

Особенности мониторинга нефтяных разливов на поверхности воды в Арктическом регионе Российской Федерации

А.А. ХАЛТУРИН ✉, К.Д. ПАРФЕНЧИК и В.А. ШПЕНСТ
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
✉ s195022@stud.spmi.ru

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Khalturin, A.A.; Parfenchik, K.D.; Shpenst, V.A. Features of Oil Spills Monitoring on the Water Surface by the Russian Federation in the Arctic Region. *J. Mar. Sci. Eng.* 2023, 11, 111. <https://doi.org/10.3390/jmse11010111>

Аннотация. Учитывая, что в последнее время стремительный рост добычи на шельфе, особенно в Арктическом регионе Российской Федерации, вызывает повышенную обеспокоенность по поводу разливов нефти на водной поверхности, этот вопрос сегодня особенно актуален и важен. Эти загрязняющие вещества оказывают разрушительное воздействие на морскую биосферу планеты. Поэтому для оперативного обнаружения нефтяных разливов необходимо использовать эффективные и надежные методы и приборы, позволяющие удаленно обнаружить нефтяной разлив. Описаны некоторые методы мониторинга нефтяных разливов и российские разработки в этой области, их особенности, преимущества и недостатки. Ввиду сложных арктических условий, из-за сурового климата и покрытой льдом водной поверхности, применение приборов для обнаружения разливов не всегда возможно. Несмотря на это, в ходе исследования была доказана эффективность таких методов, как радар, инфракрасное и ультрафиолетовое излучение. В конечном итоге сочетание этих методов дает персоналу морской платформы наибольший объем информации об обнаруженном разливе нефти. Полученная информация включает в себя площадь распространения разлива, толщину утечки и химический состав нефти.

Ключевые слова: дистанционное зондирование; нефтяные разливы; Арктический регион; радар; инфракрасный датчик; ультрафиолетовый датчик; косекансная диаграмма направленности.

Features of Oil Spills Monitoring on the Water Surface by the Russian Federation in the Arctic Region

Artem A. KHALTURIN ✉, Konstantin D. PARFENCHIK and Vadim A. SHPENST
Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia
✉ s195022@stud.spmi.ru

Abstract: Given that the recent rapid growth of offshore production, especially in the Arctic region of the Russian Federation, is causing increased concern about oil spills on the water surface, this issue is especially relevant and important today. These pollutants have a devastating impact on the world's marine biosphere. Therefore, effective and reliable methods and instruments must be used for operational spill detection in order to detect a remote oil spill. Several methods for oil spill monitoring and Russian developments in this area were described, including their features, advantages, and drawbacks. In cases when use in difficult Arctic conditions was anticipated, due to the harsh climate and ice-covered water surface, it was not always possible for spill detection instruments to be utilized. Despite this, such methods as radar, infrared, and ultraviolet were proven to be effective during this research. Ultimately, the combination of these methods returned the greatest volume of information to offshore platform staff about a detected oil spill. The information provided includes the spread area of the spill, the thickness of the leak, and the chemical composition of the oil.

Keywords: remote sensing; oil spills; the Arctic region; radar; infrared; ultraviolet; cosecance directional diagram.

1. Введение

Разлив нефти – это масса нефти, которая плавает на поверхности водоема и разносится ветром, течениями и приливами. Это может иметь пагубные последствия для прибрежных экосистем. Разливы нефти и нефтепродуктов могут быть вызваны множеством факторов, включая износ оборудования, низкое качество ремонта и восстановления, стихийные бедствия, халатность на рабочем месте, террористические акты и войны. Разлив нефти может произойти на любом этапе процесса добычи и переработки нефти, в том числе при хранении и транспортировке [1]. Потенциальными

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2025.

источниками разливов нефти являются взрывы скважин при подводной разведке или добыче, выбросы или утечки из подводных трубопроводов, утечки из наземных резервуаров или трубопроводов, а также аварии судов [2, 3].

Последствия разливов нефти в Арктике особенно серьезны из-за негативного воздействия, которое они могут оказать на хрупкую экосистему региона, а также потому, что обнаружить и отследить просачивание нефти подо льдом будет особенно сложно [4]. Такие условия, как подвижный лед, низкие температуры, ограниченная видимость или полная темнота, сильные ветры и экстремальные штормы, повышают риск аварий или ошибок, которые могут привести к разливам нефти. Опасность экологического и экономического ущерба от крупных разливов нефти в арктических водах может быть значительно снижена за счет разработки более быстрых и надежных методов зондирования [5].

Быстрое и эффективное обнаружение нефтяного загрязнения на поверхности воды возможно с помощью современных методов дистанционного мониторинга. При этом можно получить широкоэшелонные данные об объеме, площади и даже химическом составе.

2. Нефтяное загрязнение мировых вод сегодня

В середине XX века рынок нефти стремительно развивался. Стали появляться крупные танкеры, способные перевозить более 100 тысяч тонн сырья, подводные трубопроводы и плавучие нефтедобывающие платформы. Однако с развитием технологий все большее значение приобретал человеческий фактор. Одно неверное действие может привести к настоящей экологической катастрофе.

2.1. Разливы нефти, вызванные морским транспортом

В 1980-х годах в Карибском море произошло несколько взрывов из-за столкновения двух танкеров – «Императрица Атлантики» и «Эгейский капитан». В результате в море попало более 2,1 миллиона баррелей нефти. Считается, что береговая линия не пострадала потому, что катастрофа произошла в открытом море. Морская флора и фауна пострадала значительно [6].

Однако за последние несколько десятилетий количество разливов нефти с танкеров заметно сократилось. С 1970 года количество разливов свыше 7 тонн уменьшилось более чем на 90 % [7].

В таблице 1 представлены основные случаи разливов нефти с затонувших судов, произошедшие с момента начала ведения учета.

Таблица 1

Крупные разливы на судах [8]

№	Название корабля	Дата	Местоположение	Размер разлива (млн баррелей)
1	Императрица Атлантики	1979	У берегов Тобаго, Вест-Индия	2,1
2	АБТ Саммер	1991	700 морских миль от Анголы	1,9
3	Кастильо-де-Бельвер	1983	У залива Салданья, Южная Африка	1,8
4	Амоко Кадис	1978	У берегов Бретани, Франция	1,6
5	Хейвен	1991	Генуя, Италия	1
6	Одиссей	1988	700 морских миль от Новой Шотландии, Канада	1
7	Каньон Торри	1967	Острова Скилли, Великобритания	0,9
8	Морская звезда	1972	Оманский залив	0,8
9	Санчи	2018	У берегов Шанхая, Китай	0,8
10	Серенада Ирен	1980	Залив Наварино, Греция	0,7
11	Уркиола	1976	Ла-Коруна, Испания	0,7
12	Гавайский патриот	1977	300 морских миль от Гонолулу	0,7
13	Независимость	1979	Босфор, Турция	0,7

2.2. Инциденты в Арктике

Для целей данной статьи под арктической границей понимается регион, где средняя температура самого теплого месяца (июля) ниже 10°C. Несмотря на усилия, предпринимаемые для предотвращения разливов в этом районе, дальнейшая статистика свидетельствует о неблагоприятном опыте предыдущих крупных разливов нефти и нефтепродуктов.

