669.2	129704.9	856.5	72.9	35.0	107.9	0.000	0	5.29840
0.4	36900	174225.6	172653.0	1397.0	126.3	49.3	175.6	0.000	0	5.50464
0.5	45900	217782.0	215373.7	2077.0	193.4	138.0	331.4	0.000	0	5.52028
0.6	53100	261338.4	258019.7	2882.1	273.6	162.9	436.5	0	0	5.71662
0.7	66600	304894.8	300438	3860.5	366.4	230	596.4	0	0	5.30715
0.8	76500	348451.2	342738.8	4970.3	471.2	270.9	742.1	0	0	5.27088
0.9	83700	392007.6	384865.3	6235.3	587.7	319.3	907	0	0	5.40959
1	91800	431970	423255.9	7631.3	715.1	367.8	1082.8	0	0	5.42427
1.1	102600	431970	421560	9151	844.3	414.6	1259	0	0	4.83385
1.2	112500	431970	419792.1	10762.5	970.8	444.5	1415.4	0	0	4.38998
1.3	117000	431970	417955.1	12441	1094.5	479.4	1573.9	0	0	4.20267
1.4	124200	431970	416041.2	14199.2	1215.3	514.3	1729.6	0	0	3.94090
1.5	131400	431970	414081.7	15985.6	1333.4	569.3	1902.7	0	0	3.70742
1.6	133200	431970	412026.2	17802.4	1448.7	692.7	2141.3	0	0	3.63916
1.7	139500	431970	409889.5	19687.2	1561.2	832	2393.2	0	0	3.45680
1.8	144000	431970	407799.6	21602.2	1671	897.2	2568.2	0	0	3.33170
1.9	154800	431970	405669.4	23550.6	1778.1	971.8	2750	0	0	3.08306
4.9	279900	431970	342797	81978.1	3979.2	3215.7	7194.9	0	0	1.44084

9.9	441000	431970	276596.8	141989.4	6305.4	7078.3	13378.8	5	0	0.73789
14.9	568800	431970	248741.3	162751.6	10413.7	10063.4	18691.5	1785.6	0	0.51448
19.9	684000	431970	234685.2	168244.3	15949	13091.5	23609	5431.5	0	0.40366
24.9	821700	431970	224837.6	169659.2	22012.7	15460.4	29389	8084.2	0	0.32191
29.9	954000	431970	216574.9	170198.4	26963.9	18232.7	36084.7	9111.9	0	0.26708
34.9	104310 0	431970	211922.5	170524.2	29462.8	20060.6	36284.8	13238. 5	0	0.23902
39.9	114300 0	431970	208987.4	170803.1	29972.8	22206.7	37486.5	14693	0	0.21511
44.9	124830 0	431970	206910.9	171090.4	30024.8	23943.8	38101.5	15867. 1	0	0.19500
49.9	133560 0	431970	204805.6	171391.8	30176.6	25596	38222.1	17550. 5	0	0.18040
54.9	144090 0	431970	201768.6	171704.9	30578.6	27917.8	40320.1	18176. 3	0	0.16474
59.9	152460 0	431970	198533.9	172031.6	31241.4	30163	43051.7	18352. 7	0	0.15320
64.9	164340 0	431970	194562.6	172449.4	32658.6	32299.4	44713.3	20244. 7	0	0.13928
69.9	174060 0	431970	190348.5	172947.6	34493.9	34180	45551.7	23122. 2	0	0.12866
74.5	180720 0	431970	186532.6	173435.4	36123.9	35878.1	47010.6	24991. 4	0	0.12143
103.7	227610 0	431970	166511.5	176670.8	42830.6	45957.1	54158.1	34629. 6	0	0.08607
109.6	235710 0	431970	163440	177370.7	43768.7	47390.6	56001.4	35157. 9	0	0.08158
150	296100 0	431970	141550.5	183453.7	49976.1	56989.7	65590.2	41375. 6	0	0.05624
200	359910 0	431970	119697.1	192476.4	53657.3	66139.2	68417	51379. 5	0	0.03913
250	423450 0	431970	107552.6	198265.8	54243.2	71908.3	53792.1	72359. 4	0	0.02988
300	470880 0	431970	95538.4	204710.4	54386	77335.2	53807.8	77913. 4	0	0.02387
350	494370 0	431970	81211.8	215959.5	54613.2	80185.5	53894.5	80904. 2	0	0.01933
360	485370 0	431970	79968.4	216824	54614.1	80563.5	53894.9	81282. 7	0	0.01938
370	748800	431970	4491.6	217612.2	54615.9	81167.5	53883.6	81899. 7	74082.9	0.00706
370.1	645300	431970	3106.8	217614.2	54615.9	81167.5	53867.8	81915. 5	75465.6	0.00566
370.2	506700	431970	2086.9	217615.8	54615.9	81167.5	53867.8	81915. 5	76483.9	0.00485
370.3	398700	431970	1360.4	217617.1	54615.9	81167.5	53867.8	81915. 6	77209.2	0.00401
370.4	289800	431970	812.8	217618	54615.9	81167.5	53866.5	81916. 8	77755.9	0.00330
370.5	191700	431970	489.3	217618.5	54615.9	81167.5	53864.2	81919. 2	78078.8	0.00300
370.6	120600	431970	298.4	217618.8	54615.9	81167.5	53864.1	81919. 2	78269.3	0.00291
370.7	63000	431970	139.9	217619	54615.9	81167.5	53864.1	81919. 2	78427.7	0.00261
370.8	42300	431970	86.1	217619.1	54615.9	81167.5	53864.1	81919. 2	78481.4	0.00239
370.9	23400	431970	50.1	217619.2	54615.9	81167.5	53864.1	81919. 3	78517.4	0.00252
371	17100	431970	37.5	217619.2	54615.9	81167.5	53864	81919. 3	78529.9	0.00258
371.1	9900	431970	24.2	217619.2	54615.9	81167.5	53864	81919. 4	78543.2	0.00288
371.2	6300	431970	18.1	217619.2	54615.9	81167.5	53864	81919. 4	78549.3	0.00338

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

371.3	6300	431970	18.1	217619.2	54615.9	81167.5	53863.9	81919.4	78549.3	0.00338
371.4	6300	431970	18.1	217619.3	54615.9	81167.5	53863.9	81919.4	78549.3	0.00338
371.5	6300	431970	18.1	217619.3	54615.9	81167.5	53863.9	81919.4	78549.3	0.00338
371.6	6300	431970	18.1	217619.3	54615.9	81167.5	53863.8	81919.5	78549.3	0.00338
371.7	6300	431970	18	217619.3	54615.9	81167.5	53863.8	81919.5	78549.3	0.00336
371.8	6300	431970	18	217619.3	54615.9	81167.5	53863.8	81919.5	78549.3	0.00336
371.9	6300	431970	18	217619.3	54615.9	81167.5	53863.8	81919.5	78549.3	0.00336
372	6300	431970	18	217619.4	54615.9	81167.5	53863.8	81919.5	78549.3	0.00336
372.1	6300	431970	18	217619.4	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00336
372.2	6300	431970	18	217619.4	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00336
372.3	6300	431970	17.9	217619.4	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00334
372.4	6300	431970	17.9	217619.4	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00334
372.5	6300	431970	17.9	217619.4	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00334
372.6	6300	431970	17.9	217619.5	54615.9	81167.5	53863.7	81919.6	78549.3	0.00334
372.7	6300	431970	17.9	217619.5	54615.9	81167.5	53863.7	81919.7	78549.3	0.00334
372.8	6300	431970	17.9	217619.5	54615.9	81167.5	53863.7	81919.7	78549.3	0.00334
372.9	6300	431970	17.8	217619.5	54615.9	81167.5	53863.6	81919.7	78549.3	0.00332
373	6300	431970	17.8	217619.5	54615.9	81167.5	53863.6	81919.7	78549.3	0.00332
373.1	6300	431970	17.8	217619.5	54615.9	81167.5	53863.6	81919.8	78549.3	0.00332
373.2	6300	431970	17.8	217619.5	54615.9	81167.5	53863.6	81919.8	78549.3	0.00332
373.3	6300	431970	17.8	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00332
373.4	6300	431970	17.8	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00332
373.5	6300	431970	17.7	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00331
373.6	6300	431970	17.7	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00331
373.7	6300	431970	17.7	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00331
373.8	6300	431970	17.7	217619.6	54615.9	81167.5	53863.5	81919.8	78549.3	0.00331
373.9	6300	431970	17.7	217619.7	54615.9	81167.5	53863.5	81919.9	78549.3	0.00331
374	6300	431970	17.7	217619.7	54615.9	81167.5	53863.4	81919.9	78549.3	0.00331
374.1	6300	431970	17.7	217619.7	54615.9	81167.5	53863.4	81919.9	78549.3	0.00331
374.2	6300	431970	17.6	217619.7	54615.9	81167.5	53863.4	81919.9	78549.3	0.00329
374.3	6300	431970	17.6	217619.7	54615.9	81167.5	53863.4	81919.9	78549.3	0.00329
374.4	6300	431970	17.6	217619.7	54615.9	81167.5	53863.3	81920	78549.3	0.00329
374.5	6300	431970	17.6	217619.8	54615.9	81167.5	53863.3	81920	78549.3	0.00329
374.6	6300	431970	17.6	217619.8	54615.9	81167.5	53863.3	81920	78549.3	0.00329
374.7	6300	431970	17.6	217619.8	54615.9	81167.5	53863.3	81920	78549.3	0.00329

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

374.8	6300	431970	17.5	217619.8	54615.9	81167.5	53862.6	81920. 8	78549.3	0.00327
374.9	6300	431970	17.5	217619.8	54615.9	81167.5	53862.5	81920. 8	78549.3	0.00327
375	6300	431970	17.5	217619.8	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00327
375.1	6300	431970	17.5	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00327
375.2	6300	431970	17.5	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00327
375.3	6300	431970	17.5	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00327
375.4	6300	431970	17.4	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00325
375.5	6300	431970	17.4	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00325
375.6	6300	431970	17.4	217619.9	54615.9	81167.5	53862.4	81920. 9	78549.3	0.00325
375.7	6300	431970	17.4	217620	54615.9	81167.5	53862.4	81921	78549.3	0.00325
375.8	6300	431970	17.4	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00325
375.9	6300	431970	17.4	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00325
376	6300	431970	17.3	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.1	6300	431970	17.3	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.2	6300	431970	17.3	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.3	6300	431970	17.3	217620	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.4	6300	431970	17.3	217620.1	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.5	6300	431970	17.3	217620.1	54615.9	81167.5	53862.3	81921	78549.3	0.00323
376.6	6300	431970	17.2	217620.1	54615.9	81167.5	53862.3	81921. 1	78549.3	0.00321
376.7	6300	431970	17.2	217620.1	54615.9	81167.5	53862.2	81921. 1	78549.3	0.00321
376.8	6300	431970	17.2	217620.1	54615.9	81167.5	53862.2	81921. 1	78549.3	0.00321
376.9	6300	431970	17.2	217620.1	54615.9	81167.5	53862.2	81921. 1	78549.3	0.00321
377	6300	431970	17.2	217620.2	54615.9	81167.5	53862.2	81921. 2	78549.3	0.00321
377.1	6300	431970	17.2	217620.2	54615.9	81167.5	53862.1	81921. 2	78549.3	0.00321
377.2	6300	431970	17.1	217620.2	54615.9	81167.5	53862.1	81921. 2	78549.3	0.00319
377.3	6300	431970	17.1	217620.2	54615.9	81167.5	53862.1	81921. 2	78549.3	0.00319
377.4	6300	431970	17.1	217620.2	54615.9	81167.5	53862.1	81921. 2	78549.3	0.00319
377.5	6300	431970	17.1	217620.2	54615.9	81167.5	53862.1	81921. 2	78549.3	0.00319
377.6	5400	431970	14.7	217620.3	54615.9	81167.5	53862	81921. 3	78551.6	0.00320
377.7	5400	431970	14.7	217620.3	54615.9	81167.5	53862	81921. 3	78551.6	0.00320
377.8	5400	431970	14.7	217620.3	54615.9	81167.5	53862	81921. 3	78551.6	0.00320
377.9	4500	431970	12.2	217620.3	54615.9	81167.5	53862	81921. 4	78554.1	0.00319
378	4500	431970	12.2	217620.3	54615.9	81167.5	53861.9	81921. 4	78554.1	0.00319
378.1	3600	431970	9.7	217620.3	54615.9	81167.5	53860.6	81922. 8	78556.6	0.00317
378.2	3600	431970	9.7	217620.3	54615.9	81167.5	53860.6	81922. 8	78556.6	0.00317
378.3	1800	431970	4.2	217620.3	54615.9	81167.5	53860.6	81922. 8	78562	0.00275

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

378.4	1800	431970	4.2	217620.3	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78562	0.00275
378.5	900	431970	2.5	217620.3	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78563.8	0.00327
378.6	900	431970	2.5	217620.3	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78563.8	0.00327
378.7	900	431970	2.5	217620.3	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78563.8	0.00327
378.8	900	431970	2.5	217620.4	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78563.8	0.00327
378.9	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.5	81922.8	78566.3	0.00000
379	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81922.9	78566.3	0.00000
379.1	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81922.9	78566.3	0.00000
379.2	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81922.9	78566.3	0.00000
379.3	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81922.9	78566.3	0.00000
379.4	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81923	78566.3	0.00000
379.5	0	431970	0	217620.4	54615.9	81167.5	53860.4	81923	78566.3	0.00000

Таблица 7.2.2. Процентное изменение (%) основных характеристик аварийного разлива нефти и загрязнения моря при движении по 1-й траектории

Время	Масса на поверхности моря	Испарившаяся масса	Масса, поступившая в воду за счет диспергирования	Масса, перешедшая из пятна в воду за счет гравитационного осаждения	Масса, взвешенная в воде	Масса, осевшая на дно	Масса, попавшая на берег
час	%	%	%	%	%	%	%
0.1	99.571	0.385	0.021	0.023	0.044	0	0
0.2	99.418	0.514	0.039	0.029	0.067	0	0
0.3	99.262	0.655	0.056	0.027	0.083	0	0
0.4	99.097	0.802	0.072	0.028	0.101	0	0
0.5	98.894	0.954	0.089	0.063	0.152	0	0
0.6	98.73	1.103	0.105	0.062	0.167	0	0
0.7	98.538	1.266	0.12	0.075	0.196	0	0
0.8	98.361	1.426	0.135	0.078	0.213	0	0
0.9	98.178	1.591	0.15	0.081	0.231	0	0
1	97.983	1.767	0.166	0.085	0.251	0	0
1.1	97.59	2.118	0.195	0.096	0.291	0	0
1.2	97.181	2.491	0.225	0.103	0.328	0	0
1.3	96.756	2.88	0.253	0.111	0.364	0	0
1.4	96.313	3.287	0.281	0.119	0.4	0	0
1.5	95.859	3.701	0.309	0.132	0.44	0	0
1.6	95.383	4.121	0.335	0.16	0.496	0	0
1.7	94.888	4.558	0.361	0.193	0.554	0	0
1.8	94.405	5.001	0.387	0.208	0.595	0	0
1.9	93.911	5.452	0.412	0.225	0.637	0	0
2	93.418	5.904	0.436	0.243	0.679	0	0

5	78.93	19.382	0.932	0.756	1.688	0	0
10	63.845	33.029	1.474	1.652	3.125	0.001	0
15	57.494	37.723	2.433	2.35	4.356	0.427	0
20	54.282	38.96	3.719	3.039	5.487	1.272	0
25	52.011	39.279	5.122	3.587	6.838	1.871	0
30	50.102	39.402	6.262	4.234	8.374	2.122	0
35	49.027	39.477	6.826	4.67	8.4	3.096	0
40	48.369	39.542	6.939	5.15	8.683	3.406	0
45	47.886	39.608	6.951	5.555	8.828	3.678	0
50	47.4	39.678	6.987	5.934	8.854	4.068	0
55	46.687	39.751	7.081	6.481	9.354	4.208	0
60	45.926	39.827	7.237	7.01	9.997	4.251	0
65	45.011	39.924	7.569	7.496	10.376	4.689	0
70	44.051	40.039	7.994	7.916	10.545	5.365	0
150	32.769	42.469	11.569	13.193	15.184	9.578	0
250	24.898	45.898	12.557	16.647	12.453	16.751	0
300	22.117	47.39	12.59	17.903	12.456	18.037	0
350	18.8	49.994	12.643	18.563	12.476	18.729	0
365	13.273	50.295	12.643	18.71	12.479	18.874	5.079
365.1	13.037	50.296	12.643	18.711	12.477	18.877	5.312
365.2	12.863	50.298	12.643	18.714	12.48	18.878	5.481
365.3	12.698	50.3	12.643	18.715	12.479	18.879	5.644
365.4	12.564	50.302	12.643	18.715	12.477	18.881	5.776
365.5	12.45	50.304	12.643	18.717	12.476	18.885	5.886
365.6	12.36	50.305	12.643	18.725	12.483	18.885	5.967
365.7	12.278	50.307	12.643	18.728	12.485	18.886	6.043
365.8	12.205	50.309	12.643	18.732	12.486	18.89	6.11
365.9	12.157	50.311	12.643	18.733	12.484	18.892	6.157
366	12.12	50.312	12.643	18.734	12.481	18.896	6.19
366.1	12.091	50.314	12.643	18.735	12.483	18.896	6.216
366.2	12.068	50.316	12.643	18.736	12.478	18.901	6.237
366.3	12.052	50.318	12.643	18.736	12.478	18.901	6.251
366.4	12.039	50.319	12.643	18.741	12.482	18.903	6.257
366.5	12.025	50.321	12.643	18.747	12.485	18.905	6.264
366.6	12.014	50.323	12.643	18.748	12.486	18.905	6.272
366.7	12.009	50.325	12.643	18.748	12.486	18.906	6.275
366.8	12.004	50.326	12.643	18.75	12.484	18.909	6.276
366.9	11.999	50.328	12.643	18.75	12.481	18.912	6.28
367	11.995	50.33	12.643	18.751	12.48	18.914	6.281
367.1	11.992	50.332	12.643	18.751	12.478	18.916	6.281
367.2	11.987	50.334	12.643	18.752	12.479	18.917	6.283
367.3	11.983	50.336	12.643	18.753	12.476	18.92	6.285