В регионах Северо-Запада и Норт Слоупа довольно часто происходят небольшие разливы сырой нефти и нефтепродуктов объемом менее 50 баррелей [9].

Самый крупный разлив на Аляске произошел 24 марта 1989 года, когда танкер Эксон Валдез, принадлежащий одной из крупнейших нефтяных компаний Эксон, столкнулся с рифом у побережья Аляски и сел на мель в Принс-Уильям-Саунд. По оценкам, объем разлившейся нефти составил около 260 000 баррелей, а ущерб, нанесенный окружающей среде региона и местному рыболовству, по общему мнению, стал самым серьезным и продолжительным за всю историю подобных катастроф [10].

Крупнейший разлив в американской Арктике был вызван балкером Селенданг Аю, который сел на мель возле Уналаски в восточной части Алеутских островов в декабре 2004 года. С судна вытекло более 8000 баррелей топлива, а также груз соевых бобов [11].

С 1981 по 1983 год на северной оконечности острова Баффин в Канаде была проведена серия небольших экспериментальных разливов нефти. По оценкам, 179000 баррелей бункера С было выброшено, когда судно Эрроуран село на мель в заливе Чедабукко, Новая Шотландия, в 1970 году. В результате этого разлива в Канаде были внесены серьезные изменения в законодательную базу, касающуюся разливов нефти [12].

В период с 1999 по 2009 год в Российской Федерации не произошло ни одного крупного разлива нефти, но было множество мелких разливов. В мае 2020 года вблизи Норильска из резервуара, снабжавшего электростанцию, вылилось большое количество дизельного топлива [13].

Крупные разливы нефти происходили и в арктических водах европейских стран. В 1977 году на платформе «Браво» произошел взрыв нефти и природного газа, что привело к первому крупному выбросу нефти в Северном море. До того как скважина была закрыта, по оценкам, вылилось более 200 000 баррелей нефти [14].

5 января 1993 года танкер «Браер» совершил аварийную посадку на юге Шетландских островов из-за шторма и отказа двигателя. Он направлялся из Норвегии в Канаду с грузом в 621 000 баррелей сырой нефти с Гулфакса, которая вытекла в море. Разлив нефти на судне «Браер» является одним из крупнейших по количеству нефти, попавшей в окружающую среду [15].

Катастрофа танкера «Антонио Грамши» произошла в 1987 году, когда танкер сел на мель у южного побережья Финляндии, в результате чего вылилось от 89 000 до 107 000 баррелей сырой нефти [16, 17]. Советский танкер «Волгонепфть 263» столкнулся с западногерманским грузовым судном «Бетти» в 1990 году. В результате этого у берегов Швеции вылилось 6300 баррелей отработанной нефти [18].

2.3. Аварии на энергетических трубопроводах

11 мая 2021 года произошла разгерметизация нефтепровода на Ошском месторождении в 300 м от берега реки Колва, Северная Россия. Большая часть смеси нефти, воды и песка, которая была разнесена по почве, заняла природную низину вблизи места утечки. Однако около 10 % разлива попало в Колву – нефтяное пятно на воде было использовано для обнаружения утечки. На суше разлив был быстро ликвидирован [19].

2.4. Разливы нефти, вызванные разведкой и добычей нефти

За прошедшие годы произошло несколько крупных аварий, вызванных разливами нефти на шельфе при добыче нефти в море.

20 апреля 2010 года произошел взрыв на нефтяной платформе «Дипвотер Хорайзон» в Мексиканском заливе на месторождении Макондо. Это привело к катастрофическому разливу нефти. Платформа «Дипвотер Хорайзон» представляла собой современное инженерное сооружение, на котором использовались новейшие технологии для организации и проведения морского бурения. Потенциальный запас нефти составлял 100 миллионов баррелей. Катастрофа на «Дипвотер Хорайзон» стала кульминацией целой цепи событий. Через тридцать шесть часов после начала катастрофы платформа «Дипвотер Хорайзон» затонула, оказавшись на морском дне на глубине 1500 м. Через три дня после событий 20 апреля стало ясно, что масштаб аварии составляет 250 кв. км, так как площадь нефтяного пятна достигла таких размеров. После недельного роста оно двинулось к побережью США и достигло 80 000 квадратных километров [20, 21].

Другая примечательная авария произошла 12 декабря 2007 года, когда около 4000 м³ нефти вылилось в Северное море с морской нефтяной платформы, расположенной примерно в 200 км к западу от города Берген в Норвегии. Месторождение Статфьорд является одним из крупнейших нефтяных месторождений Норвегии и расположено недалеко от границы между территориальными водами Великобритании и Норвегии. Разлив произошел, когда челночный танкер «Навион Британника» сливал нефть [22].

В таблице 2 приведен список крупных аварий с разливами нефти, произошедших с момента начала ведения учета.

Таблица 2

Разливы нефти объемом более одного миллиона баррелей с 1980 года, вызванные разведкой и добычей на шельфе

№	Название	Дата	Местоположение	Причина	Размер разлива (млн баррелей)
1	Война в Персидском заливе	Январь 1991	Персидский залив, Ближний Восток	Иракско-кувейтская война	5-8
2	Глубоководный горизонт	Апрель – июль 2010	Мексиканский залив, США	Прорыв устья скважины	4-5
3	Иксток I	Июнь 1979 – март 1980	Залив Кампече, Мексиканский залив	Прорыв разведочной скважины	3.3-3.5
4	Ферганская долина	Март 1992	Узбекистан	Прорыв нефтяной скважины	>2
5	Нефтяное месторождение Навруз	Февраль – сентябрь 1983	Персидский залив/Иран	Иракско-иранская война	>1.9
6	Эксплуатационная скважина, D-103	Август 1980	Триполи, Ливия	Прорыв скважины	~1

3. Особенности мониторинга нефтяных разливов в Арктическом регионе

3.1. Потенциал арктических территорий

Важность развития арктических территорий возрастает. Это перспективное туристическое направление для целого ряда стран. Особо охраняемые природные территории являются домом для уникальных существ и коренных малочисленных народов.

Приоритеты разных стран в Арктическом регионе включают эффективное использование сырья и логистический потенциал [23–27]. Здесь имеется значительная ресурсная база полезных ископаемых и углеводородов. Энергетический переход зависит от того, станет ли их добыча движущей силой экономического развития. В регионе работает множество крупных производителей минерального сырья и нефтегазовых компаний, например, ООО «Варандейский терминал», ООО «Газпром нефть шельф», публичное акционерное общество «Норильский никель», «Арктическая горнодобывающая компания Лтд.», «Арктическая горная компания», «Арктика», ООО «Арктическая горнодобывающая компания» (Норильск, Россия), «Китайская национальная оффшорная нефтяная корпорация Лтд.» (Пекин, Китай) и «Китайская национальная нефтяная корпорация», «КонокоФилопс Аляска Инк.» (Пекин, Китай), горпорации «Эксон Мобил» (Ирвинг, Техас, США), «УБН Норвегия» (Ставангер, Норвегия), «Эквино» (Ставангер, Норвегия), «Агнико Игл Майнс Лтд.» (Торонто, ОН, Канада) и другие [28–32].

Промышленное производство имеет большой потенциал роста, что приведет к кардинальным изменениям в регионе и усложнит логистические схемы [33]. Последствия изменения климата в Арктике создают серьезные угрозы и вызовы, но также открывают дополнительные возможности для экономической деятельности [34–36]. Северный морской путь, главная транспортная артерия между Атлантическим и Тихим океанами, имеет потенциал стать транзитным судоходным маршрутом высокой пропускной способности [28].

С увеличением числа судов, проходящих через покрытые льдом воды, возрастает риск разлива нефти в этих районах. Разливы нефти различными способами во время ее хранения и транспортировки стали неизбежными, поскольку ежедневно используется большое количество

нефти [37, 38]. В среднем более 80 % нефтяных ресурсов Арктики сосредоточено на шельфе, что усложняет разработку системы реагирования на разливы нефти, учитывая тяжелые ледовые и погодные условия [39-41].

Потенциальными источниками подповерхностной нефти являются утечка из трубопровода, утечка из подводного резервуара или судна, а также естественный прорыв (рис. 1). Для сохранения уникальной и уязвимой окружающей среды региона необходимо разработать эффективную систему дистанционного мониторинга.

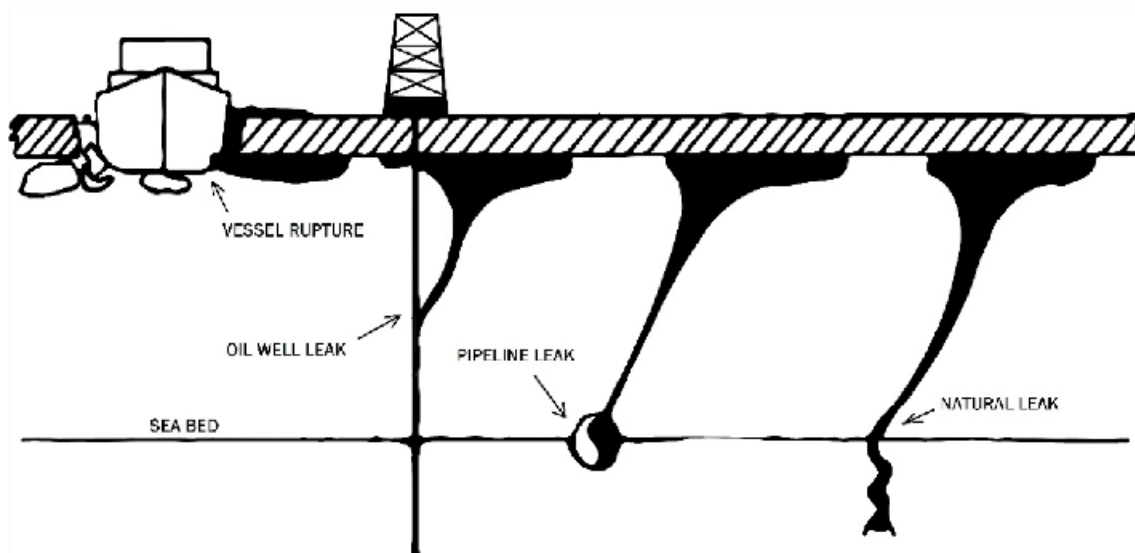


Рис. 1. Потенциальные источники подповерхностной нефти: разрыв резервуара; утечка из нефтяной скважины; утечка из трубопровода; естественная утечка (составлено авторами)

3.2. Нефть на льду

Морской лед взаимодействует с нефтью во многих формах. Жидкая нефть может находиться в сети пор и дренажных каналов. Нефть, попавшая на поверхность льда или под него, обычно не распространяется на большие расстояния и локализуется в месте аварийного разлива. В зависимости от погодных условий слой льда может находиться в фазе быстрого роста, быть неподвижным или разрушаться, что позволит нефти на поверхности оказаться в окружении льда, на границе раздела лед-вода или в ловушке в растущем слое льда [41]. Быстрый лед, примерзший к морскому дну или побережью, не будет перемещаться с течениями или ветрами. Поэтому маловероятно, что нефть, разлитая на быстром льду или под ним, будет дрейфовать. Паковый лед свободно плавает на поверхности, и нефть, разлитая здесь, будет дрейфовать вместе с ним.

Кроме того, нефть может оказаться в ловушке подо льдом. Растущий первый год морской лед может полностью закрыть нефть. Когда нефть попадает в море, она подвергается обычным процессам выветривания, хотя на это часто влияют низкая температура и наличие льда. По оценкам, от 2 до 10 л нефти попадает в поровое пространство морского льда на квадратный метр льда после разлива [42]. Холодная температура препятствует испарению, а отсутствие волн ограничивает рассеивание. Отсутствие волн также препятствует эмульгированию. Это может увеличить объем загрязняющего вещества в пять раз [43].

Сильный ветер, плохая видимость, непредсказуемые погодные условия, замерзание и дрейфующий лед могут стать серьезными препятствиями для оперативного реагирования на разливы и фактором, снижающим эффективность мер по ликвидации нефтяных разливов. Для того чтобы определить загрязняющие вещества в смеси нефти и льда, необходимо иметь большой набор инструментов. Если нефть находится под ледяным покровом, требуются новые системы обнаружения нефти подо льдом. Важно быть готовым к быстрому и скоординированному реагированию с использованием наиболее эффективных стратегий для минимизации последствий разлива.

4. Существующие методы и устройства для мониторинга разливов нефти

На сегодняшний день существует множество методов мониторинга нефтяных разливов на суше и на поверхности воды. Ниже описаны наиболее используемые методы и приборы. Для выявления наиболее перспективных методов обнаружения разливов проводится сравнительный анализ. Критериями оценки лучших методов были:

- скорость (своевременное обнаружение разлива и оперативное оповещение о происшествии);
- точность (высококачественные, близкие к реальности данные мониторинга);
- универсальность (возможность использования метода в любых местах и условиях: на суше, на воде и т.д.);
- экономичность (дешевизна метода не в ущерб его качеству);
- отдельные доступные положительные стороны метода.

Во всем мире используются два типа методов мониторинга: лабораторные (физико-химические) и на месте.

Среди основных физико-химических методов выделяют:

- гравиметрический анализ;
 - инфракрасная спектрометрия;
 - флуоресцентный спектроскопический анализ;
 - газохроматографический анализ.
- Среди основных средств дистанционного мониторинга можно выделить:
- воздушные суда;
 - беспилотные летательные аппараты (БПЛА);
 - спутники; радары.

Суть этих методов мы сейчас и рассмотрим.

4.1. Гравиметрический метод

Этот метод обычно используется для анализа вод с чрезвычайно высокой концентрацией углеводородов. Суть гравиметрического метода заключается в экстракции нефтяных компонентов из пробы загрязненной воды малополярными растворителями с последующей очисткой экстракта от полярных органических веществ с помощью специальных сорбентов. При испарении экстрагента остаток, или свободный углерод, обычно взвешивается.

На рисунке 2 приведена схема установки для определения доли свободного углерода по ГОСТ 26564.2-85 «Материалы и изделия из карбида кремния огнеупорные». Методика определения свободного углерода взята из справочника [44].