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

367.4	11.977	50.338	12.643	18.754	12.474	18.923	6.288
367.5	11.958	50.34	12.643	18.76	12.479	18.924	6.299
367.6	11.948	50.342	12.643	18.761	12.48	18.925	6.305
367.7	11.928	50.343	12.643	18.768	12.483	18.929	6.317
367.8	11.907	50.345	12.643	18.768	12.48	18.932	6.336
367.9	11.875	50.347	12.643	18.771	12.482	18.932	6.363
368	11.826	50.349	12.643	18.771	12.478	18.937	6.41
368.1	11.766	50.351	12.643	18.771	12.476	18.939	6.468
368.2	11.651	50.353	12.643	18.773	12.476	18.941	6.579
368.3	11.511	50.355	12.643	18.773	12.476	18.941	6.718
368.4	11.329	50.357	12.643	18.773	12.476	18.941	6.897
368.5	11.078	50.359	12.643	18.775	12.475	18.943	7.146
368.6	10.751	50.36	12.643	18.776	12.475	18.944	7.47
368.7	10.368	50.362	12.643	18.776	12.474	18.945	7.851
368.8	9.903	50.364	12.643	18.779	12.477	18.946	8.311
368.9	9.293	50.365	12.643	18.779	12.476	18.947	8.919
369	8.598	50.367	12.643	18.787	12.483	18.948	9.605
369.1	7.87	50.368	12.643	18.787	12.481	18.949	10.332
369.2	6.989	50.37	12.643	18.787	12.478	18.953	11.211
369.3	6.075	50.371	12.643	18.789	12.477	18.955	12.122
369.4	5.189	50.372	12.643	18.789	12.477	18.955	13.007
369.5	4.304	50.373	12.643	18.789	12.477	18.956	13.89
369.6	3.416	50.374	12.643	18.79	12.477	18.956	14.777
369.7	2.651	50.375	12.643	18.79	12.477	18.956	15.541
369.8	2.016	50.375	12.643	18.79	12.477	18.957	16.175
369.9	1.478	50.376	12.643	18.79	12.475	18.959	16.712
370	1.04	50.377	12.643	18.79	12.474	18.96	17.15
370.1	0.719	50.377	12.643	18.79	12.47	18.963	17.47
370.2	0.483	50.378	12.643	18.79	12.47	18.963	17.706
370.3	0.315	50.378	12.643	18.79	12.47	18.963	17.874
370.4	0.188	50.378	12.643	18.79	12.47	18.964	18
370.5	0.113	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.075
370.6	0.069	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.119
370.7	0.032	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.156
370.8	0.02	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.168
370.9	0.012	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.177
371	0.009	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.179
371.1	0.006	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.183
371.2	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.3	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.4	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.5	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

371.6	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.7	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.8	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
371.9	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.1	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.2	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.3	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.4	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.5	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.6	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.7	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.8	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
372.9	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.1	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.2	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.3	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.4	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.5	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.6	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.7	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.8	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
373.9	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.1	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.2	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.3	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.4	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.5	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.6	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.7	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.8	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
374.9	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.1	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.2	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.3	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.4	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.5	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.6	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.964	18.184
375.7	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

375.8	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
375.9	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376	0.004	50.378	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.1	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.2	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.3	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.4	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.5	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.6	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.7	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.8	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
376.9	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.1	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.2	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.3	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.4	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.5	0.004	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.184
377.6	0.003	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.185
377.7	0.003	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.185
377.8	0.003	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.185
377.9	0.003	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.185
378	0.003	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.185
378.1	0.002	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.186
378.2	0.002	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.186
378.3	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.4	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.5	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.6	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.7	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.8	0.001	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.187
378.9	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379.1	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379.2	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379.3	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379.4	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188
379.5	0	50.379	12.643	18.79	12.469	18.965	18.188

Таблица 7.2.3. Изменение основных характеристик аварийного разлива нефти и загрязнения моря при движении по 2-й траектории

Время	Площадь	Масса, поступившая из источника	Масса на поверхности моря	Испарившаяся масса	Масса, поступившая в воду за счет диспергирования	Масса, перешедшая из пятна в воду за счет гравитационного осаждения	Масса, взвешенная в воде	Масса, осевшая на дно	Масса, попавшая на берег	Толщина пятна ДТ
час	м2	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	мм
0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0	0.00000
0.1	12600	43556.4	43381.3	154.8	2.5	17.8	20.3	0.000	0	4.05054
0.2	19800	87112.8	86689.2	381.6	9.3	32.8	42.1	0.000	0	5.15087
0.3	24300	130669.2	129892.2	709.2	20.0	47.8	67.8	0.000	0	6.28866
0.4	28800	174225.6	172987.5	1107.7	34.6	95.7	130.3	0.000	0	7.06648
0.5	32400	217782.0	216024.4	1584.1	52.7	120.7	173.4	0.000	0	7.84402
0.6	40500	261338.4	258948.9	2169.5	74.2	145.7	219.9	0	0	7.52212
0.7	45900	304894.8	301753.5	2846.4	98.9	196	294.9	0	0	7.73429
0.8	49500	348451.2	344516.4	3607.1	126.7	201	327.7	0	0	8.18815
0.9	59400	392007.6	387121.4	4468.7	157.3	260.3	417.6	0	0	7.66729
1	64800	431970	426008	5426	190.5	345.5	536	0	0	7.73435
1.1	71100	431970	424889.7	6452.5	223.9	403.9	627.8	0	0	7.03052
1.2	79200	431970	423705.9	7545.8	256.4	461.9	718.3	0	0	6.29391
1.3	81000	431970	422465.7	8689.5	288	526.8	814.7	0	0	6.13603
1.4	83700	431970	421192.6	9877.1	318.6	581.7	900.3	0	0	5.92020
1.5	92700	431970	419898.3	11116.3	348.2	607.1	955.4	0	0	5.32900
1.6	93600	431970	418581	12394.8	377	617.1	994.1	0	0	5.26120
1.7	99900	431970	417205.1	13707.9	404.9	652.1	1057	0	0	4.91321
1.8	103500	431970	415807.3	15038.8	431.9	692	1123.9	0	0	4.72643
1.9	107100	431970	414411.3	16382.9	458	717.9	1175.9	0	0	4.55222
4.9	210600	431970	366061	62440.8	924.1	2544.1	3468.2	0	0	2.04492
9.9	360000	431970	300704.1	124543.2	1374.4	5348.3	6697.7	25	0	0.98269
14.9	490500	431970	266628.6	154685.1	2606.9	8049.5	9204.7	1451.7	0	0.63951
19.9	605700	431970	251273.9	166114.9	3987.1	10594.2	10432.9	4148.4	0	0.48806
24.9	733500	431970	244108.6	170162.2	4442.5	13256.6	10646.5	7052.6	0	0.39153
29.9	854100	431970	239250.6	171701.1	4654.7	16363.6	11570	9448.3	0	0.32955
34.9	957600	431970	235744.8	172383	5006.8	18835.4	13876.4	9965.8	0	0.28963
39.9	1032300	431970	231870.4	172782	5787.4	21472.8	16660.3	10599.9	57.4	0.26425
44.9	459000	431970	72878.1	173073.5	7310.7	23169	16699	13719	155588.6	0.18680
45	437400	431970	63289.4	173075.7	7320.4	23169	16637.7	13787.7	165163.3	0.17023
45.1	414000	431970	53961	173077.8	7328.6	23169	16567	13865	174479.3	0.15334
45.2	389700	431970	45739.8	173079.6	7335.7	23201.5	16517	13953.4	182657.5	0.13808
45.3	361800	431970	37931.9	173081.3	7341.6	23211	16443	14041.3	190448	0.12334

45.4	345600	431970	30625	173082.7	7346.4	23225	16333.2	14168.9	197734.7	0.10425
45.5	313200	431970	24613.6	173084	7350.2	23244.1	16276	14246.9	203724.1	0.09246
45.6	279000	431970	19119.8	173085.1	7353.2	23244.1	16151.1	14374	209214.9	0.08062
45.7	258300	431970	14448.9	173086.1	7355.5	23253.8	16087.1	14446.5	213877.3	0.06581
45.8	234000	431970	10804.4	173086.8	7357.2	23253.8	15959.4	14571.8	217524	0.05432
45.9	207900	431970	7767.2	173087.5	7358.5	23272.4	15859.4	14689.6	220543	0.04395
46	180900	431970	5428.3	173087.9	7359.4	23272.4	15760.5	14787.2	222882.7	0.03530
46.1	164700	431970	3703.7	173088.3	7360	23272.4	15706	14841.3	224607.3	0.02646
46.2	131400	431970	2373.7	173088.6	7360.4	23277	15663.9	14888.4	225932	0.02125
46.3	112500	431970	1450.3	173088.8	7360.6	23277	15632.6	14916.5	226858.4	0.01517
46.4	91800	431970	965.3	173089	7360.8	23277	15568.4	14980.1	227343.7	0.01237
46.5	70200	431970	648.5	173089.2	7360.9	23277	15479.6	15068.8	227660.5	0.01087
46.6	50400	431970	466.9	173089.3	7361	23277	15398	15147.3	227844.9	0.01090
46.7	33300	431970	256.5	173089.3	7361	23277	15302.2	15240.1	228058.3	0.00906
46.8	20700	431970	113.4	173089.4	7361.1	23277	15221.4	15320.7	228201.5	0.00645
46.9	13500	431970	85.1	173089.4	7361.1	23277	15122.5	15419.4	228230	0.00742
47	6300	431970	37.6	173089.4	7361.1	23277	15068.6	15473	228277.7	0.00702
47.1	3600	431970	18.7	173089.4	7361.1	23277	14984.2	15556.9	228297.1	0.00611
47.2	900	431970	4.7	173089.4	7361.1	23277	14859.5	15680.8	228312	0.00614
47.3	0	431970	0	173089.4	7361.1	23277	14805.9	15734.4	228316.6	0.00000

Таблица 7.2.4. Процентное изменение (%) основных характеристик аварийного разлива нефти и загрязнения моря при движении по 2-й траектории

Время	Масса ДТ на поверхности моря (%)	Испарившаяся масса ДТ (%)	Диспергированная масса ДТ (%)	Масса ДТ перешедшая из пятна в воду (%)	Масса ДТ в воде (%)	Масса ДТ на дне (%)	Масса ДТ на берегу (%)
час	%	%	%	%	%	%	%
0.1	99.598	0.355	0.006	0.041	0.047	0	0
0.2	99.514	0.438	0.011	0.038	0.048	0	0
0.3	99.405	0.543	0.015	0.037	0.052	0	0
0.4	99.289	0.636	0.02	0.055	0.075	0	0
0.5	99.193	0.727	0.024	0.055	0.08	0	0
0.6	99.086	0.83	0.028	0.056	0.084	0	0
0.7	98.97	0.934	0.032	0.064	0.097	0	0
0.8	98.871	1.035	0.036	0.058	0.094	0	0
0.9	98.754	1.14	0.04	0.066	0.107	0	0
1	98.62	1.256	0.044	0.08	0.124	0	0
1.1	98.361	1.494	0.052	0.093	0.145	0	0

1.2	98.087	1.747	0.059	0.107	0.166	0	0
1.3	97.8	2.012	0.067	0.122	0.189	0	0
1.4	97.505	2.287	0.074	0.135	0.208	0	0
1.5	97.205	2.573	0.081	0.141	0.221	0	0
1.6	96.9	2.869	0.087	0.143	0.23	0	0
1.7	96.582	3.173	0.094	0.151	0.245	0	0
1.8	96.258	3.481	0.1	0.16	0.26	0	0
1.9	95.935	3.793	0.106	0.166	0.272	0	0
2	95.604	4.114	0.112	0.17	0.282	0	0
5	84.382	14.81	0.216	0.592	0.808	0	0
10	69.373	29.038	0.322	1.267	1.583	0.006	0
15	61.615	35.892	0.609	1.883	2.15	0.342	0
20	58.115	38.485	0.927	2.473	2.425	0.975	0
25	56.488	39.403	1.03	3.079	2.464	1.645	0
30	55.351	39.753	1.079	3.817	2.698	2.198	0
35	54.545	39.908	1.162	4.385	3.239	2.307	0
40	53.641	40	1.346	4.999	3.888	2.456	0.014
45	14.651	40.067	1.695	5.364	3.852	3.192	38.235
45.1	12.492	40.067	1.697	5.364	3.835	3.21	40.392
45.2	10.589	40.068	1.698	5.371	3.824	3.23	42.285
45.3	8.781	40.068	1.7	5.373	3.807	3.251	44.088
45.4	7.09	40.068	1.701	5.377	3.781	3.28	45.775
45.5	5.698	40.069	1.702	5.381	3.768	3.298	47.162
45.6	4.426	40.069	1.702	5.381	3.739	3.328	48.433
45.7	3.345	40.069	1.703	5.383	3.724	3.344	49.512
45.8	2.501	40.069	1.703	5.383	3.695	3.373	50.356
45.9	1.798	40.069	1.703	5.388	3.671	3.401	51.055
46	1.257	40.069	1.704	5.388	3.649	3.423	51.597
46.1	0.857	40.07	1.704	5.388	3.636	3.436	51.996
46.2	0.55	40.07	1.704	5.389	3.626	3.447	52.303
46.3	0.336	40.07	1.704	5.389	3.619	3.453	52.517
46.4	0.223	40.07	1.704	5.389	3.604	3.468	52.63
46.5	0.15	40.07	1.704	5.389	3.583	3.488	52.703
46.6	0.108	40.07	1.704	5.389	3.565	3.507	52.746
46.7	0.059	40.07	1.704	5.389	3.542	3.528	52.795
46.8	0.026	40.07	1.704	5.389	3.524	3.547	52.828
46.9	0.02	40.07	1.704	5.389	3.501	3.57	52.835
47	0.009	40.07	1.704	5.389	3.488	3.582	52.846
47.1	0.004	40.07	1.704	5.389	3.469	3.601	52.85
47.2	0.001	40.07	1.704	5.389	3.44	3.63	52.854
47.3	0	40.07	1.704	5.389	3.428	3.642	52.855
47.4	0	40.07	1.704	5.389	3.409	3.66	52.856

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

47.5	0	40.07	1.704	5.389	3.397	3.672	52.856
47.6	0	40.07	1.704	5.389	3.377	3.691	52.856
47.7	0	40.07	1.704	5.389	3.364	3.704	52.857
47.8	0	40.07	1.704	5.389	3.345	3.722	52.858
47.9	0	40.07	1.704	5.389	3.334	3.734	52.858
48	0	40.07	1.704	5.389	3.31	3.756	52.858
48.1	0	40.07	1.704	5.389	3.302	3.764	52.858
48.2	0	40.07	1.704	5.389	3.29	3.777	52.858
48.3	0	40.07	1.704	5.389	3.262	3.803	52.86
48.4	0	40.07	1.704	5.389	3.245	3.818	52.861
48.5	0	40.07	1.704	5.389	3.229	3.835	52.861
48.6	0	40.07	1.704	5.389	3.219	3.845	52.862
48.7	0	40.07	1.704	5.389	3.196	3.867	52.862
48.8	0	40.07	1.704	5.389	3.183	3.877	52.864
48.9	0	40.07	1.704	5.389	3.166	3.895	52.864
49	0	40.07	1.704	5.389	3.145	3.915	52.864
49.1	0	40.07	1.704	5.389	3.126	3.933	52.865
49.2	0	40.07	1.704	5.389	3.113	3.946	52.866
49.3	0	40.07	1.704	5.389	3.092	3.967	52.866
49.4	0	40.07	1.704	5.389	3.066	3.993	52.866
49.5	0	40.07	1.704	5.389	3.054	4.005	52.866

8 ВЫВОДЫ

При анализе результатов моделирования аварийных разливов в основу был положен методологический подход, подробно изложенный в разделах 2, 7 и приложении 1. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. Результаты проведенного статистического анализа показывают, что аварийные сбросы ДТ с величиной 431.97т (502,3 м³) при объемах использования до 7501т за весь срок работ, по вероятности ($3.28 \cdot 10^{-05}$) попадают во 2-ю категорию редких событий ($10^{-6} < p < 10^{-4}$), т.е. такие события случались в мировом масштабе, но всего несколько раз. По масштабу (более 400 м³) такая авария относится к категории катастрофических (травмы и гибель небольшого числа окружающих жителей или травмы и гибель большого числа работающих на объектах; значительное повреждение объектов; значительный и продолжительный ущерб причиняется двум и более природным ресурсам).
2. За полное время отслеживания маркеров в траекторном анализе (720 часов) заметно преобладание в движении пятна в направлении на запад или северо-запад Черного моря. Приведенные результаты показывают, что в распределении зон возможного попадания разлива ДТ наблюдается существенная асимметрия. Пятно распространяется вдоль берега с преобладающим перемещением в западном направлении. Эта асимметрия обусловлена особенностью метеорологических характеристик данного района, выраженную в преобладании ветров северо-восточного румба и западно-направленных течений.
3. В первый час зона маркеров имеет размер около 10 км, в первые 50 часов, область распространения разлива занимает область несколько вытянутую вдоль берега длиной около 70 км и уходит в море на 40км. При этом пятно ДТ уже за это время может попасть на берег в районе Анапы на северо-западе и Цемесской бухты на юго-востоке. Длина береговой линии потенциально уязвимой в этом временном интервале составляет около 60км. Вероятность попадания на берег равна как в этом, так и в других вариантах около 50%, т.е. примерно половина маркеров попадает на берег, а другая половина уходит в море.
4. В первые 100 часов область распространения нефтяного разлива занимает вытянутую вдоль берега область от Геленжика до м. Панагия длиной больше 130 км и уходит в море примерно на такое же расстояние. При этом достижимая область существенно увеличила свои размеры в северо-западном направлении и достигла Таманского п-ва в районе м. Железный Рог - м. Панагия.
5. В дальнейшем при движении маркеров больше 100 и меньше 720 часов область достигает всего южного берега Крыма вплоть до его юго-западного участка. Также существует не нулевая вероятность проникновения пятна в Азовское море.