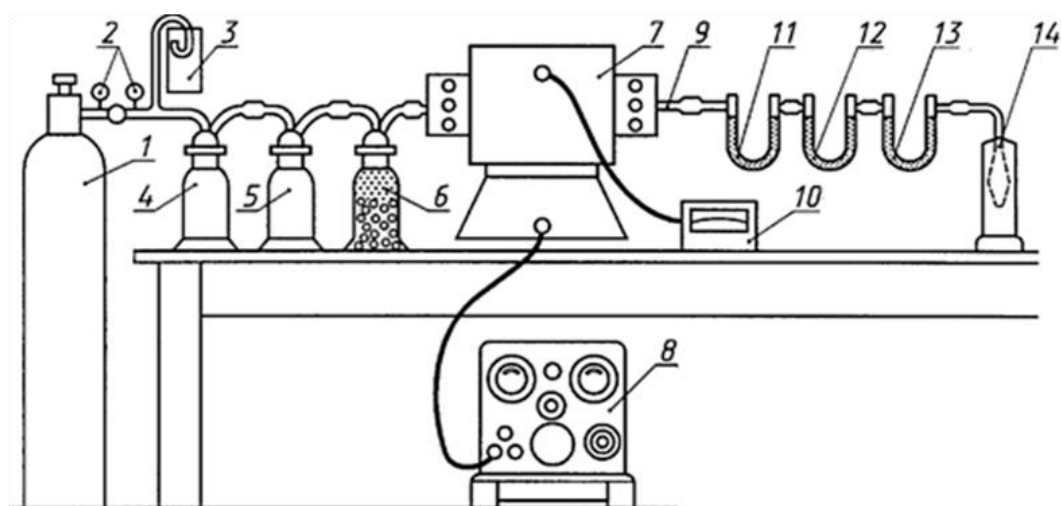


Рис. 2. Оборудование, используемое для определения доли свободного углерода [44]

Композиция установки: 1 – кислородный баллон; 2 – редукционные клапаны; 3 – манометр; 4 – колба со стекловатой; 5 – колба с кольцом из железа и серной кислоты; 6 – колба, заполненная 223 известково-натриевым и кварцевым гелями и прокладками из стекловаты; 7 – трубчатая

печь с электрообогревом; 8 – регулировочный трансформатор; 9 – газонепроницаемая керамическая трубка длиной 800 мм и внутренним диаметром 18 мм; 10 – измеритель температуры; 11 – С-образная трубка, заполненная силикагелем; 12 – фигурная трубка, на 2/3 заполненная натриевой известью, со стекловатными прокладками; 13 – С-образная трубка, на 2/3 заполненная натриевой известью и на 1/3 силикагелем, со стекловатными прокладками; 14 – счетчик пузырьков.

Поскольку данный метод не требует предварительной калибровки или проверки средств измерений, а также отбора стандартных образцов, его можно назвать одним из наиболее точных методов в области аналитической химии.

Основным недостатком метода является невозможность его использования при крайне низких концентрациях углеводородов в воде, поскольку диапазон измерений начинается с $0,35 \text{ мг/дм}^3$.

Тем не менее, эти недостатки могут быть преодолены с помощью более современного метода двумерной газовой хроматографии (ГХ×ГХ) с масс-спектрометрическим детектированием. Метод все еще изучается и совершенствуется. За последнее десятилетие этот подход получил развитие, нашел применение во многих областях, что позволило более четко сформулировать исследовательские вопросы. Недавно было представлено несколько новых конструкций модуляторов потока с точки зрения инструментальных достижений. Несмотря на то, что эта форма модуляции все еще составляет небольшую часть от общей практики ГХ×ГХ, в будущем ожидается увеличение ее применения.

Анализ и обработка данных, а также экстраполяция полезной информации из богатых информацией двумерных хроматограмм по-прежнему остаются одними из самых сложных задач, особенно в нецелевом анализе.

Масс-спектрометрия является важным союзником для ГХ×ГХ метода в продолжении его применения в развитии, расширении и становлении многомерной техники высокого разрешения [45].

4.2. Метод инфракрасной спектроскопии

Согласно стандарту ГОСТ Р 51797-2001, метод инфракрасной спектроскопии (далее ИК-спектроскопия) разрешен к применению для определения концентрации нефтепродуктов в питьевой воде [46].

При использовании метода ИК-спектроскопии основные этапы анализа включают:

- экстракция нефти из отобранной пробы органическим растворителем;
- очистка экстракта от полярных соединений методом колоночной хроматографии;
- регистрация интенсивности спектра поглощения связей С-Н в диапазоне волновых чисел $2700\text{--}3150 \text{ см}^{-1}$;
- определение уровня концентрации нефти и нефтепродуктов по площади спектра или оптической плотности.

Стоит отметить, что данный метод имеет ряд преимуществ, в том числе низкую зависимость от конкретного вида нефти, вызвавшей загрязнение питьевой воды. Поэтому возможно совместное определение содержания летучих и нелетучих компонентов.

Метод ИК-спектроскопии имеет существенный недостаток, связанный с использованием в качестве экстрагентов высокотоксичных, ядовитых веществ (например, хладона 113, четыреххлористого углерода и т.д.).

4.3. Метод флуоресцентной спектроскопии

Процесс включает в себя экстракцию нефтепродуктов гексаном. При необходимости экстракт очищают, а затем измеряют интенсивность его флуоресценции. Причиной наблюдаемой интенсивности флуоресценции является оптическое возбуждение.

Основными преимуществами этого метода являются скорость, высокая точность и чувствительность, а также малый объем образца.

Однако метод флуоресцентной спектроскопии не подходит для повсеместного экологического контроля, поскольку в аналитическом сигнале образуются только ароматические углеродные связи.

Доля этих углеводородов зависит от природы нефтепродуктов и может быть очень мала. Поэтому существует вероятность получения ложных результатов [47].

4.4. Газохроматографический метод

Один из наиболее перспективных методов анализа основан на использовании нефтепродуктов, которые были обнаружены в образце. Экстракт, полученный из полярных соединений и очищенный, анализируется с помощью газового хроматографа.

Суммарная площадь хроматографических пиков углеводородов служит количественным аналитическим сигналом. Данный метод был разработан и успешно применен в лабораториях Мосводоканала для контроля и качества питьевой воды в период с 1985 по 1995 год. С тех пор он был сертифицирован Госстандартом РФ и стал одним из наиболее надежных и информативных способов обнаружения нефтепродуктов во всех видах вод (например, сточных, природных, питьевых и т.д.).

Газохроматографический метод позволяет не только определить общее содержание нефтепродуктов в воде, но и идентифицировать отдельные углеводороды. Это может быть использовано для определения источника загрязнения.

Вышеперечисленные основные физико-химические методы мониторинга разливов нефти позволяют оценить масштаб бедствия (уровень содержания нефтепродуктов в воде из конкретной пробы, взятой в конкретном водоеме). Благодаря им можно осознать весь масштаб техногенной аварии, например, площадь разлива, загрязненные территории, нанесенный ущерб и т.д.

4.5. Воздушные суда

Самым дешевым методом мониторинга объектов нефтяной промышленности является авиационный. Одним из самых больших преимуществ использования самолета для мониторинга является возможность его непрерывного использования даже в суровых климатических условиях. Эксплуатация самолета включает в себя:

- непрерывный мониторинг систем нефтедобычи в режиме «онлайн»;
- использование встроенной в самолет тепловизионной системы для обнаружения возможных утечек нефти;
- создание цифровой карты береговых объектов нефтедобычи;
- получение и обработка фотопланов территорий; оперативное обнаружение возможных незаконных врезок в трубопроводы;
- мониторинг кустовых площадок [48].