6. На Рис.7.1.12-7.1.13 показаны времена достижения различных участков акватории и/или берега при разливе ДТ. Из этого рисунка следует, что области от Абрау-Дюрсо до Анапы пятно достигает в первые 5-30 часов, северо-западнее Анапы в районе южной границы Таманского по-ва (Анапа – м.Панагия) пятно может достичь за время порядка 100 часов, области в районе южной границы Керченского полу острова (от Керченского пролива до Феодосийского залива) пятно может достичь за время около 250 часов, для достижения юго-восточного берега Крыма (район Алушта-Феодосия) потребуется от 250 до 380 часов. Минимальное время достижения береговой линии южной оконечности Крымского п-ва (Форос-Алупка-Ялта) составляет около 430 часов, а юго-западного берега Крыма (Балаклава-Орлиное) более 600 часов. Время проникновения в Азовское море оценивается в 600 час.
7. Пятно ДТ может уплыть в море, не достигая берегов, и там выветриться. Если считать, что летнее дизельное топливо содержит относительно тяжелые компоненты с температурой кипения выше 300°C (см. Таблицу 6.1.1.), то пятно может путешествовать более 500 час постепенно превращаясь в желтый мусс, при этом на поверхности останется около 3% объема разлива.
8. Для характеристики выветривания необходимо рассматривать судьбу конкретных разливов, которые характеризуются точкой сброса, объемом и траекторией. Последняя определяется моментом начала (относительно календарного года) и окончания. Часть траекторий достаточно быстро достигают берега, другие простираются вдоль берега и только в конце попадают на берег или уходят в центральную часть моря пока не выветрятся. Положение точки разлива ДТ рассматриваемой в моделировании приведено на Рис.7.1.1. Положение пятна ДТ на разные моменты времени показано на Рис. 7.2.1., на берегу 7.2.2., на дне 7.2.3. для первой траектории и на Рис. 7.2.4., 7.2.5., 7.2.6. для второй траектории соответственно. Результаты расчетов выветривания ДТ на различные моменты времени (масса на поверхности, испарившейся и диспергированной части, количество оказавшейся на берегу и т.п.) в рассмотренных случаях приведены в Таблицах 7.2.1.-7.2.2. при движении по 1-й траектории и в Таблицах 7.2.3.-7.2.4. при движении по 2-й траектории.
9. При рассмотрении выветривания рассматривалось два варианта движения пятна. В первом варианте пятно двигалось петлеобразно, но в основном в западном направлении и через 380 час достигало берега в районе Феодосийского залива. Во втором варианте пятно двигалось на север и уже менее чем через 50 час попадало на берег на участке Абрау-Дюрсо – Анапа.
10. Из результатов проведенного моделирования вытекает, что при движении по 1-й траектории площадь пятна достигнет 4.9 км², при этом толщина равна 19 мкм. Максимальная толщина в начале разлива равна 5.5мм. Как видно из приведенных данных в рассматриваемых условиях при движении по 1-й траектории пятно попадает

на берег через 370 часов в районе Нового Света на расстоянии 170км от точки сброса. При этом около 50% (218т) испаряется, 12.6% (54.6т) переходит в диспергированное состояние, 19% (82т) выпадает на дно, 18% (78.5т) попадает на берег. Необходимо отметить, что состав углеводородов принятый для моделирования характеризуется довольно большим содержанием тяжелых фракций и приближается по своим характеристикам к летнему дизельному топливу. Для оценки длины пораженной береговой линии рассмотрим Рис.7.2.6. Из него следует, что ДТ попало в 3 ячейки с общей длиной стороны 9км. В то же время из Таблицы 7.2.3. следует что на берег попало 78.5т ДТ. Считаем, что при попадании 10т поражается длина берега равная около 1км. Т.о. в рассматриваемом случае длина пораженной береговой линии будет около 7.8 км.

11. В Таблице 7.2.3.-7.2.4. показан баланс масс при движении пятна по 2-й траектории. Максимальная площадь пятна 1.04км² при толщине 260мкм. Максимальная толщина 8мм. Как видно в этом случае через 49час около 40.1% (173т) испаряется, 1.7% (7.3т) масса, поступившая в воду за счет диспергирования, 4.0% (17т) выпадает на дно, 52.8% (228.3т) попадает на берег. Для оценки длины пораженной береговой линии рассмотрим Рис.7.2.6. Из Таблицы 7.2.4. следует что на берег попало 228.3т ДТ. Считаем, что при попадании 10т поражается длина берега равная около 1км. Т.о. в рассматриваемом случае длина пораженной береговой линии будет около 22.8 км.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ «ЭКО-РИСК»

П 2.1. Математическая формулировка модели нефтяного разлива

Наиболее полное математическое описание растекания нефтяных разливов базируется на уравнениях динамики тонких пленок, формулируемых для усредненных по толщине пленки параметрах процесса [ASCE, 1996]. В работе [Nihoul, 1980] показано, что если пренебречь силами инерции (членами с конвективной нелинейностью в уравнениях теории мелкой воды)¹, то уравнения этой модели могут быть существенно упрощены, и изменение толщины нефтяной пленки H в процессе ее растекания по поверхности водоема может быть описано с помощью двумерного уравнения переноса и диффузии

$$\frac{\partial H}{\partial t} + \frac{\partial(Hu)}{\partial x} + \frac{\partial(Hv)}{\partial y} - \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial H}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(D \frac{\partial H}{\partial y} \right) = \frac{\dot{m}}{\rho_0} \quad (\text{П 2.1})$$

с нелинейным коэффициентом диффузии

$$D = gH^2 (\rho - \rho_0) \cdot \rho_0 / (\rho \cdot f) + 2\sigma H^2 / (H_{\max}^2 \cdot f),$$

зависящим от толщины пленки. Здесь g – ускорение свободного падения, ρ и ρ_w – плотность нефти и воды под нефтью, $f=10^{-5} \div 2 \cdot 10^{-2}$, кг/(м²с), – эмпирический коэффициент трения пленки нефти о подстилающую водную поверхность. Первое слагаемое в этом выражении отвечает за растекание под действием сил давления и трения, а второе учитывает силы поверхностного натяжения. При этом вектор $\bar{v} = (u_{cx} + 0.03W_x, u_{cy} + 0.03W_y)$ в уравнении (П 2.1) интерпретируется как скорость адвективного переноса нефти, вызванного движением воды под нефтью и атмосферным ветровым воздействием. \dot{m} / ρ_0 – характеризует все источники и стоки за счет испарения, диспергирования, эмульсификации, фотоокисления и т.п.

В рассматриваемом подходе все процессы растекания описываются в виде нелинейного диффузионного члена, вид которого следует из уравнений «мелкой воды». Почему такое приближение формально подходит для описания процесса растекания нефтяного разлива? Это обусловлено свойством нелинейного уравнения диффузии (П 2.1), в котором фронт волны (граница разлива) распространяется с конечной скоростью. Покажем это на примере осесимметричной задачи диффузии:

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(D \frac{\partial H}{\partial r} \right) \quad (\text{П 2.2})$$

¹ На практике это предположение практически всегда выполняется (за исключением, возможно, самой начальной стадии растекания пленки)

с коэффициентом

$$D[m^2/c] = gH^2(\rho - \rho_0) \cdot \rho_0 / (\rho \cdot f) \equiv aH^2,$$

$$a[1/c] = g(\rho - \rho_0) \cdot \rho_0 / (\rho \cdot f)$$

Можно показать, что решение такой задачи представляется в следующем виде:

$$H[m] = \left(\frac{V}{at}\right)^{1/3} \times \frac{\xi_0}{6^{1/2}} \left(1 - \frac{\xi^2}{\xi_0^2}\right)^{1/2}, \quad r_\phi = \xi_0 (aV^2t)^{1/6},$$

$$\xi = \frac{r}{(aV^2t)^{1/6}}, \quad \xi_0 = \left(\frac{4 \times 6^{1/2}}{6\pi}\right)^{1/3}. \quad (\text{П 2.3})$$

где $V[m^3]$ объем нефтяного разлива, $r_\phi = \xi_0 (aV^2t)^{1/6}$ радиус нефтяного разлива.

Модель Фэя для растекания. Наиболее подробно с физико-гидродинамической точки зрения процесс растекания рассмотрел Дж. Фэй [Fay J.A., 1969], который установил, что в процессе растекания нефтяного пятна, на поверхности воды можно условно выделить три стадии: гравитационно-инерционную, гравитационно-вязкую и стадию поверхностного натяжения и вязкости. Для каждой стадии найдены приближенные выражения, определяющие зависимость радиуса пятна от времени [Foda M., Cox R. G., 1980].

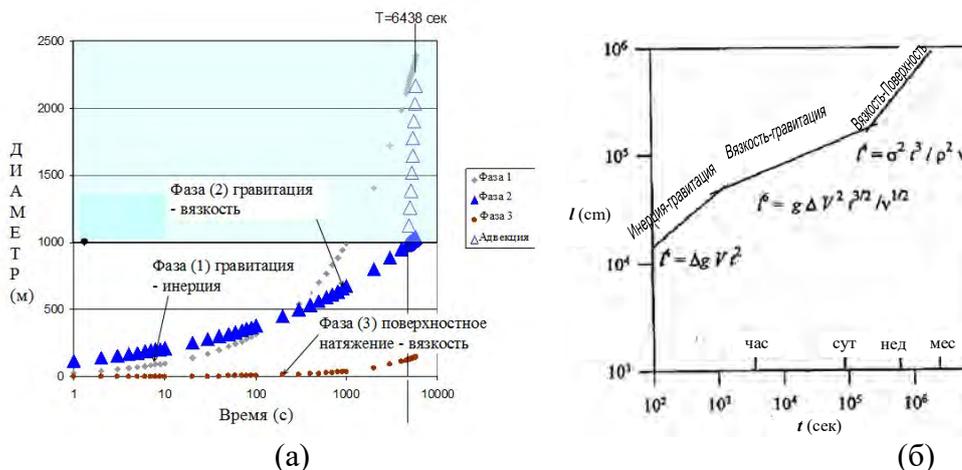


Рис. П 2.1. Относительная роль (а) и продолжительность (б) фаз при растекании нефти

Первая стадия продолжается меньше 1 часа. Преобладающие силы на этой стадии - силы гравитации и инерции (Рис. П 2.1.):

инерция ≈ градиент давления

$$\rho \ddot{r} \approx \nabla P \Rightarrow \frac{\rho R}{t^2} \approx \Delta \rho \cdot g \cdot H \times \frac{\partial H}{\partial l} \approx \Delta \rho \cdot g \cdot \frac{V}{R^2} \times \frac{1}{R} \quad (\text{П 2.4})$$

из него следует:

$$R = K_{gi}(\Delta g \cdot t^2 \cdot V)^{1/4} \quad (\text{П 2.5})$$

где R – радиус пятна, K_{gi} – эмпирический коэффициент, V – начальный объем разлитой нефти (м^3), t – время с момента разлива (сек), $\Delta g = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o} g$, g – ускорение свободного падения ($\text{м} / \text{сек}^2$).

Вторая стадия длится примерно сутки - двое с начала разлива. Преобладающие силы на этой стадии - силы гравитации и вязкости (Рис. 1), т.о. формулу для этой стадии можно получить на основании баланса этих сил (Buckmaster, J. 1973):

вязкость \approx градиент давления

$$\rho v \Delta \dot{r} \approx \nabla P \Rightarrow \rho v \frac{R}{t} \frac{1}{\delta \times h} \approx \frac{\Delta \rho \cdot g \cdot V}{R^2} \times \frac{1}{R} \quad (\text{П 2.6})$$

$$R^6 = \frac{\Delta g \cdot V^2 \cdot t^{3/2}}{v^{1/2}} \frac{\delta}{(v \cdot t)^{1/2}}$$

оценивая толщину погранслоя $\delta \approx (v \cdot t)^{1/2}$, получаем:

$$R = K_{gv} \left(\frac{\Delta g \cdot V^2 \cdot t^{3/2}}{v^{1/2}} \right)^{1/6} \quad (\text{П 2.7})$$

где K_{gv} – эмпирический коэффициент, v – коэффициент кинематической вязкости нефти ($\text{м}^2 / \text{сек}$).

Третья стадия длится после второй. Преобладающие силы на этой стадии - силы поверхностного натяжения и вязкости (Рис. 1):

вязкость \approx поверхностное натяжение

$$\rho v \Delta \dot{r} \approx \frac{T}{V} \Rightarrow \rho v \frac{R}{t} \frac{1}{\delta \times h} \approx \frac{\sigma R}{V} \Rightarrow \rho v \frac{R^3}{t} \frac{1}{\delta \times h \times R^2} \approx \frac{\sigma R}{V} \Rightarrow \quad (\text{П 2.8})$$

$$\Rightarrow \rho v \frac{R^3}{t} \frac{1}{\delta \times V} \approx \frac{\sigma R}{V} \Rightarrow \rho v \frac{R^3}{t} \frac{1}{\delta} \approx \sigma R \Rightarrow \rho v \frac{R^4}{t} \frac{1}{\delta} \approx \sigma R^2 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow R^4 \approx \frac{\sigma t}{\rho v} \delta R^2 \approx \frac{\sigma t}{\rho v} \frac{\sigma t^2}{\rho} \approx \frac{\sigma^2 t^3}{\rho^2 v}$$

$$R \approx K_{iv} \left(\frac{\sigma_{ow}^2 \cdot t^3}{\rho_w^2 \cdot v_w} \right)^{1/4} \quad (\text{П 2.9})$$

где K_{iv} – эмпирический коэффициент, σ ($\text{мН} / \text{м}$) – коэффициент поверхностного натяжения (как следует из таблицы 6 во многих случаях коэффициент поверхностного натяжения поверхности вода нефть близок к соответствующему коэффициенту поверхности вода-воздух).

Сравнение радиуса по формуле Фэя (П 2.7) и по формуле (П 2.3) при параметрах показанных в Таблице 1 приведено на Рис.3. Сводка формул Фэя приведена в таблице 3.

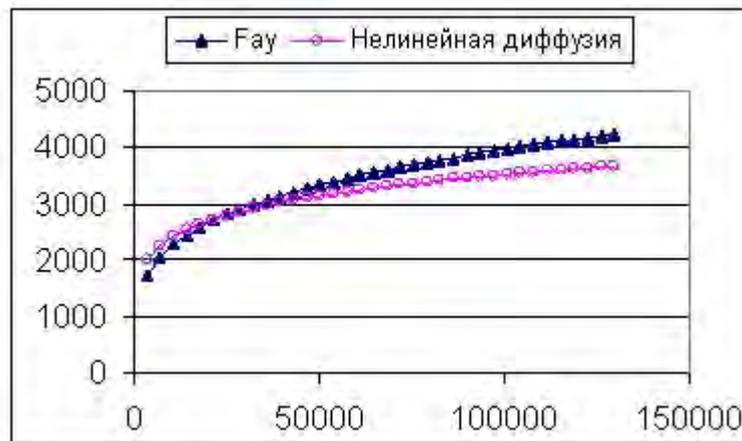


Рис. П 2.2. Сравнение радиуса по формуле Фэя (П 2.7) и по формуле (П 2.3) при параметрах показанных в Таблице 1.

Таблица П 2.1.

Параметры нефтяного разлива, используемые в сравнении

$V [м^3]$	$g [м/с^2]$	$\rho_w [кг/м^3]$	$\rho_{oil} [кг/м^3]$	$g' [м/с^2]$
100 000	9,81	1023	808	2,06173
$\nu [м^2/с]$	$\sigma [Н/м]$	$\xi_0 [б/р]$	$f \left[\frac{кг}{м^2 \text{ сек}} \right]$	$a [1/с]$
0,000008	0,0187	0,804041	0,0003	7030500

Таблица П 2.2.

Обозначение и примерное значение величин для формул Фэя

Название	Обозначение	Единицы	Комментарий
время	t	Сек	
Объем разлитой нефти	V	м3	
ускорение силы тяжести	$g = 9.8$	м/с2	
плотность морской воды	$\rho_w = 1024$	кг/м3	
плотность нефти	$\rho_o = 860$	кг/м3	
редуцированное ускорение силы тяжести	$\Delta g = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_w} g = 1.56$	м/с2	В знаменателе плотность воды!

кинематическая вязкость [$1\text{сСт} = 10^{-6}$ ($\text{м}^2/\text{сек}$)]	$\nu = 8 \cdot 10^{-6}$	$\text{м}^2/\text{сек}$	
коэффициент поверхностного натяжения	$\sigma = 18.7 \cdot 10^{-3}$	Н/м	Обычно измеряется в $\text{мН/м} = 10^{-3}\text{Н/м}$

Таблица П 2.3.
Сводка формул Фэя

Фаза	формула	Коэф фициент	Обоз начение коэф- фициентов
Инерция - гравитация	$R = K_{gi} (\Delta g \cdot t^2 \cdot V)^{1/4}$	1.14	K_{gi}
Гравитация - вязкость	$R = K_{gv} \left(\frac{\Delta g \cdot V^2 \cdot t^{3/2}}{\nu^{1/2}} \right)^{1/6}$	0.98	K_{gv}
Вязкость – поверхностное натяжение	$R \approx K_{tv} \left(\frac{\sigma_{ow}^2 \cdot t^3}{\rho_w^2 \cdot \nu_w} \right)^{1/4}$	1.6	K_{tv}

Формулы Маккея для площади растекания. Маккей [Mackay D., Buist I., Mascaraenas R., Paterson S., 1980] разработал модель тонкого и толстого сликов. Толстый слик занимает небольшую площадь и снабжает тонкий слик, который занимает много большую площадь. Но количество нефти в тонком слике много меньше чем в толстом. Сводка формул Маккея приведена в Таблице 4, в Таблице 5 приведено определение величин, входящих в формулы Маккея, а в таблице 6 дано сравнение различных параметров важных для растекания.

Таблица П 2.4.

Сводка формул Маккея

Уравнение	формула	комментарий
уравнение тонкого слика	$\frac{dA_m}{dt} = K_1 \cdot A_m^{0.33} \cdot \exp\left(-\frac{K_2}{h_{tk}}\right)$	
уравнение толстого слика	$\frac{dA_{tk}}{dt} = K_3 \cdot A_{tk}^{0.33} \cdot h_{tk}^{0.33} - \frac{1}{h_{tk}} \frac{dV_m}{dt}$ или $\frac{dA_{tk}}{dt} = K_3 \cdot A_{tk}^{0.33} \cdot h_{tk}^{0.33} - \frac{h_m}{h_{tk}} \frac{dA_m}{dt}$	
формула толщины толстого слика	$h_{tk} = \frac{V_{tk}}{A_{tk}}$	

формула объема толстого слика	$V_{tk} = V - V_m = V - A_m \cdot h_m \approx V$	т.е. объем толстого слика равен полному объему разлитой нефти за вычетом объема в тонком слике, которым можно пренебречь
формула объема тонкого слика	$V_m = A_m \cdot h_m$	h_m постоянная толщина тонкого слика

Таблица П 2.5.

Обозначение и примерное значение величин для формул Маккея

Название	Обозначение	Величина	Единицы	Комментарий
время	t		Сек	
площадь тонкого слика	A_m		м ²	
площадь толстого слика	A_{tk}		м ²	
объем разлитой нефти	V		м ³	
объем тонкого слика	V_m		м ³	
объем толстого слика	V_{tk}		м ³	
толщина тонкого слика	h_m	10^{-6}	м	Постоянная величина
толщина толстого слика	h_{tk}	$10^{-2} \div 10^{-4}$	м	
1-я константа в уравнении для тонкого слика	K_1	1		
2-я константа в уравнении для тонкого слика	K_2	0.0015	м	Размерная, предельная толщина толстого слика, когда прекращается связь с тонким сликом, поскольку последний прекращает расти
константа в уравнении для толстого слика	K_3	150	1/сек	

Таблица П 2.6.

Сравнительные свойства нефти и других жидкостей важные для описания процесса выветривания

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

Название	Плотность	Динамическая вязкость (20°C)	Кинематическая вязкость (20°C)	Коэффициент поверхностного натяжения
	ρ	μ	ν	σ
	кг/м ³	10 ⁻³ (Па сек)= 1 сПз	10 ⁻⁶ (м ² /сек)= 1 сСт	(мН/м) = дин/см
Октан (C ₈ H ₁₈)	698,7	0,62	0,7	21,76
Вода	1000	0,82	0,8	71,2
Дизельное топливо	860	3,01	3,5	Воздух – нефть 26,0 Вода – нефть 28,0
Сырая нефть с месторождения Экофиск (Ekofisk oil)	808	6,46	8	18,7
Нефть до выветривания (сырая нефть с месторождения Prudhoe Bay)	900	82,80	92	30
Нефть после выветривания (сырая нефть с месторождения Prudhoe Bay)	914	201,08	220	28
Эмульсифицированная нефть (сырая нефть с месторождения Prudhoe Bay)	992	55552,00	56000	26

Расчет испарения. Запишем уравнение, определяющее изменение массы отдельной фракции за счет испарения с течением времени в следующем виде (Maskau D. 1973):

$$\frac{dM_i}{dt} = -kAf_i \frac{\mu_i P_i}{R_0 \cdot T_{oil}} \quad (\text{П 2.10})$$

где $t(c)$ - время, $M_i(kz)$ - масса фракции, $A(m^2)$ – площадь нефтяного пятна, ветровой коэффициент $k(m/c)$ определяется по скорости ветра в виде зависимости

$$k = \begin{cases} 0.0018 \cdot W^{0.78} & , W \geq 4 \text{ м/с} \\ 0.005 & , W < 4 \text{ м/с} \end{cases} \quad (\text{П 2.11})$$

молярная доля f_i фракции определяется в виде $f_i = \frac{M_i}{\sum_j \frac{M_j}{\mu_j}}$, μ_i (кг) - молярная масса,

$R_0 = N_0 \cdot k \approx 8,312 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{°K}}$ - универсальная газовая постоянная, T_{oil} - температура нефти в

°K , $P_i \left(\text{Па} \equiv \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3} \right)$ парциальное давление насыщенного пара нефти над разлитой фракцией

(определяет скорость испарения нефти), $P_i = 10^{\frac{\alpha - \beta}{\gamma + t} + \lg \delta}$, где t - температура нефти в °C ,

$\delta = \frac{101325}{760}$ переводной коэффициент (из мм Нг в Па), α, β, γ - коэффициенты, определяющие летучесть фракции (Lange's Handbook Of Chemistry, 1999). Фракционный состав некоторых углеводородов и их характеристики приведены в Таблица П 2.х 7.

Таблица П 2.7.

Характеристика некоторых углеводородов

№ фракции	Описание	Газолин	Легкое дизельное топливо	Дизельное топливо № 2	Нефть № 6 (смазочное масло)	Компоненты аналоги*)	Давление насыщенного пара при 25 град.С, доли атм. давления	Плотность	Температура кипения	Молярный вес
Алканы										
1	C5-C6	27	0	0	0	Пентан C5H12	0.646038288	626.2	34.8	72
2	C6-C8	27	0	0	0	Гексан C6H14	0.15110925	657.75	69	86
3	C8-C10	16	5	5	1	Декан C10H22	0.001600179	725.75	174	142
4	C10-C12	12	24	19	5	Додекан C12H26	0.000267384	743.75	216.3	170
5	C12-C16	0	31	26	17	Гексадекан C16H34	0.000012487	753.75	286.8	226
6	C16-C21	0	7	17	26	н-Нонадекан C19H40	0.000002498	970	329.8	268
7	C21-C34	0	3	3	32	Пентакозан C25H52	0.000000096	801.2	401	352

² Напомним, 1 моль количества вещества содержит $N_0 \approx 6,022 \cdot 10^{23}$ молекул, молярная масса – масса 1 моля,

может быть выражена как в $K\mathcal{Z}$ (в СИ) так и \mathcal{Z} (в СГС), $T^\circ K \approx 27315 + T^\circ C$.

Ароматическое										
	C7-C8	0		0	0	Толуол C7H8	0.039759052	866	107.8	92
1	C8-C10	6	3	1	0	Бутилбензол C10H14	0.001256072	820	184.8	134
2	C10-C12	12	9	6	1	Дифенил C12H10	0.000065426	830	256.8	154
3	C12-C16	0	15	12	3	Фенантрен C14H10	0.000003857	1065.5	340	178
4	C16-C21	0	2	9	7	Хризен C18H12 1,4-дифенилбензол C18H14	0.000000000	1270 1234	448	228 230
5	C21-C34	0	1	2	8	Бензо(б)нафтацен C22H14	0.000000000	1801	>500	278

Диспергирование. Используем алгоритм, предложенный в работе (Audunson Т. 1979), который в работе (Read М., Gundlach Е., Кана Т.) имеет следующий вид

$$\frac{dm}{dt} = -0.4m \exp(-0,5t) \frac{W^2}{W_0^2} \quad (\text{П 2.12})$$

здесь t [сут] – время, m [кг] – масса разлива; W [м/с] – скорость ветра, $W_0 = 8,5$ [м/с] – пороговая скорость ветра. Константа 0.4 имеет размерность 1/сут, константа 0.5 также имеет размерность 1/сут.

Перепишем его так:

$$\frac{dm}{dt} = -a \cdot \frac{W^2}{W_0^2} \cdot m \cdot e^{(-bt)} \quad (\text{П 2.13})$$

здесь t [сек] – время, m [кг] – масса разлива; W [м/с] – скорость ветра, $W_0 = 8,5$ [м/с] – пороговая скорость ветра.

$$a = \frac{0.4}{24 \cdot 3600} = 4.62963 \cdot 10^{-6} \left[\frac{1}{\text{сек}} \right], \quad b = \frac{0.5}{24 \cdot 3600} = 5.78704 \cdot 10^{-6} \left[\frac{1}{\text{сек}} \right].$$

Решение уравнения (П 2.2) имеет вид (считаем, что скорость не меняется со временем):

$$\frac{m}{m_0} = e^{-a \cdot \frac{W^2}{W_0^2} (1 - e^{-bt})} \quad (\text{П 2.14})$$

Во втором подходе используется алгоритм, предложенный в работе (Maskay D. et al., 1980):

$$\frac{dm}{dt} = 0.11m \frac{(1+W)^2}{(1+50\mu^{0.5}H \cdot \sigma)} \quad (\text{П 2.15})$$

здесь t [час] – время, m [кг] – масса разлива; W [м/с] – скорость ветра; H [см] – толщина slicka; μ [сП] – вязкость; σ [дин/см] – поверхностное натяжение. Величина

$$0.11 \frac{(1+W)^2}{(1+50\mu^{0.5}H \cdot \sigma)}$$

имеет размерность 1/час. Это уравнение можно записать:

$$\frac{dm}{dt} = -c \cdot m \quad (\text{П 2.16})$$

где

$$c = \frac{0.11}{3600} \frac{(1+W)^2}{(1+50\mu^{0.5}H \cdot \sigma)} \left[\frac{1}{\text{сек}} \right].$$

Решение уравнения (П 2.5) имеет вид:

$$\frac{m}{m_0} = e^{-c \cdot t} \quad (\text{П 2.17})$$

Таблица П 2.8.

Параметры для сравнения формул (П 2.12) и (П 2.13)

μ	h_{oil}	σ	W
сПз	см	дин/см	м/с
3.01	0.5	26	12

Обе формулы (П 2.1), (П 2.4) относятся ко всей массе разлива. Их сравнение приводится в Таблице 7, из которой следует, что до 3,5 сут формулы дают близкие результаты.

Таблица П 2.9. Сравнение формул (П 2.1), (П 2.4)

сутки	m/m_0	m/m_0
0.04	0.968	0.984
0.29	0.805	0.891
0.54	0.685	0.807
0.79	0.594	0.731
1.04	0.523	0.662
1.29	0.468	0.600

1.54	0.425	0.544
1.79	0.389	0.493
2.04	0.361	0.446
2.29	0.337	0.404
2.54	0.318	0.366
2.79	0.301	0.332
3.04	0.288	0.300
3.29	0.276	0.272
3.54	0.266	0.247
3.79	0.258	0.223

В третьем выражении поток массы капель в воду [кг/с] за счет процесса дисперсии оценивается в следующем виде в соответствии с работой Delvigne G.A., Sweeney C.E. (1988).

$$\frac{dm}{dt} = C(oil) \cdot \int \left[\int_{\delta_{\min}}^{\delta_{\max}} f_w \cdot D_{ba}^{0.57} \cdot \delta^{0.7} \cdot d\delta \right] dA \quad (\text{П 2.18})$$

где интегрирование берется по размерам капель [м], в качестве минимального размера капель берется величин

$$\delta_{\min} = 5 \cdot 10^{-6} [m] = 5 \mu m,$$

а максимальный размер капель рассчитывается по формуле

$$\delta_{\max} = 0.363 \cdot (\sigma / \rho_w)^{3/5} (\varepsilon)^{-2/5} f_w [1/\text{sec}] = c_b \frac{W - W_i}{T_w}, \quad c_b = 0.032 [\text{sec}/m], W_i = 5 [m/\text{sec}]$$

доля поверхности моря подвергающаяся воздействию обрушающихся ветровых волн, «белых барашков» в единицу времени [1/sec],
 $D_{ba} [J/m^2] = 0.0034 \rho_w g H_{rms}^2$, H_{rms} – средняя высота волн (м), $H_{rms} \approx 0,7 H_s$ диссипируемая энергия волн. $C(oil)$ эмпирическая константа, зависящая от свойств нефти.

Все приведенные формулы страдают набором недостатков. Во-первых, они не инвариантны относительно преобразования единиц измерения, в частности в них числовые константы комбинируются с размерными выражениями. Во-вторых, первые две формулы записаны для массы всего разлива, т.е. они не локальны. В третьих, они зависят от разных параметров, определяющих свойства нефти. Учитывая эти недостатки можно предположить, что формулы не обладают большой точностью. Общие выводы из приведенных функциональных зависимостей заключаются в следующем: темп дисперсии пропорционален «энергии» поверхности моря, которая определяется скоростью ветра или диссипацией ветровых волн, и обратно пропорциональна вязкости и толщине пленки. В связи с этим рассмотрим аппроксимацию инвариантную относительно преобразования размерности и приближающую выражение (П 2.14) в определенном диапазоне параметров.

$$\frac{dm}{dt} = C(oil) \cdot \int_{\delta_{\min}}^{\delta_{\max}} \left[\int \left(\frac{f_w \cdot D \cdot \rho}{H \cdot v} \right)^{0.5} H^{-0.7} \cdot \delta^{0.7} \cdot d\delta \right] dA \quad (\text{П 2.19})$$

Размерность подинтегрального выражения правильная: $\frac{\kappa \mathcal{E}}{c} \times \frac{1}{\text{м}^2}$, сравнение двух аппроксимаций приведено на следующем графике.