Одним из наиболее инновационных и эффективных методов использования авиации на сегодняшний день является мониторинг с помощью беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Полученные кадры с БПЛА показаны на рисунках 3 и 4.

Использование БПЛА позволяет обнаружить несанкционированные работы с оборудованием и объектами нефтедобычи (например, врезки в нефтепровод, образовавшиеся свалки, работы в запретных или охраняемых зонах и т. д.).



Рис. 3. Пример изображения нефтяного пятна, полученного с БПЛА [49]

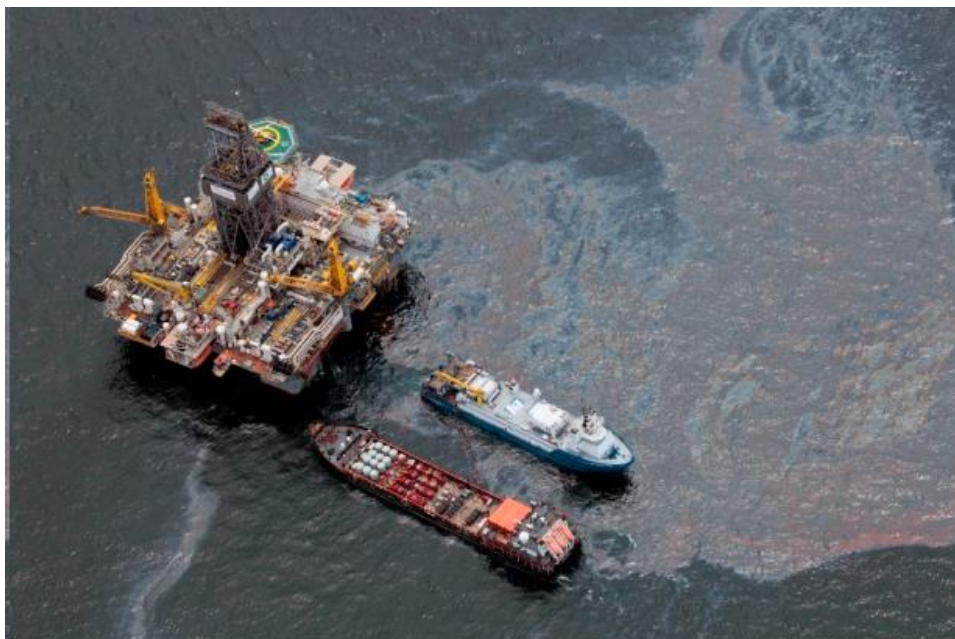


Рис. 4. Пример изображения нефтяного пятна, полученного с БПЛА [50]

БПЛА, как и другие беспилотные аппараты, могут быть самолетного или вертолетного типа. Эти типы делятся на следующие классы (табл. 3).

Таблица 3

Классификация беспилотных летательных аппаратов [51]

Тип БПЛА	Вес БПЛА, кг	Радиус зоны действия, км
Микро и мини малый радиус действия	До 7	От 25 до 40
Малый радиус, свет	От 7 до 50	От 15 до 115
Средний радиус, свет	От 50 до 100	От 110 до 300
Средний	От 100 до 300	От 170 до 1000
Средне-тяжелые	От 300 до 500	От 150 до 1000
Средний радиус, плотный	От 500 до 1000	От 75 до 300
Большой радиус, плотный	Свыше 1000	Свыше 300

Сегодня использование БПЛА широко распространено как в относительно небольших, так и в крупных нефтегазовых компаниях. Например, эта технология позволила повысить эффективность эксплуатации и обслуживания напорных трубопроводов.

С помощью БПЛА ижевского производства «ZALA 421-16EM» и «ZALA 421-16E» обследовано более 15 тыс. км нефтепроводов. За один полет беспилотник контролирует до 200 км трубопроводов.

В течение последних нескольких лет БПЛА типа «Рубеж-30» успешно эксплуатируется на территории Венесуэлы (штат Гуарико, аэродром Сан-Хуан-Лос-Мортос) для мониторинга объектов нефтяной промышленности. Прототип был разработан казанской компанией «Аарокон».

Еще одним примером успешного использования БПЛА стало внедрение системы воздушного мониторинга на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» в апреле 2012 года.

В этом случае БПЛА использовался для обнаружения утечек и незаконных врезок в трубопроводы, а также для мониторинга разливов нефти на суше и воде [48].

Основными преимуществами использования БПЛА являются:

- доступная стоимость;
- высококачественная съемка местности с последующим созданием цифровой карты местности с помощью современного программного обеспечения;

- возможность быстро и эффективно контролировать потерю и утечку ископаемых, что экономит время и повышает эффективность самого мониторинга;
- минимальный ущерб окружающей среде благодаря низкому расходу топлива и отсутствию инфраструктуры.

Стоимость использования различных летательных аппаратов для мониторинга представлена в таблице 4. Экономический эффект от использования БПЛА представлен на графике на рисунке 5.

Таблица 4

Классификация БПЛА [51]

Тип воздушного судна	Стоимость одного часа полета (актуально на ноябрь 2022 года)
Дрон	≈100 долларов США
Вертолет Robinson R-66	от 930 долларов США
Вертолет Ми-8Т	от 1900 долларов США

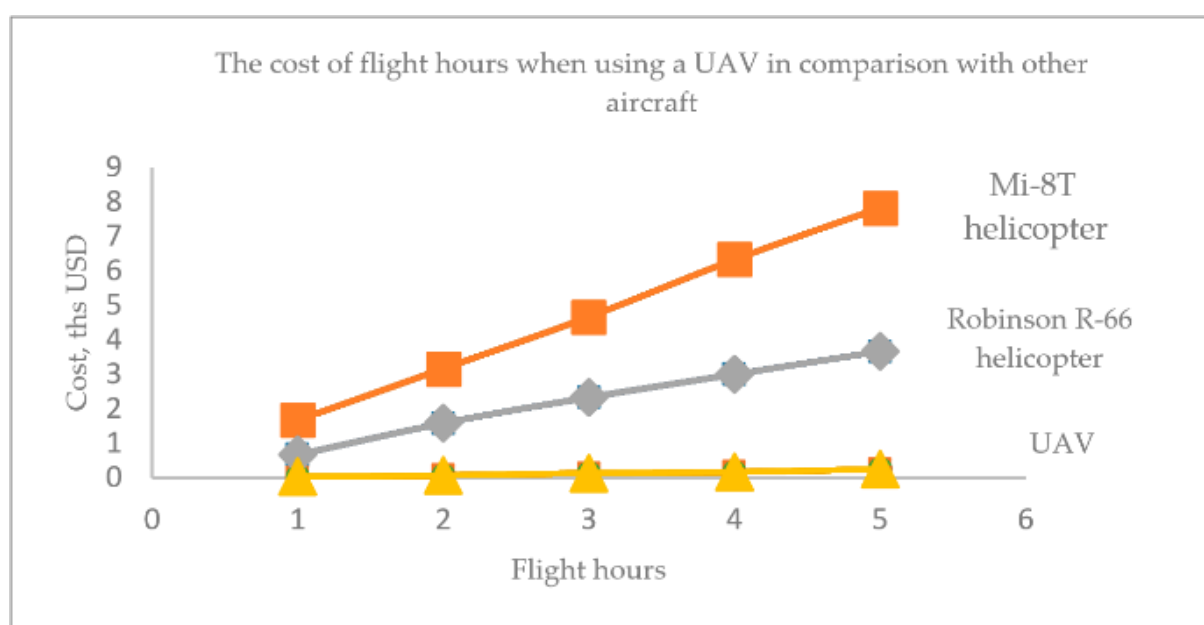


Рис. 5. Стоимость летного часа при использовании БПЛА по сравнению с другими летательными аппаратами [51]

Этот эффект, приведенный выше, объясняется довольно просто – пилотируемая авиация требует дорогостоящей инфраструктуры, такой как посадочные площадки, заправочные станции, диспетчерские пункты, специальный, обученный персонал и т.д.