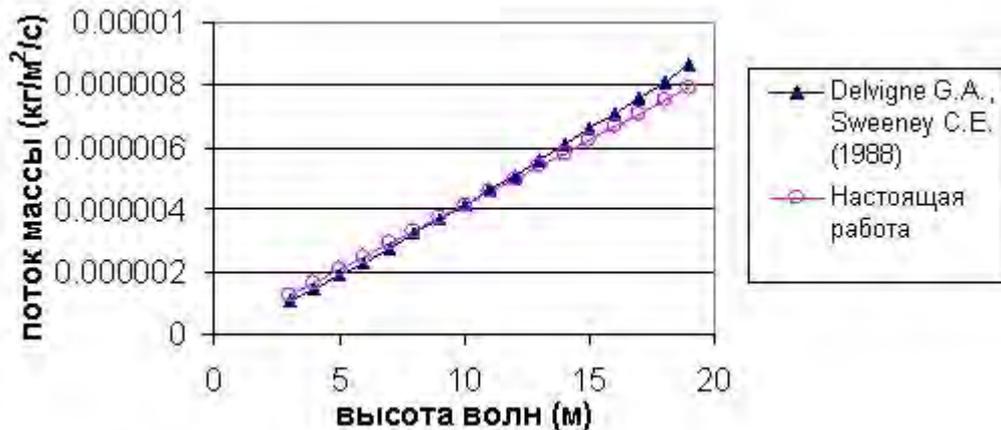


Рис. П 2.3. Сравнение формул (П 2.3.21, $C(oil) = 800$) и (П 2.3.22, $C(oil) = 1,9 \cdot 10^{-6}$)

Таблица П 2.10.

Характерные значения скорости диссипации турбулентной энергии в различных условиях окружающей среды

Условия окружающей среды	Диапазон скорости диссипации турбулентной энергии, ϵ , $[\text{м}^2 / \text{с}^3]$	Характерное значение скорости диссипации турбулентной энергии, ϵ , $[\text{м}^2 / \text{с}^3]$
Океан (глубоководное море)	$1\text{E}-7 \div 1\text{E}-5$	$1.00\text{E}-07$
Залив	$1\text{E}-4 \div 1\text{E}-3$	$5.00\text{E}-04$
Поверхностный слой	$1\text{E}-3 \div 1\text{E}-2$	$5.00\text{E}-03$
Зона обрушения ветровых волн	$1 \div 1\text{E}+1$	$5.00\text{E}+00$

Таблица П 2.11.

Характерные значения эмпирической константы $C(oil)$ в различных типах нефти при использовании формул формулы (П 2.18)

Тип нефти	$C(oil)$
РВ0	840
РВ10	510

Из трех вариантов, (П 2.12), (П 2.13), (П 2.18) в настоящей работе отдано предпочтение формуле (П 2.12) по следующим причинам. Формула (П 2.18) в силу усложненности менее надежна, а выражение (П 2.13), как представляется, завышает диспергирование на больших временах.

Эмульсификация. Замечания сделанные в предыдущем параграфе относятся и к рассматриваемому процессу. Были сделаны первоначальные попытки математической формализации теории эмульсификации, хотя при этом либо не учитывались важные процессы, либо не были понятны способы их математического описания. В настоящее время известно, что эмульсификация есть проявление поверхностно – активных свойств полярных углеводородов и асфальтенов. При нехватке ароматических компонент для растворения асфальтенов и полярных углеводородов они осаждаются и стабилизируют капли воды в нефти. Минимальное потребное количество для формирования среднеустойчивой эмульсии составляет 3% от общей массы разлива, для формирования устойчивой необходимо больше 7% асфальтенов.

Эмульсия формируется при выполнении двух условий: наличия указанных компонент и достаточной энергии моря. Первоначально скорость эмульсификации описывалась реакцией первого порядка, которая может быть аппроксимирована логарифмической (или экспоненциальной) кривой. В большинстве моделей эмульсификации используются формулы предложенные в (Maskay D., 1980; Maskay D., et al., 1980).

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{M_w}{M} \right) = K_a \left(1 - K_b \frac{M_w}{M} \right) \quad (\text{П 2.20})$$

$$\text{где } K_b = 1.33, K_a = 2 \times 10^{-6} (1+W)^2 \left[\frac{1}{\text{сек}} \right].$$

M_w - масса воды поглощенной нефтью, $M = M_{oil} + M_w$ - полная масса разлива, W - скорость ветра (м/с). Предполагается, что газолин, керосин и легкие дизельные топлива не формируют эмульсий с водой. Результирующая вязкость в разливе определяется на основе уравнения Муни (Mooney M., 1951):

$$\frac{\mu}{\mu_0} = \exp \left(\frac{2.5 F_w}{(1 - 0.65 F_w)} \right) \quad (\text{П 2.21})$$

Где $F_w = \frac{M_w}{M}$. Влияние испарения на вязкость описывается следующим образом (Maskay D., Buist I., Mascaraenas R., Paterson S. 1980):

$$\mu = \mu_0 \exp(C_4 F_{evap}) \quad (\text{П 2.19})$$

Здесь C_4 - доля испарившейся нефти, C_4 – изменяется от 1 до 10. В модели используются $C_4 = 1$ для газа, керосина и легких дизельных топлив. $C_4 = 10$ для других видов нефти.

II 2.2. Описание программного комплекса «ЭКО-РИСК»

За последние 25 лет модели нефтяных разливов непрерывно развивались от двумерных моделей траекторного типа до трехмерных моделей, включающих процессы переноса и трансформации нефти. Нефтяной разлив на море подвергается многим процессам выветривания; растекание, дрейф, испарение, растворение, дисперсия, эмульсификация, деградация и фотоокисление. Обзор приведен в работах Payne and McNabb (1984), McCormack (1986), Mackay and McAuliffe (1988), Spaulding (1988), and Fingas, Jokuty and Fieldhouse (1996).

Всего в мире создано больше 50-ти моделей нефтяных разливов (ASCE Task Committee on Modeling Oil Spill, 1996). Наиболее широко известные модели следующие:

«**COZOIL**» (Coastal Zone Oil Spill Model) (Reed M., Gundlach E., Kana T., 1989),

«**OSCAR**» (Aamo O. M., Reed M. Downing K., 1997),

«**ЭКО-РИСК**», модель ВЦ РАН, изложенная в (Архипов Б.В., Пархоменко В.П., Солбаков В.В., Шапочкин Д.А., 2001),

«**OSMS**», разработанная в ГОИН (Ovsienko S., Zatsepa S., Ivchenko A, 1999),

«**MOTHY**», разработанная в Meteo-France (Daniel P., 1996; Soares dos Santos, Daniel, 2000),

«**OSIS**», разработанная английской компанией BMT (British Marine Technology) и описанная в (Walker M.I. 1995; Rusin et al., 1997),

«**SLROSM**», разработанная канадской фирмой SL Ross Environmental Research Ltd.,

«**OILTOX**», модель Института Проблем Математических Машин и Систем НАН Украины (Brovchenko I., Kuschan A., Maderich V. Shliakhtun M., Yuschenko S., Zheleznyak M. 2003),

VOS-RT 1.0 - модель ДВНИГМИ (Kochergin et al. 1999a, 1999b, 2000b).

Несмотря на то, что математические модели нефтяных разливов разрабатываются уже достаточно долгое время, процесс их улучшения продолжается. Делаются попытки как можно точнее смоделировать процессы, в которых участвует нефть после разлива. Однако, любая модель – упрощение реальности, и она не может претендовать на абсолютную точность. Способность модели прогнозировать ситуацию должна проверяться на практике как можно чаще – это и будет лучшим доказательством работоспособности модели. Для удобной и оперативной эксплуатации моделей нефтяных разливов создаются программные комплексы, одним из примеров которых является «Эко-Риск». На Рис. II 2.4. представлена общая схема

программного обеспечения, обеспечивающего моделирование рассматриваемой ситуации нефтяного разлива. Компоненты схемы могут быть условно разделены на четыре части:

Исходные данные. Сюда относится вся информация, необходимая для запуска модели. Например, физические свойства нефти, данные поведению ветра и течения во время и после разлива.

Моделирующие компоненты. Цепочка программных компонент, выполняющих вычисления.

Выходные данные (результаты расчетов). Представляют собой прогноз относительно поведения нефтяного пятна в будущем. Эти результаты должны быть представлены в форме, удобной для восприятия.

Инструменты для визуализации. Обычно это модули, позволяющие строить графики, диаграммы и т.д. на основании выходных данных (результатов расчетов)

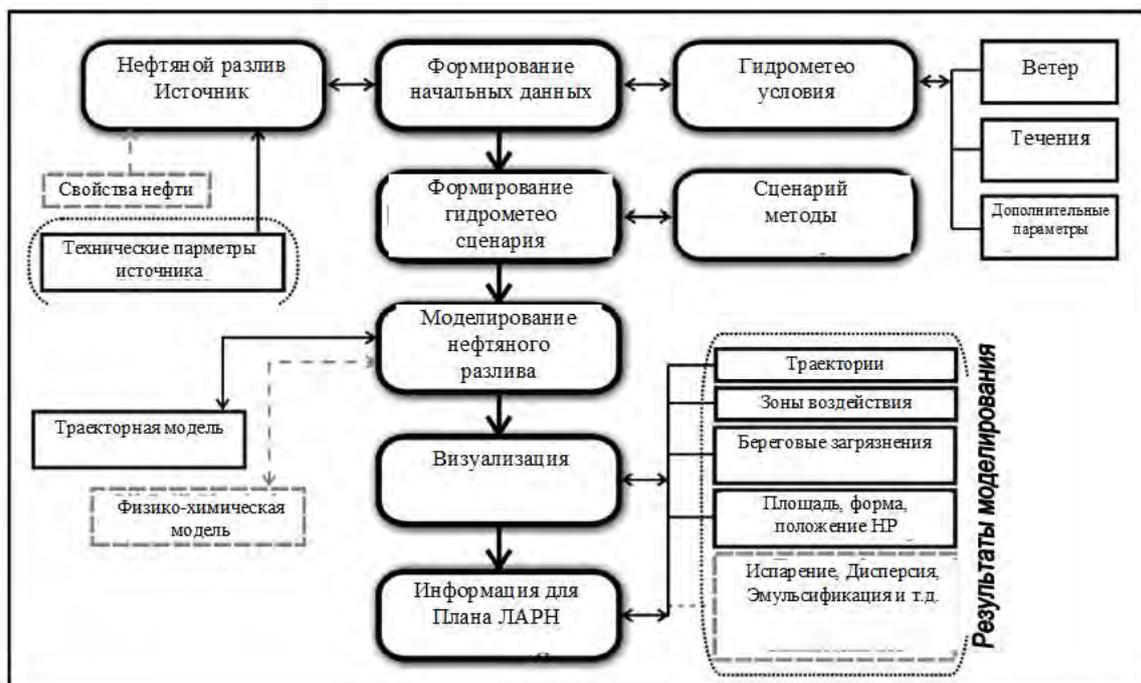


Рис. П 2.4. Компоненты программного комплекса «ЭКО-РИСК»

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЙ В ЧЕРНОМ МОРЕ

П 2.1. Гидрологические условия

Целью данного раздела является получение гидродинамических характеристик течений в северо-восточной части Черного моря в области проведения работ в районе Анапы.

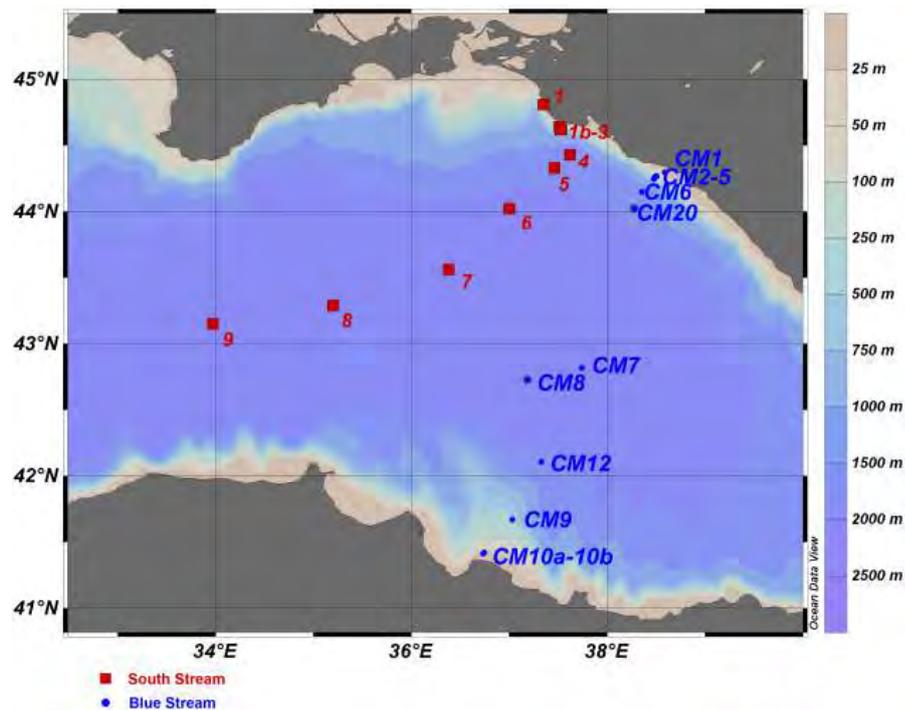
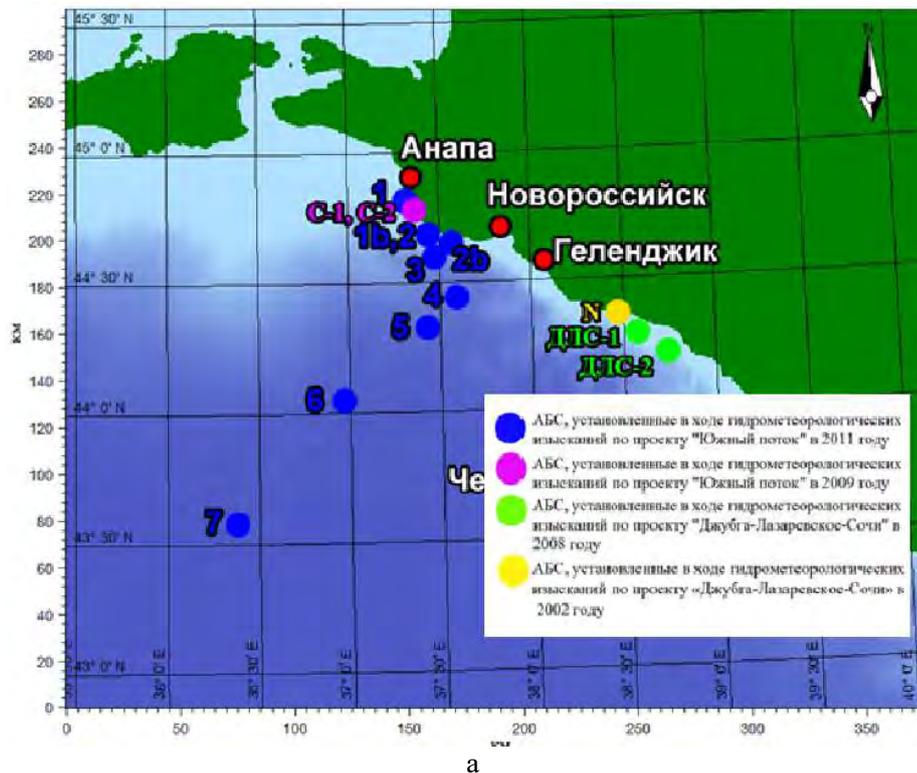
Общая схема циркуляции вод восточной части Черного моря. Анализ литературных данных и непосредственных наблюдений за течениями в восточной части Черного моря позволяет выделить две характерные области со своеобразным режимом течений:

- прибрежную, ограниченную кромкой материкового шельфа, со значительными горизонтальными градиентами средних скоростей и вихревым характером течений.
- зону Кольцевого Циклонического Течения (КЦТ) над материковым склоном, имеющего струйный характер, шириной 40-80 км, со скоростями 0.3-1.0 м/с на поверхности моря. Основное направление струи КЦТ в районе Туапсе-Сочи северо-западное.

Течения в прибрежно-шельфовой зоне характеризуется бимодальным режимом: эпизодической сменой северо-западного направления на юго-восточное и наоборот. Течения северо-западного направления характеризуют вклад КЦТ, а юго-восточного - вклад прибрежных антициклонических вихрей.

Течения в прибрежно-шельфовой зоне района Анапы. Общая схема циркуляции в прибрежной зоне района Анапы может быть описана следующим образом. На удалении 15-25 км от берега проходит поток Кольцевого Циклонического Течения (КЦТ) с генеральным направлением на северо-запад. На его прибрежной периферии формируются прибрежные антициклонические вихри (ПАВ), смещающиеся вместе с потоком. Центры ПАВ располагаются над континентальным склоном. При размере вихря 40-60 км его периферия проходит в 1-3 км от берега. В этом случае интенсифицируется вдольбереговое течение, направленное на юго-восток.

В рамках проекта «Южный поток» были организованы наблюдения за основными параметрами гидрометеорологического режима. Измерения проводились с помощью автономных буйковых станций (АБС), которые были установлены вдоль трассы проектируемого газопровода в российских, турецких и болгарских водах (рис. П 2.1-П2.3). Схема постановки станций показана на рис. П 2.2, координаты АБС, измеряемые параметры и период наблюдений приведены в табл. П 2.1.



б

Рисунок П 2.1.1. Схема расположения измерительных станций, установленных по различным проектам в районе берегового примыкания газопровода «Южный поток» в Российском секторе Черного моря. Арабскими цифрами указаны номера АБС, установленных по проекту «Южный поток» в 2011-2012 гг.

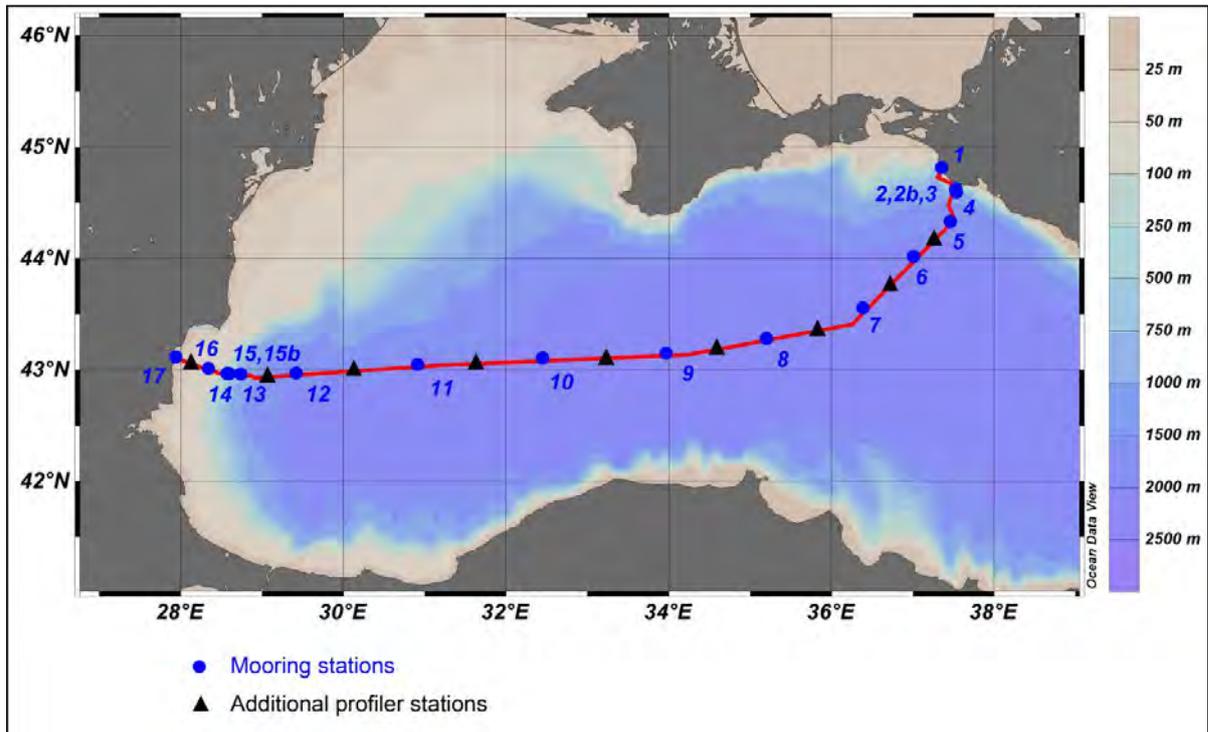


Рис. П 2.1.2. Схема расположения АБС и точек СТД-профилирования вдоль трассы газопровода «Южный поток»

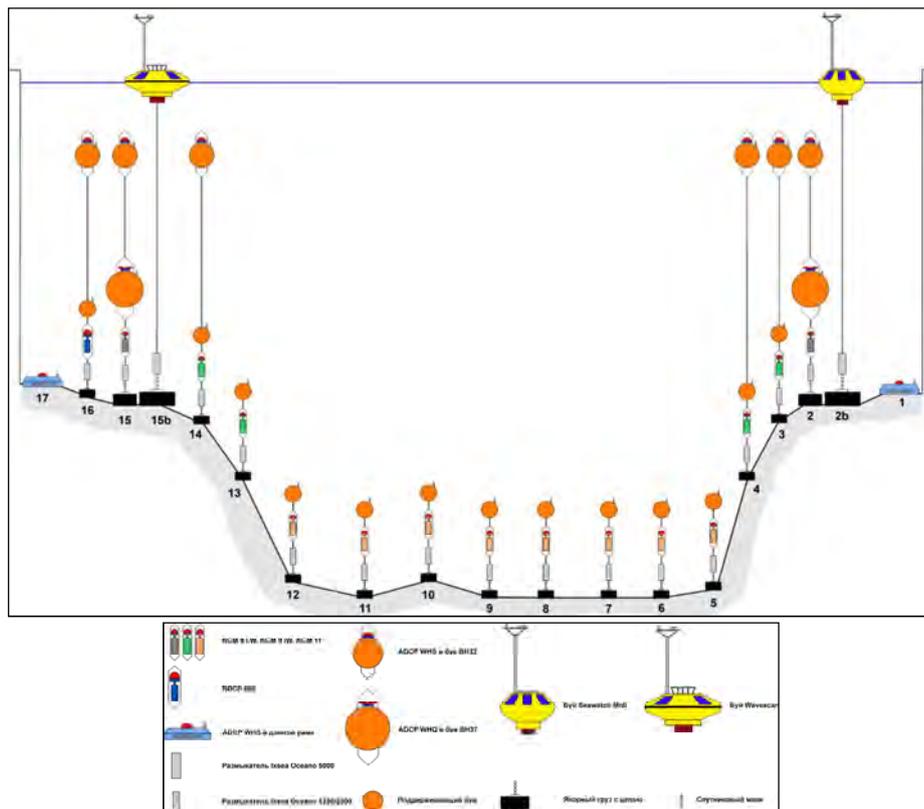


Рисунок П 2.1.3. Схема постановки измерительных станций вдоль трассы газопровода «Южный поток»

Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1, 4) объекта «Морской участок газопровода «Южный поток» (Российский сектор)»

Раздел 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Расчет риска аварийных разливов нефтепродуктов и распространения пятна нефтепродуктов в период проведения работ в Черном море

Таблица П 2.1. Точки постановки, измеряемые параметры и период наблюдений АБС, установленных в мае 2011 – мае 2012 гг. в Черном море в ходе инженерно-гидрометеорологических изысканий по проекту «Южный поток»

АБС	Координаты Глубина, м	Глубина прибора, м	Измеритель	Период наблюдений	Изменяемые параметры
1	44°48.75' с.ш., 37°20.97' в.д.,	20	ADCP	15.05.11–01.08.11	Полный профиль скорости и направления течений, температура воды у дна, волнение, уровень
		17		05.11.11–08.02.12	
		25	WHS 600	14.02.12–18.05.12	
	25 м	25	SBE 37	14.02.12–18.05.12	Температура воды на горизонте постановки прибора, волнение, уровень
1b	44°38.55' с.ш., 37°30.68' в.д.	20	ADCP	15.05.11–02.08.11	Полный профиль скорости и направления течений, температура воды на горизонте постановки прибора, волнение, уровень
		25		WHS 300	
	73 м				
2	44°37.40' с.ш., 37°31.46' в.д.	46	ADCP	16.05.11–02.08.11	Профиль скорости и направления течений в слое 3-25 м, температура воды на горизонте постановки прибора, волнение
		15		03.08.11–15.02.12	
		10	WHS 300	15.02.12–14.04.12	
	381 м	378	ADCP	15.05.11–03.08.11	Профиль скорости и направления течений в слое 50-200 м, температура воды на горизонте постановки прибора
		372		03.08.11–15.02.12	
		359	WHQ 150	15.02.12–18.05.12	
		380	RCM 9 LW	16.05.11–02.08.11	Скорость и направление течений, температура воды и электропроводимость у дна, уровень моря
		374		03.08.11–15.02.12	
361	15.02.11–18.05.12				
2b	44°37.51' с.ш.,	-4	Seawatch Midi buoy	16.08.11–18.10.11	Скорость и направление ветра, температура и влажность воздуха, атмосферное давление

АБС	Координаты Глубина, м	Глубина прибора, м	Измеритель	Период наблюдений	Измеряемые параметры
	37°31.16' в.д. 250 м	1		16.08.11–04.11.11	Скорость и направление течений, температура и электропроводимость воды на горизонте ~1 м, волнение

Вдоль российского побережья во все сезоны средний перенос осуществляется по направлению береговой линии. Средняя скорость потока максимальна на глубине 25 м на удалении 60-70 км от берега. С глубиной скорости течений, как правило, убывают. Наблюдения, проведенные в мае 2011 г. – мае 2012 г., показали, что для Черного моря характерны очень сильные течения в приповерхностном слое. В глубокой части моря течения, наоборот, исключительно слабы.

В российских водах сильнейшие течения наблюдались на АБС № 1b-3 в слое 5-20 м. Экстремальные течения отмечались в 2011 г. во время августовского и октябрьского штормов. Во время последнего была зарегистрирована максимальная за год наблюдений скорость течения в российском секторе моря - 147 см/с (АБС № 1b, горизонт 20 м). Такие скорости течений – исключительное событие, нормой же являются штормовые усиления течений до 50-60 см/с. Продолжительность штормовых течений составляет обычно несколько дней. Рост и падение скорости течения происходит плавно.

В российских водах максимальное значение скорости, возможное раз в 100 лет, было получено для АБС № 1b, горизонта 15 м и составило 240 см/с.

С глубиной скорости течений становятся меньше. Это можно отследить по наблюдениям на глубоких полнопрофильных станциях. На АБС № 2 на глубине 50 м максимум скорости составил 98 см/с, на глубине 100 м – 67 см/с. Ниже 252 м скорость не превышала 20 см/с. На АБС № 16 максимум придонной скорости составил 105 см/с (горизонт 68 м). По данным АБС № 15 на горизонте 200 м максимум составил 56 см/с.

В абиссальной области максимум скорости лишь в исключительных случаях превышал 10 см/с (АБС № 11); средние же значения находились в пределах 1.5-2.5 см/с.

В российских водах заметно преобладали течения румба ССЗ. Доминирование течений этого направления прослеживалось до горизонта 50 м. Объясняется такая картина влиянием все того же ОЧТ, которое вблизи российского берега следует в направлении Крыма. На расстоянии сотен метров от берега действия ОЧТ не наблюдается, о чем свидетельствуют наблюдения на АБС № 1.

В абиссальной области распределение донных течений по направлениям также имеет свои особенности. В восточной части моря преобладают западные течения (АБС № 4, 5, 7). На АБС № 6 доля западных течений очень мала. На АБС № 8 и 9 выражены течения северных румбов, в западной части моря преобладают западные и юго-западные потоки.

Особый интерес представляет циркуляция в местах крутых склонов и отрицательных форм рельефа. В Анапском каньоне никаких примечательных событий зарегистрировано не было. Циркуляция в этом районе в период наблюдений была очень умеренной. На материковых склонах зарегистрирован ряд примечательных явлений. Так в начале февраля 2012 г. в верхней части российского материкового склона был зарегистрирован сход мутьевого потока. Это событие было зарегистрировано придонным измерителем RCM 9, установленным на АБС № 2, в виде резкого усиления скорости до 50 см/с. Через десять минут скорость упала до 27 см/с, а еще через десять – до 9 см/с. Течение двигалось вдоль материкового склона и принесло с собой распресненную воду с верхних горизонтов. Если же рассматривать розы придонных течений станций, расположенных на российском материковом склоне, построенные по данным за весь период наблюдений, то нельзя отметить какой-то зависимости направления течений от орографии.

II 2.2. Математическая формулировка модели и результаты расчета течений в прибрежной области

Для описания течений и колебания уровня в прибрежной области Черного моря используется следующая система уравнений [Гилл, 1986]:

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{1}{R \cos \phi} \frac{\partial}{\partial \lambda} \int_{-H}^{\zeta} u dz + \frac{1}{R \cos \phi} \frac{\partial}{\partial \phi} \int_{-H}^{\zeta} v \cos \phi dz = 0, \\
 & \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{u}{R \cos \phi} \frac{\partial u}{\partial \lambda} + \frac{v}{R} \frac{\partial u}{\partial \phi} + w \frac{\partial u}{\partial z} - \frac{uvtg\phi}{R} - fv = \\
 & - \frac{g}{R \cos \phi} \frac{\partial \zeta}{\partial \lambda} + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \frac{\partial u}{\partial z} \right) + \frac{A_h}{R^2} \left(\frac{1}{\cos^2 \phi} \frac{\partial^2 u}{\partial \lambda^2} - tg\phi \frac{\partial u}{\partial \phi} + \frac{\partial^2 u}{\partial \phi^2} \right), \\
 & \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{u}{R \cos \phi} \frac{\partial v}{\partial \lambda} + \frac{v}{R} \frac{\partial v}{\partial \phi} + w \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{u^2 tg\phi}{R} + fu = \\
 & - \frac{g}{R} \frac{\partial \zeta}{\partial \phi} + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \frac{\partial v}{\partial z} \right) + \frac{A_h}{R^2} \left(\frac{1}{\cos^2 \phi} \frac{\partial^2 v}{\partial \lambda^2} - tg\phi \frac{\partial v}{\partial \phi} + \frac{\partial^2 v}{\partial \phi^2} \right), \\
 & w = \frac{1}{R \cos \phi} \frac{\partial}{\partial \lambda} \int_z^{\zeta} u dz - \frac{tg\phi}{R} \frac{\partial}{\partial \phi} \int_z^{\zeta} v dz + \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial \phi} \int_z^{\zeta} v dz
 \end{aligned} \tag{1}$$

Начало координат расположено на невозмущенной поверхности моря, λ, φ – долгота и широта, ось z направлена вертикально вверх. Используются следующие обозначения: $f = 2\Omega \sin \varphi$ – параметр Кориолиса, u – зональная компонента скорости (положительная на восток), v – меридиональная компонента скорости (положительная на север), w – вертикальная компонента скорости (положительная вверх), ζ – отклонение свободной поверхности от невозмущенного положения, g – гравитационное ускорение, Ω – угловая скорость вращения Земли, A_z, K_z – коэффициент вертикальной турбулентной вязкости.

На поверхности моря задаются ветровые напряжения:

$$A_z \frac{\partial u}{\partial z} = \tau_{wx}, A_z \frac{\partial v}{\partial z} = \tau_{wy}.$$

кинематическое условие:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{u}{R \cos \varphi} \frac{\partial \zeta}{\partial x} + \frac{v}{R} \frac{\partial \zeta}{\partial y} = w$$

На дне задается закон квадратичного трения:

$$K_z \frac{\partial u}{\partial z} = \tau_x, K_z \frac{\partial v}{\partial z} = \tau_y, \tau_x = \alpha |\bar{u}| u, \tau_y = \alpha |\bar{v}| v.$$

На твердой боковой границе задается условие непротекания для полных потоков:

$$\bar{U} = (U, V) = \left(\int_{-H}^{\zeta} u dz, \int_{-H}^{\zeta} v dz \right).$$

На открытой морской границе в прибрежной области в качестве граничных условий использовались результаты, полученные по диагностической модели для всего моря [Тужилкин В. С., 2008; Налбандов Ю. Р. 2000].

Для описания процессов турбулентного обмена предусмотрено ряд подходов. Модели, в которых коэффициенты вертикальной вязкости и диффузии записываются в виде алгебраических выражений, исходят из выражения Л. Прандтля для коэффициента турбулентной вязкости в погранслое следующего вида [Прандтль Л., 1949]:

$$A_z \approx l \cdot u_r \approx l^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{du}{dz}\right)^2 + \left(\frac{dv}{dz}\right)^2}, \quad (2)$$

где l – длина пути смещения, u_r – скорость турбулентных пульсаций. Такое выражение вводится по аналогии с молекулярным коэффициентом вязкости/диффузии и в теории турбулентности служит эвристическим выражением для осуществления параметризации турбулентных процессов в конкретных условиях.

Масштаб l в области пристенного погранслоя прямо пропорционален расстоянию zd до стенки:

$$l = k zd,$$

$k = 0.4$ – постоянная Кармана. В этом случае получается логарифмический профиль скорости около стенки.

Для морей масштаб часто берется в виде параболического выражения

$l = kH\psi(z_d/H)$. Он максимален вблизи средней линии на максимальных расстояниях от дна и поверхности моря, а при приближении к границам стремится к kz_d . Простейшим примером такой функции будет:

$$\psi(z_d/H) = \frac{z+h+z_0}{H} \cdot \left(\frac{H-z-h+z_s}{H}\right) \equiv \left(\sigma + \frac{z_0}{H}\right) \cdot \left(1 - \sigma + \frac{z_s}{H}\right), \quad (3)$$

Здесь $H = \zeta + h$ - полная глубина, h - глубина от невозмущенного уровня, как показано на Рис. П 2.6. $\sigma = (z+h)/(\zeta+h)$. z_s, z_0 , [м] - параметры шероховатости на поверхности и дне, соответственно.