В целях безопасности БПЛА также имеет преимущества перед другими летательными аппаратами, так как поломка дрона не повлечет за собой огромных финансовых и человеческих потерь. Авиакатастрофа может привести к гибели людей.

4.6. Радарный метод

Радарный метод в настоящее время также считается эффективным методом дистанционного мониторинга поверхностных вод.

Основным преимуществом использования воздушных или стационарных радиолокационных станций является их всепогодность, а также возможность получения информации в любое время суток. Это обусловлено широким полем зрения, которое может составлять от десятков километров при зондировании с помощью авиации до сотен километров при использовании космических носителей.

Зависимость между характеристиками отраженных от моря радиосигналов и параметрами поверхностных волн определяет метод мониторинга морской поверхности (рис. 6) [52, 53].

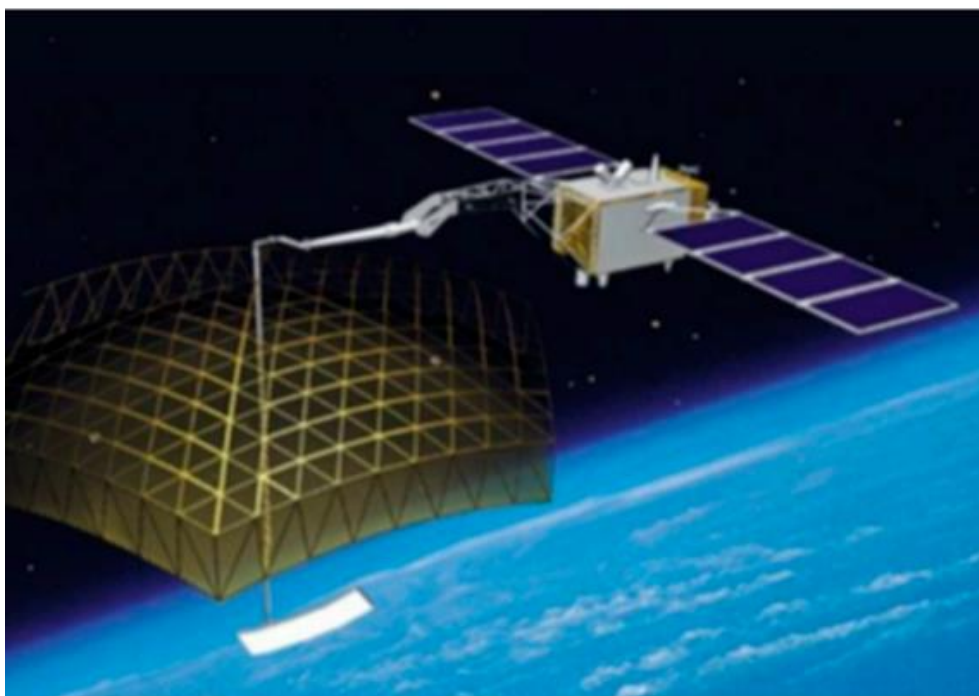


Рис. 6. Изображение малого космического аппарата «Кондор-Э» с установленным радиолокатором [54]

Реализация этого метода может иметь несколько форм:

- Радар на искусственном спутнике Земли.

Суть этого метода заключается в облучении исследуемого участка водной поверхности радиоимпульсами, а затем в приеме и регистрации отраженных при облучении эхосигналов. Полученные амплитуды отраженных эхо-сигналов преобразуются в значения удельной эффективной площади рассеяния (УЭПР) для каждого элемента пространственного разрешения радара. УЭПР конкретного элемента пространственного разрешения радара отражается на радиолокационном изображении (рис. 6).

Завершающие этапы формирования РЛС включают фильтрацию, сегментацию и обработку для выделения неярких участков РЛС, указывающих на наличие нефтяного загрязнения (пятен) на данном участке морской поверхности [55].

Основными недостатками данного метода радиолокационного мониторинга с помощью спутника являются:

- радар может быть подвержен влиянию погодных условий, которые могут привести к искажению получаемых радиолокационных изображений обследуемого района;
- поскольку спутник, на котором установлен радар, находится в постоянном движении по орбите, частота мониторинга зависит от того, на каком расстоянии от Земли находится спутник. Для эффективного оперативного мониторинга необходимо задействовать несколько спутников и координировать их параллельную работу.
- Судовой радар.

При включении судовой радара на поверхность моря излучаются радиоимпульсы с горизонтальной поляризацией, отраженные эхо-сигналы принимаются, регистрируются и обрабатываются.

Если значение УЭПР превышает пороговое значение, это сигнализирует о наличии нефтяного загрязнения на данном участке морской поверхности. Вид радара судна показан на рисунке 7.

Одним из ограничений данного метода является то, что можно выделить лишь небольшой радиус обнаружения загрязнения, так как здесь все напрямую зависит от высоты установки радара. Обычно радиус исследуемой поверхности судовой РЛС не превышает 1 км. Поэтому для полноценного мониторинга в случае крупного разлива нефти необходимо задействовать сразу несколько судов [57].



Рис. 7. Внешний вид радара судна [56]

- Береговой радар.

Основными преимуществами использования берегового радара являются его эффективность и способность непрерывно принимать и обрабатывать информацию. Небольшие зоны наблюдения не требуют большого радиуса действия радара. Энергетический потенциал радаров этого типа достаточен для обнаружения нефтяных загрязнений на поверхности моря (рис. 8).



Рис. 8. Внешний вид берегового радара [58]

Из-за низкой отражательной способности водной поверхности качество радиолокационной информации требует высокого энергетического потенциала, который будет соответствовать требуемым вероятностям правильного обнаружения и ложной тревоги [59].

4.7. Заключение по анализу методов мониторинга нефтяных разливов

Учитывая основные критерии выбора лучшего метода, рассмотренные в начале раздела, в качестве метода мониторинга морской поверхности с использованием корабельных, береговых или стационарных радаров был выбран радиолокационный метод.

Кроме того, для повышения качества мониторинга объектов нефтегазовой отрасли можно использовать симбиоз сразу нескольких видов фиксации:

1) для мониторинга трасс трубопроводов используется видео фиксация с помощью телевизионной камеры. Операторы могут оперативно отслеживать текущую ситуацию, просматривая видеотрансляцию в режиме «онлайн»;

2) использование цифровой камеры позволяет получать фотографии самого высокого разрешения, которые затем могут быть подвергнуты спектрометрической обработке для выявления проблемных участков (например, коррозии, чрезмерного нагрева и т. д.);

3) место разлива нефти можно определить по съемке в ИК-спектре, так как участки с другим оттенком на кадрах будут иметь большее тепловое излучение нефти.

5. Эффективность методов дистанционного мониторинга для арктического региона

Если объем нефти, попавшей в море, неизвестен, можно использовать другие методы, чтобы оценить его по площади поверхности и толщине. Например, спутниковая система РСА может использоваться для мониторинга сотен небольших разливов нефти в Средиземном море каждый год [60].

Географическая информационная система (ГИС) – это компьютерная система мониторинга, способная хранить, анализировать и обмениваться географической информацией. С помощью этих данных можно обнаруживать нефтяные разливы [61]. Для обнаружения и мониторинга нефтяных разливов обычно используются авиационные и спутниковые снимки. Обнаружение нефтяных разливов с помощью радара с синтезированной апертурой (РСА) основано на эффекте затухания, который нефть оказывает на поверхностные волны морской воды. Классификация изображений РСА может выявить три различных класса нефтяных разливов: область разлива в центре, окружающая ее зона высокого загрязнения и внешние слои зоны низкого загрязнения. При слабом ветре сигнал РСА с моря не поступает, и поэтому нефтяные пятна не видны [62]. Поверхность незагрязненной воды имеет большую шероховатость, чем нефтяное пятно, что приводит к увеличению обратного рассеянного сигнала [63].

Существует несколько устройств дистанционного зондирования для обнаружения нефтяных пятен, включая датчики, состоящие из частотно-модулированного радара непрерывных волн, георадара, инфракрасной фотографии, акустических методов, теплового инфракрасного изображения, воздушных лазерных флуоросенсоров, оптических датчиков воздушного и космического базирования, а также воздушных и космических радаров с синтезированной апертурой. Устройства дистанционного зондирования могут помочь выявить небольшие разливы до того, как они нанесут масштабный ущерб. Дистанционные датчики должны быть полностью функциональны как днем, так и ночью. Исследователи полагают, что сочетание самолетов и спутников, оснащенных датчиками РСА, является наиболее эффективным и ценным инструментом для выявления нефтяных разливов. Этапы обнаружения разлива нефти с помощью РСА включают предварительную обработку радиолокационных изображений, постобработку для определения типа и толщины разлива, и, наконец, определение местоположения разлива.

В ноябре 2002 года у побережья Галисии в Испании произошел разлив нефти объемом 11 000 тонн, о чем сообщил П. Монтеро [63]. Для наблюдения за движением разлива использовались пролеты, а его траектория прогнозировалась с помощью различных моделей. Для наблюдения за разливом использовалось несколько вертолетов и судов, а также помощь добровольцев и рыбаков. Данные, полученные в результате облетов, были введены в ГИС, чтобы получить представление о ситуации. Предполагая, что скорость ветра на поверхности составляет 3 %, можно определить путь нефтяного пятна [63].

Самолеты, используемые для мониторинга разлива нефти, должны иметь хорошую видимость вниз, хорошие радиостанции для прямой связи с судами или наземным персоналом, а также систему глобального позиционирования (GPS). Длину и размер разлива можно определить, зная скорость самолета и время, затраченное на пролет над ним. Толщина и объем на квадратный километр могут быть определены с помощью микроволнового радиометра.

Толщина нефтяной пленки может быть определена с помощью микроволнового радиометра из-за более высокой яркости температуры в загрязненной нефтью области. Толщина масляной пленки влияет на разницу температур в микроволновом диапазоне. Таким образом, масло здесь выступает в качестве согласующего слоя между поверхностью воды с высокой диэлектрической проницаемостью и поверхностью воздуха с низкой. Увеличение толщины масляного слоя повышает яркостную температуру. После этого она проходит через чередующиеся минимумы и максимумы [64].

Предыдущие исследования показали, что ни один датчик не способен обнаружить нефть во всех ледовых условиях. У каждого датчика есть как преимущества, так и ограничения [65]. Некоторые датчики могут дополнять друг друга по способности определять толщину нефтяного слоя или ширину полосы обзора. В будущих оперативных системах, вероятно, будут использоваться комплексы различных датчиков, работающих с различных платформ под, на и над поверхностью льда, чтобы обеспечить средства для обнаружения нефти в различных ледовых условиях в разное время года.

Георадар, связанный со льдом, способен обнаруживать как свежую, так и закапсулированную нефть в ледяном массиве. Кроме того, георадар с воздуха способен обнаруживать закапсулированную нефть, когда лед холодный.

Оптические приборы наблюдения (камеры) способны определить нефтяное пятно вблизи вершины чистого льда, но они не могут определить нефть под тонким слоем снега. Для обнаружения нефти среди других темных объектов возможно использование спектров ближнего ИК-диапазона. С помощью ИК-датчика можно обнаружить нагрев нефти у поверхности льда.

На рис. 9 показан сантиметровый слой нефти, который блокирует прохождение света через лед. Слой льда практически не пропускает свет, что позволяет определять нефть с помощью камер и радиометров даже в случае скопления льда под слоем нефти. С помощью флуоресцентного поляризационного датчика стало возможным обнаруживать нефть под слоем льда в пять-шесть сантиметров (рис. 10).



Рис. 9. Изображение нефти под слоем льда (вид снизу) [66]

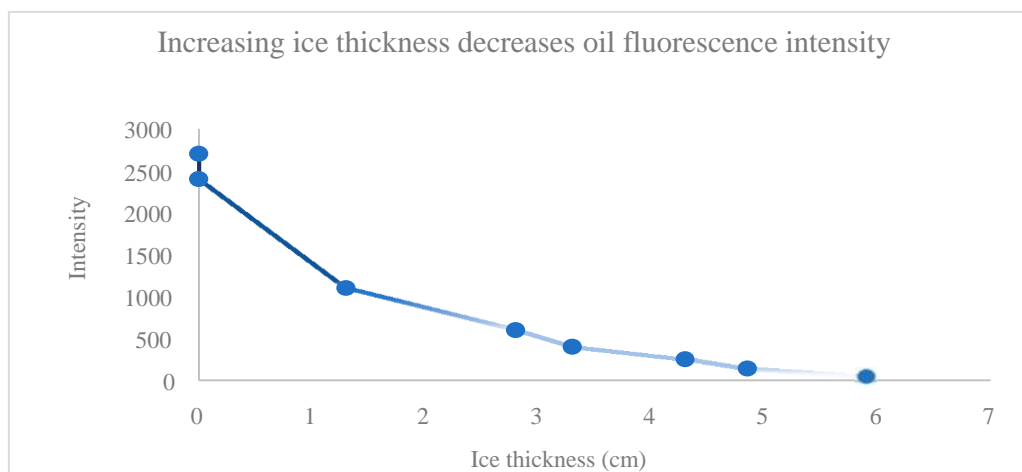


Рис. 10. График влияния толщины льда на интенсивность флуоресценции нефти [66]

Аналогичные результаты имеют и многополюсные многолучевые радары. С их помощью можно не только определить само нефтяное загрязнение под слоем льда, но и получить приблизительную оценку толщины нефтяного слоя. (Рис. 11). Радары, работающие в диапазоне частот от 200 до 400 кГц, способны обнаружить нефтяные включения под слоем льда толщиной около 6 см [66].