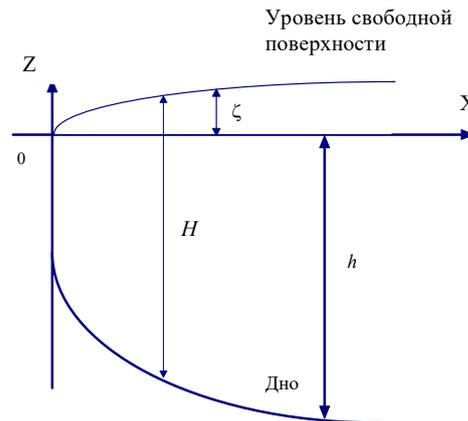


Рис. П 2.2.1. Конфигурация дна и свободной поверхности

При стремлении к поверхностям формула (2) вместе с выражением для масштаба (3) дает $A_z \approx l \cdot u^*$, где $u^* = \sqrt{\frac{\tau_b}{\rho_w}}$, скорость трения.

В придонном слое изменение скорости можно с достаточной точностью описать логарифмическим законом [Монин А.С., Яглом А.М. 1965]:

$$u = u^*/k \ln(z/z_0)$$

где z_0 - параметр шероховатости, $u^* = \sqrt{\tau_b}$ - скорость трения, $k=0.4$ - константа Кармана. При использовании квадратичного закона трения в качестве коэффициента трения α часто используется $C100$, т.е. его значение при расстоянии точки измерения равном 100см от дна. В предположении выполнения (2) имеем:

$$u = \sqrt{\alpha} u_{100} / k \ln(z/z_0) \quad (4)$$

Таким образом, если мы располагаем последний расчетный узел сетки на расстоянии 1м от дна, то определение скорости на меньших расстояниях можно производить по формуле 4, беря в качестве α значение $C100$, которое известно из экспериментов. Одновременно 4 служит для связи коэффициента трения и параметра шероховатости z_0 :

$$\alpha = [k / \ln(z/z_0)]^2. \quad (5)$$

Отметим, что параметр шероховатости связан со средней высотой элементов шероховатости для условий погранслоя в трубах или над плоскими пластинами выражением $z_0 = h_0/30$. Если взять $z_0 = 0.3\text{см}$ [Davies A.M., Lawrence J., 1994], то $\alpha = 0.005$.

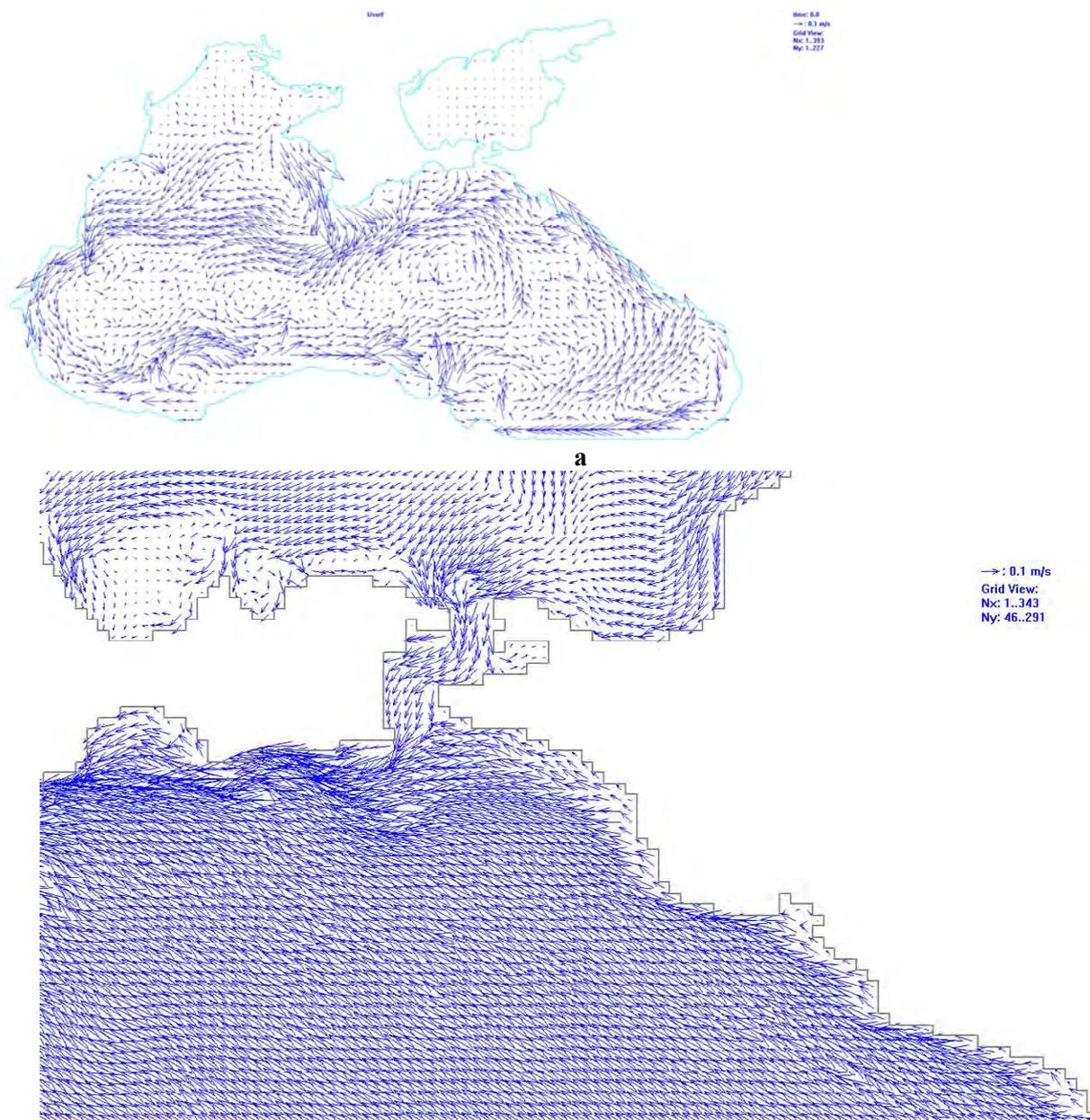
Для области расчетов использовался массив глубин ETOPO5. Его описание дано в UNEP/GRID Documentation Summary for Data Set: 'ETOPO-5' Elevation (Data File "ETOPOREF.IAX2"). Рассчитываемая область показана на Рис. П 3.1. ниже.

Численная модель основана на полных уравнениях термо-гидродинамики в традиционных для океанологии приближениях. Дискретность по горизонтали составила 12' по широте и 15' по долготе, по времени - 30 мин. По вертикали взято 25 горизонтов (в т.ч. все общепринятые стандартные горизонты). Коэффициенты горизонтальной турбулентной диффузии принимались пропорциональными шагу сетки в степени "4/3", а коэффициенты вязкости задавались по формуле Смагоринского. Аналогичные коэффициенты по вертикали были приняты равными 1 см²/с.

Расчеты проводились в три этапа. Сначала по исходным полям температуры и солёности выполнялся диагноз течений без учета ветра, затем проводилась взаимная адаптация полей течений, температуры и солёности, также без ветра, который подключался на 3-м этапе диагноза течений по адаптированным термохалинным полям. Поскольку характерное время адаптации было небольшим (порядка 3 суток), оказалось возможным и целесообразным принятие на этом этапе расчетов условий термо- и гидродинамической изоляции на поверхности моря. Все описанные особенности вычислений были направлены на то, чтобы максимально уменьшить влияние шумов и рассогласования между собой полей граничных условий.

В расчетах использовались месячные климатические поля из [Trukhchev I., Demin Y. L.; Тужилкин В. С., 2008 Налбандов Ю. Р. 2000]. Для проведения численных расчетов течений были подготовлены данные о ветре для одного полного года. В качестве исходной информации были использованы: архив реанализа NCEP/NCAR год.

Для расчета течений в Черном море использовалась сетка с шагом сетки 3000 м, размер области 393x227 ячеек. Пример полей скорости в Черном море показан на Рис. П 2.1. Для моделирования циркуляции Черного моря в прибрежной области в качестве граничных условий использовались результаты, полученные по диагностической модели для всего моря [Тужилкин В. С., 2008 Налбандов Ю. Р. 2000]. Для проведения численных расчетов течений были подготовлены данные о ветре для одного полного года. В качестве исходной информации были использованы: архив реанализа NCEP/NCAR год и данные с местных ГМС. Пример полей скорости в верхнем слое для области работ в районе Анапы показан на Рис. П 2.1.



б

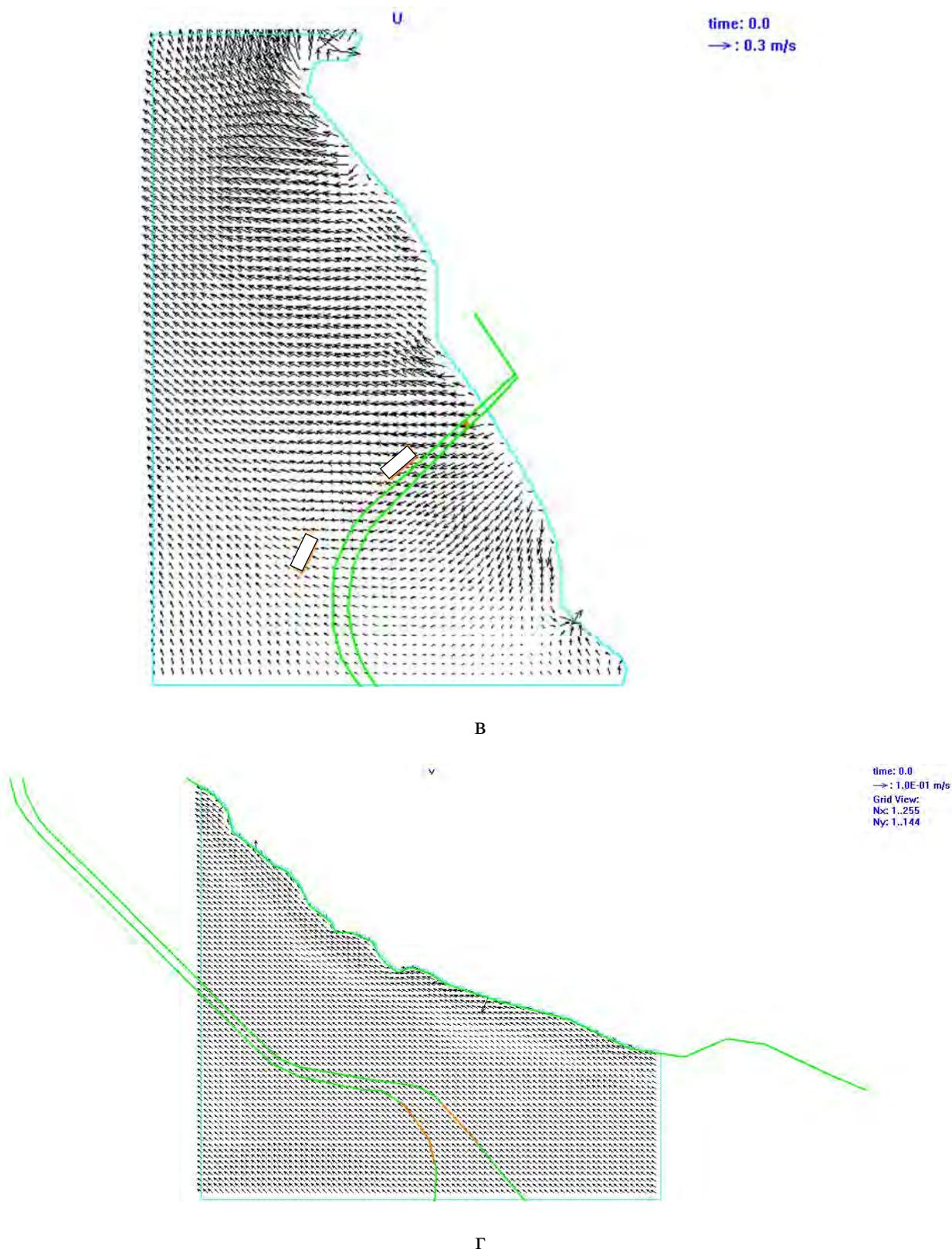


Рис. П 2.2.2. Пример расчета течений в Черном море (а) и поля скорости для области работ в районе Анапы (б,в,г)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные документы, справочники и статистические данные по авариям на морском шельфе

1. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. №144.
2. Oil tanker spill statistics. ИТОРФ. pp.11. 2016.
3. Данные Департамента внутренних дел США. Служба минеральных ресурсов, 1991. (Статистические данные по авариям на морском шельфе).
4. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от «16» сентября 2015 г. № 364.
5. Руководство по оценке рисков чрезвычайных ситуаций техногенного характера, в том числе при эксплуатации критически важных объектов российской федерации. Утверждены Первым заместителем Министра Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий Р.Х. Цаликовым 9 января 2008 г. № 1-4-60-9..
6. Постановление от 14 ноября 2014 г. № 1189. «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 21 мая 2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
8. Приказ МПР РФ от 03.03.2003 N 156. Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации (Зарегистрировано в Минюсте РФ 08.05.2003 N 4516)
9. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2020 № 2366.
10. Статистические данные HSE UK. Британское управление по здравоохранению и безопасности.
11. Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ» СТП-01-030-2003 «Руководство по оценке воздействия на окружающую среду объектов обустройства морских месторождений» Москва, 2003 г.
12. ГОСТ Р 14.03-2005. «Экологический менеджмент. Воздействующие факторы. Классификация».
13. Assessment of the risk of pollution from marine oil spills in Australian ports and waters: report for Australian maritime safety authority. – London: Det Norske Veritas Ltd., 2011.
14. Губанов Е. П., Иевлева М. Н.. Нефтяное загрязнение черного моря и его влияние на экосистему. Современные проблемы экологии азово-черноморского бассейна. Материалы II Международной конференции 26-27 июня 2006 г. стр.80-95, г. Керчь.

15. Бланк Ю. И., Мельник А. Ю., Степанов В. Н. Статистика и прогнозирование разливов нефти при грузовых операциях в портах // *Екологічні проблеми Чорного моря*. – Одесса: ЦНТІОНЮА, 2003. – С. 69-71.
16. Данные по надежности классификационного общества Норвегии "Веритас" DNV, WOAD - 98.
17. Обзор морского транспорта. Конференция организации объединенных наций по торговле и развитию. Юнктад. 2016. 118 стр.
18. В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров Практические вопросы учета аварийности морских скважин. Научно-технический сборник «Вести газовой науки» № 2 (22). 2015.
19. Б.В. Архипов, Д.А. Шапочкин. Анализ рисков нефтяных разливов при транспортных операциях в прибрежных водах морей и океанов. Проблемы анализа риска, том 15, 2018, № 4, стр. 44-53
20. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. М., Изд-во Академии горных наук. 1999
21. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. М. НУМЦ Минприроды России, 1996.
22. Кулыгин В. В. Подход к оценке рисков опасных природных явлений в морехозяйственных системах // *Проблемы анализа риска*. Т. 14. 2017. № 2. С. 64—72.
23. Трубицина О. П., Башкин В. Н. Вызовы деятельности объектов нефтегазовой отрасли в Арктике: геоэкологические и геополитические риски // *Проблемы анализа риска*. Т. 15. 2018. № 3. С. 22—31.
24. Документация, обосновывающая деятельность по техническому обслуживанию и ремонту магистрального газопровода (нитки 1,4) объекта «морской участок газопровода «южный поток» (российский сектор)» Раздел 1. Пояснительная записка GMD-OIM-REP-1001617 Том 1. 2022.

Моделирование нефтяных разливов

25. Aamo O. M., Reed M. & Downing K. (1997). Oil spill contingency and response (OSCAR) model system: sensitivity studies. – Proc. Oil Spill Conference. American Petroleum Institute. P. 429-438.
26. ASCE Task Committee on Modeling Oil Spill (1996). “State-of-the-art Review of Modeling Transport and Fate of Oil Spills”. – Water Resources Division, ASCE, Journal of Hydraulic Engineering, Vol. 122, (11) pp.594-609, 1996.
27. Audunson T. (1979). Fate of oil spills on the Norwegian continental shelf. – Presenting at 1979 Oil Spill Conf., API Publ. No. 4308. Washington. D.C.
28. Blokker P. C. (1964). Spreading and evaporation of petroleum products on water. – Proceedings of fourth international harbor congress, Antwerp (pp. 911}919).
29. Brovchenko I., Kuschon A., Maderich V. Shliakhtun M., Yuschenko S. (2003) Zheleznyak M. The modeling system for simulation of the oil spills in the Black Sea. – Submitted to Proceeding of 3rd EUROGOOS Conference.
30. Buckmaster, J. (1973), Viscous-Gravity spreading of an oil slick. – Journal of Fluid Mechanics, Vol. 59, No. 3, pp. 481 . 491.
31. Buist I. A., Joyce S., Dickins D. F. (1987) Oil spills in leads: tank tests and modeling. – Prepared by S. L. Ross Environmental Research Limited and DF Dickins Associates Ltd for Environment Canada, Report EE-95, Ottawa, Ontario (1987).
32. Buist I.A., Potter S.G., Dickins D.F. (1983). Fate and behavior of water-in-oil-emulsions in ice. – Proceedings of the Sixth Arctic Marine Oil spill Program Technical Seminar (1983).

33. Cormack, D. (1986). Response to oil and chemical marine pollution. – New York: Elsevier Applied Science Publishers. (pp. 23-61).
34. Cox J. C., Schultz L. A. (1980) The transport behavior of oil spilled under ice. - Proceedings of the Third Arctic Marine Oil spill Program Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, 1980, p. 23-61.
35. Daniel P., 1996: Operational forecasting of oil spill drift at METEOFRENCE, Spill Science & Technology Bulletin. Vol. 3, No. 1/2, pp. 53-64.
36. Daniel P., J. Poitevin, C. Tiercelin and M. Marchand, 1998 : Forecasting accidental marine pollution drift : the French operational plan, Oil and Hydrocarbon Spills, Modeling, Analysis and Control, Computational Mechanics Publications, pp. 43-52.
37. Deleersnijder E.. Revisiting Nihoul's model for oil slicks transport and spreading on sea // Ecological modeling. 1992. V. 64. P. 71-75.
38. Delvigne G.A., Sweeney C.E. Natural dispersion of Oil. Oil and Chemical Pollution, 4, 1988, pp.281-310.
39. Dickins D., Buist I. Oil and gas under sea ice. Prepared by Dome Petroleum Ltd for COOSRA, Report CV-1, Vols I and II (1981).
40. Dickins D.F., Buist I. Countermeasures for ice covered waters. IUPAC, Pure Appl. Chem. 71, 173–191. (1999).
41. Fanelop, T.K, Waldman, G.D. (1971). Dynamics of Oil Slicks. AIAA Journal, Vol. 10, No. 4, pp. 506 - 510.
42. Fay J.A. The spread of oil Slicks on a Calm Sea. In: Oil on the Sea. Hoult (ed.), Plenum Press, NY, pp.53-63, 1969.
43. Fay, J.A. (1971). Physical Processes in the Spread of Oil on a Water Surface., Proceedings of the Joint Conference on Prevention and Control of Oil Spills, American Petroleum Institute, Washington D. C., pp 463-467.
44. Fingas, M., Jokuty, P., & Fieldhouse, B. (1996). Oil spill behaviour and modeling. Proceedings of Eco-Inforna '96. Global networks for environmental information, Lake Buena Vista, FL, vol. 1 (pp. 471-476).
45. Foda, M., Cox, R. G. (1980). The spreading of thin liquid films on a water-air interface. Journal of Fluid Mechanics, 101, 33-51.
46. Hess, K.W. and Kerr, C. L. (1979). A Model to Forecast the Motion of Oil on the Sea., Proceedings of the Oil Spill Conference, pp 653-663.
47. Hoult, D. P. (1972). Oil spreading on the sea. Annual Review of Fluid Mechanics, 4, 341-368.
48. Kochergin I.E., Bogdanovsky A.A., Budaeva V.D., Makarov V.G., Mishukov V.F., Ovsienko S.N., Putov V.F., Reitsema L.A., Sciallabba J.W., Sergusheva O.O. & Yarosh P.V. (1999a). Modeling of oil spills for the shelf conditions of North-Eastern Sakhalin // Proc. 2nd PICES Workshop on the Okhotsk Sea and Adjacent Areas. Canada. P. 123-130.
49. Kochergin I.E., Bogdanovsky A.A., Budaeva V.D., Varlamov S.M., Dashko N.A., Makarov V.G., Putov V.F. & Rybalko S.I. 2000a. Construction of hydrometeorological scenarios for environmental impact assessments // FERHRI Special Issue N 3. Vladivostok: Dalnauka. P. 223-241.
50. Kochergin I.E., Bogdanovsky A.A., Mishukov V.F. & Putov V.F. (2000b). Oil spill scenario modeling for Sakhalin shelf // Proc. WITpress "Oil and Hydrocarbon Spills II". Ed. Rodriguez G.R. & Brebbia C.A. P. 39-50.
51. Kochergin I.E., Bogdanovsky A.A., Mishukov V.F., Putov V.F. & Reitsema L.A. (1999b). Modeling-based characteristics of potential oil spill scenarios on Sakhalin shelf // FERHRI Special Issue N 2. Vladivostok: Dalnauka. P. 218-229.

52. Kochergin I.E., Rybalko S. I., Putov V. F. & Shevchenko G. V. (1999c). Processing of the instrumental current data collected in the Piltun-Astokh and Arkutun-Dagi oil fields, North East Sakhalin shelf: some results // FERHRI Special Issue. N 2. Vladivostok: Dalnauka. P. 96-113.
53. Mackay D., (1980). A mathematical model of oil spill behaviour. – Environment Canada Manuscript Report No EE-7, Ottawa, Ontario, Canada.
54. Mackay D., Buist I., Mascaraenas R., Paterson S. (1980). Oil spill processes and models. – Report EE-8, 1980, University of Toronto, Report to Environment Protection Service, Ottawa, Ontario, Canada.
55. Mackay D., Matsugu R. S. (1973). Evaporation Rates of Liquid Hydrocarbon Spills on Land and Water. – The Canadian Journal of Chemical Engineering, Vol. 51, August, 1973, pp. 434-439.
56. Mackay D., Zagorski W. (1982). Studies of water in oil emulsions. – Environment Canada Manuscript Report No EE-34, Ottawa, Ontario, Canada.
57. Mackay, D., McAuliffe, C.D. (1988). Fate of hydrocarbons discharged at sea. Oil and Chemical Pollution, 5, 1-20.
58. Malcolm L. Spaulding. (1988). A state-of-the-art Review of Oil Spill Trajectory and Fate Modeling. – Oil and Chemical Pollution, 4, 1988, pp.39-55.
59. McMinn LTJG T. J. Crude oil behavior on arctic winter ice: final report. Office of Research and Development, United States Coast Guard, Project 734108, NTIS Publication no. AP-754, Washington, DC (1972).
60. Mooney M. (1951). The viscosity of concentrated suspension of spherical particles. – Journal of Colloidal Science, vol.10, 1951, pp.162-179.
61. Nelson W. G., Allen A.A. (1982). The physical interaction and cleanup of crude oil with slush and solid first year ice. In Proceedings of the Fifth Arctic Marine Oil Spill Program Technical Seminar, pp. 37–59.
62. Nihoul J.C.J. The non-linear mathematical model for the transport and spreading of oil slick. In.: S.E.Jorgensen (Ed.) Modelling the fate and Oil spill processes and models. – Report EE-8, 1980, University of Toronto, Report to Environment Protection Service, Ottawa, Ontario, Canada.
63. NORCOR Engineering Research Ltd. The interaction of crude oil with arctic sea ice. Prepared for the Beaufort Sea Project, Department of the Environment, Victoria, Beaufort Sea Technical Report no. 27 (1975).
64. Ovsienko S., Zatsepa S. and Ivchenko A. Oil Spreading on the Snow/Ice Surface, 1995, INSROP working paper, No. 6 -1995, I.5.6.
65. Ovsienko S., Zatsepa S. and Ivchenko A. Study and Modelling of Behavior and Spreading of Oil in Cold Water and in Ice Conditions, 1999, Poac 99, Proceedings, vol. 2, pp. 848-857
66. Palczynski, R. J. (1987). Model studies of the effect of temperature on spreading rate of a crude oil on water. – in J.H. Vandermeulen, S.E. Hrudey, Oil in freshwater (pp. 22-30). New York: Pergamon Press.
67. Payne, J. R., & McNabb Jr., G. D. (1984). Weathering of petroleum in the marine environment. Marine Technology Society Journal, 18(3), 24-42.
68. Phillips, W. R. C. (1997). On the spreading radius of surface tension driven oil on deep water. Applied Scientific Research, 57(1), 67-80.
69. Reed M., Gundlach E., Kana T. A coastal zone oil spill model: development and sensitivity studies. - Oil and Chemical Pollution, 5, 1989, pp.411-449.
70. Ross S. L. Dickins D. F. Field Research Spills to Investigate the Physical and Chemical Fate of Oil in Pack Ice. Environmental Studies Revolving Funds, Report no. 062, Ottawa (1987).
71. Rusin J., Lunel T. & Tyler A. 1997. Spill modeling as part of the response and monitoring strategy at the sea empress incident // Proc. Oil Spill Conference. American Petroleum Institute. P. 930-931.

72. Shen, H. T. Yapa, P. D. (1988). Oil Slick Transport in Rivers. - Journal of Hydraulic Engineering, Vol. 114, N0 5, pp 529-543.
73. Shen, H. T., Yapa, P. D., & Petroski, M. E. (1987). A simulation model for oil slick transport in lakes. Water Resources Research, 23(10), 1949-1957.
74. Soares dos Santos A. & Daniel P. 2000. Oil spill modeling near Portuguese coast // Proc. WITpress "Oil and Hydrocarbon Spills II". P. 11-18.
75. Spaulding, M. L. (1988). A State-of-the-art review of oil spill trajectory and fate modeling. Oil and Chemical Pollution, 4, 39-55.
76. Stiver, W. And Mackay, D. (1984). Evaporation Rate of Spills of Hydrocarbons and Petroleum Mixtures. - Envir. Sci. Tecnol, Vol. 18, pp 834-840.
77. Varlamov S.M., Yoon J.-H., Hirose N., Kawamura H. & Shiohara K. (1999). Simulation of the oil spill processes in the Sea of Japan Sea with regional ocean circulation model. - J. Marine Science and Technology. N 4. P. 94.
78. Varlamov S.M., Yoon J.-H., Nagaishi H. & Abe K. (2000). Japan Sea oil spill analysis and quick response system with adaptation of shallow water ocean circulation model // Reports of RIAM. Kyushu University. Japan. N 118. P. 9-22.
79. Vefsnmo S., Johannessen B. O.. Experimental oil spill in the Barents sea—drift and spread of oil in broken ice. In Proceedings 17th Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Vancouver (1994).
80. Venkatesh (1988). The Oil Spill Behavior Model of the Canadian Atmospheric Environment Service. - Part 1, Atmosphere. Ocean, Vol. 26, pp 93-108.
81. Walker M.I. The Oil Spill Information System (OSIS) and Eurospill models: background documentation. AMSO International workshop on the modeling of accidental spills and other calamities at sea, The Hague, 15-17 Nov., 1995.
82. Wang H., Campbell J.R., Ditmars J.D. Computer modeling of oil drift and Spreading in Delaware Bay. Ocean Engineering, University of Delaware, 1975.
83. Wilson D. G., Mackay D.. The behavior of oil in freezing situations. - Prepared at the University of Toronto for the Environmental Protection Directorate, Environment Canada, Report no. EE-92, Ottawa, Ontario (1987).
84. Архипов Б.В., Пархоменко В.П., Солбаков В.В., Шапочкин Д.А. Математическое моделирование распространения нефтяных разливов в морской среде. М. ВЦ РАН, 2001, 53 стр.
85. Dean John A., Lange's Handbook Of Chemistry - McGRAW-HILL, INC, New York, 1999.
86. Oil in the sea. Input, Fates and Effects. The National Academies Press. Washington, DC, 2003 (Информация об объемах поступления нефти в море).
87. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное.
88. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть.
89. ГОСТ 10433-75. Топливо нефтяное для газотурбинных установок.
90. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты.

Метеорология и гидродинамика

91. Arkhipov B.V. About some properties of geophysical hydrodynamic equations on the staggered grid// Journal «Oceanology», v.29, N5, p.723-729,1989
92. Benque, J. P., Hauguel, A., and Viollet, P. L. (1982) Engineering Application of Computational Hydraulics, II, Pitman Advanced Publishing Program, London, pp. 57-63.

93. Casulli V. and Cheng R. T. (1992) Semi-Implicit Finite Difference Methods for Three Dimensional Shallow Water Flow. – International Journal for Numerical Methods in Fluids, Vol. 15, pp. 629–648.
94. Davies A.M. A bottom boundary layer-resolving three-dimensional tidal model: a sensitivity study of viscosity formulation. - Journal of physical oceanography. 1993, vol. 23, D92, p. 1437 - 1453.
95. Davies A.M. A bottom boundary layer-resolving three-dimensional tidal model: a sensitivity study of viscosity formulation // Journal of physical oceanography. 1993, vol. 23, D92, p. 1437 - 1453.
96. Davies A.M., Jones J.E. Application of a three-dimensional turbulence energy model to the determination of tidal currents on the northwest European shelf // Journal of Geophysical Res.. 1990, vol. 95, p. 18143 - 18162.
97. Davies A.M., Lawrence J. The response of the Irish Sea to boundary and wind forcing: Results from a three -dimensional hydrodynamic model// Journal of geophysical research. 1994, vol. 99, C11, p. 22,665-22,687.
98. Davies A.M., Lawrence J. The response of the Irish Sea to boundary and wind forcing: Results from a three -dimensional hydrodynamic model// Journal of geophysical research. 1994, vol. 99, C11, p. 22,665-22,687.
99. Edwards, M.H., 1986. Digital Image Processing of Local and Global Bathymetric Data. Master's Thesis. Department of Earth and Planetary Sciences, Washington Univ., St. Louis, Missouri, USA, 106 p."
100. Haxby, W.F. et al., 1983. Digital Images of Combined Oceanic and Continental Data Sets and their Use in Tectonic Studies. EOS Transactions of the American Physical Union, vol. 64, no. 52, pp. 995-1004."
101. Luyten P.J., Deleersnijder E., Ozer J., Ruddick K.G. Presentation of a family of turbulence closure models for stratified shallow water flows and preliminary application to the Rhine outflow region.// Continental shelf Research, 1996, Vol. 16, No 1, 101-130.
102. Matsumoto, K., M. Ooe, T. Sato, and J. Segawa, Ocean tide model obtained from TOPEX/POSEIDON altimetry data, J. Geophys. Res., 100, C12, 25,319-25,330, 1995.
103. Raithby & Torrance (1979). Upstream Weighted Differencing Schemes and Their Applications to Elliptic Problems Involving Fluid Flow. – Computers and Fluids, Vol.2, pp. 191–206.
104. Roed L.P., Cooper C. Open boundary conditions in numerical ocean models, in Advanced Physical Oceanographic Numerical Modeling, edited by J.J. O’Braien, NATO ASI Ser. C, 186, 411-436, 1986.
105. Гилл А. Динамика атмосферы и океана. Т.2. М.: Мир. 1986, 415с.
106. Макова В.И. Расчет полей ветра по полям атмосферного давления над морем.// Обзорная информация. Вып.№4. Гидрометеорология. Серия Метеорология. 1989.
107. Макова В.И. Расчет полей ветра по полям атмосферного давления над морем.// Обзорная информация. Вып.№4. Гидрометеорология. Серия Метеорология. 1989.
108. Монин А.С., Яглом А.М. Статистическая гидромеханика. Часть 1.//М. Наука, 1965, 639С.
109. Прандтль Л. Гидромеханика. М.: Издательство иностранной литературы, 1949. 520с.
110. Халтинер Дж., Мартин Ф. Динамическая и физическая метеорология.\\ Из-во Ин. Литературы. Москва. 1960.
111. Ландау Л.В., Лифшиц Е.М.. Гидродинамика – М.: Наука, 1973.
112. Гидрометеорология и гидрохимия морей СССР. Т. IV. Черное море. Вып. 1. Гидрометеорологические условия.– Л.: Гидрометеиздат, 1991. – 430 с.

113. Тужилкин В. С. Сезонная и многолетняя изменчивость термохалинной структуры вод черного и каспийского морей и процессы ее формирования. Автореферат диссертации. Специальность: 25.00.28. 2008.
114. Tuzhilkin V.S. Thermohaline Structure of the Sea // The Black Sea Environment (Hdb Env Chem Vol. 5, Part Q (2008): DOI 10.1007/698_5_077). – Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. - 2008. - P. 217-254.
115. Михайлова Э. Н., Шапиро Н. Б. Моделирование распространения и трансформации речных вод на северо-западном шельфе и в глубоководной части Черного моря // Мор. гидрофиз. журн. - 1996. - № 3. - С. 30 - 40.
116. Налбандов Ю. Р. Черное море-2000: климатический атлас гидрологических и гидрохимиче-ских характеристик вод на компакт-диске. - М.: ИО РАН, 2000. - 329 с.
117. Trukhchev I., Demin Y. L., The Black Sea General Circulation and Climatic Temperature and Salinity Fields. Technical Report. WHOI-92-34, CRC-92-026 D. 1992.
118. Oguz T., Latin V. S., Latif M. A. et al. Circulation in the surface and intermediate layers in the Black Sea. Deep Sea Res. 1993. V.1. №40. p.1597-1612.