В таблице 5 рейтинг «Р» указывает на то, что есть условия, при которых ожидается работа системы, и есть условия, при которых ожидается ее отказ. Оценка «Р2» означает, что эффективность работы пока не может быть полностью оценена. Н/П означает, что датчики не применимы в данной ситуации, например, использование датчиков подо льдом для поиска нефти на поверхности [66].

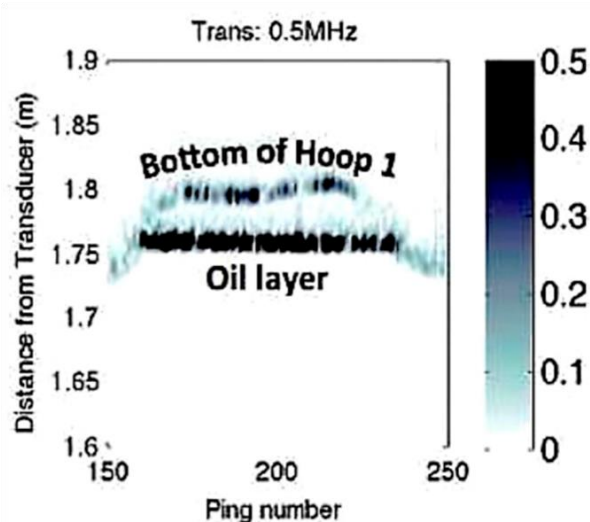


Рис. 11. Разрез под обручем 1 после закачки нефти.

Темная полоса представляет собой отражение от слоя нефти, а светлый участок – отражение от слоя льда [66]

Таблица 5

Прогнозируемые эксплуатационные характеристики используемых устройств по результатам лабораторных исследований и компьютерного моделирования [66]

Местоположение	По воздуху					На льду	Подо льдом		
	ГPR	FMCW	Оптический	FP	IR		ГPR	Оптический	FP
Осень – зима – весна									
Открытая нефть на льду	Y	P2	Y	Y	P2	Y	P2	Н/П	Н/П
Покрытая снегом нефть на льду	Y	P2	N	N	N	Y	P2	N	N
Свежая нефть подо льдом или с приростом до 6 см (инкапсуляция)	P2	P2	N	N	N	Y	Y	Y	Y
Инкапсулированная нефть (более 6 см нового роста)	P	P2	N	N	N	Y	P	N	P2
Лето									
Нефть на льду	P2	P2	Y	Y	Y	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П

Для всех датчиков, указанных на рисунке 12, существуют ограничения по использованию. Например, для правильного функционирования пассивных оптических систем необходимо достаточное освещение. Их эффективность также зависит от площади нефтяного пятна, толщины слоя разлива и слоя льда под нефтяным пятном. Для высокоэффективных тепловых инфракрасных датчиков необходимо достаточное количество дневного света, чтобы нагреть

слой нефти для его обнаружения. Именно стабильность и однородность ледяного слоя влияет на георадарные исследования. В сезоны с высокой влажностью, когда лед еще не полностью сформировался, использование воздушных радарных станций будет неэффективным [67].

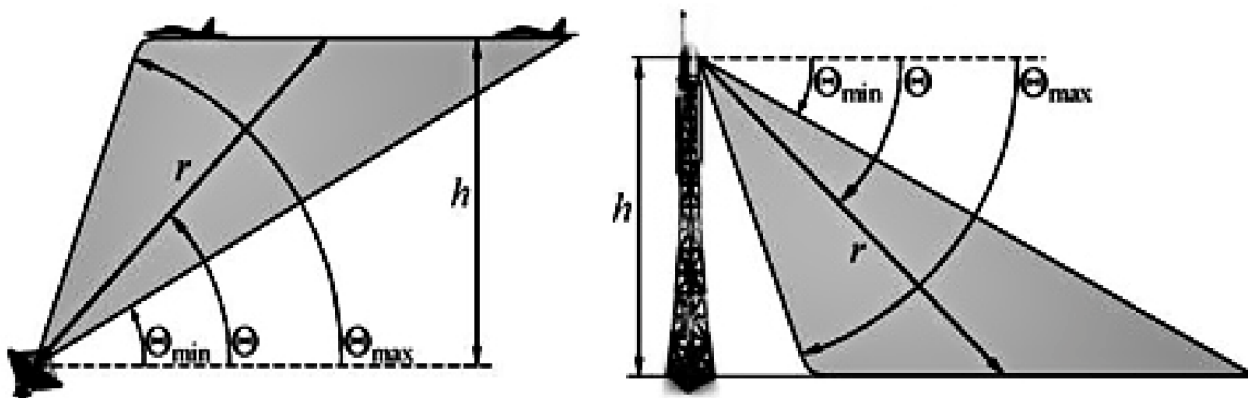


Рис. 12. Примеры использования косекансной диаграммы направленности излучения [68]

Надледные датчики, такие как радарные системы, были единственными, способными обнаружить нефть под льдом или в его ловушке, но они требуют дальнейшего развития, чтобы привести к созданию оперативной системы [67]. Для достижения большей эффективности при использовании радиолокационного метода для мониторинга нефтяных разливов необходимо использовать антенные системы с косекантными формами излучения (ФИ). Во всех практических приложениях необходимость использования косекантной ФИ связана с обеспечением равномерной плотности потока энергии радиоволн в широком угловом секторе направлений от объекта (или к объекту) действия радиосистемы [68].

В этом случае специальная диаграмма гарантирует, что отображение на экране монитора целей, находящихся на разных расстояниях от радиолокационной станции, будет иметь одинаковую яркость, благодаря их равномерному облучению. Для бортовых радиосистем косеканс ФИ обеспечивает равномерное облучение подстилающей поверхности независимо от угла подхода. Это оптимально для базовых станций сотовой радиосвязи и цифрового телевидения, которые требуют покрытия зоны обслуживания (рис. 12 справа) с постоянным уровнем мощности на входе абонентских приемников [69].

Для увеличения дальности действия системы позиционирования необходимо обеспечить более высокий уровень сигнала от ретранслятора и снизить влияние многолучевого распространения. За счет формирования дискретно-настраиваемой диаграммы направленности антенной решетки и использования активных антенных элементов можно значительно повысить точность и помехоустойчивость системы локальной навигации.

Антенная решетка состоит из прямоугольных печатных антенных элементов. Элементы смещены в плоскости, перпендикулярной плоскости, проходящей через точку возбуждения антенных элементов и их центры. Выбор такого расположения элементов антенны уменьшает взаимные помехи между элементами. При толщине подложки 1,5 мм, относительной диэлектрической проницаемости 4,2 и центральной рабочей частоте 1,5 ГГц размеры элементов антенной решетки составляют 42 мм × 42 мм. Точка питания расположена на расстоянии 13 мм от края печатного элемента, входной импеданс составляет 50 Ом. Расстояние между краями элементов антенны также составляет 42 мм. Это половина длины волны в диэлектрике [70].

На рис. 13 показаны диаграммы направленности трехэлементной антенной решетки с синфазным и несинфазным возбуждением элементов. Можно существенно изменить положение минимумов диаграммы направленности излучения, изменяя фазы возбуждения боковых элементов относительно центрального элемента. Это позволит уменьшить влияние помех на полезный сигнал [70].

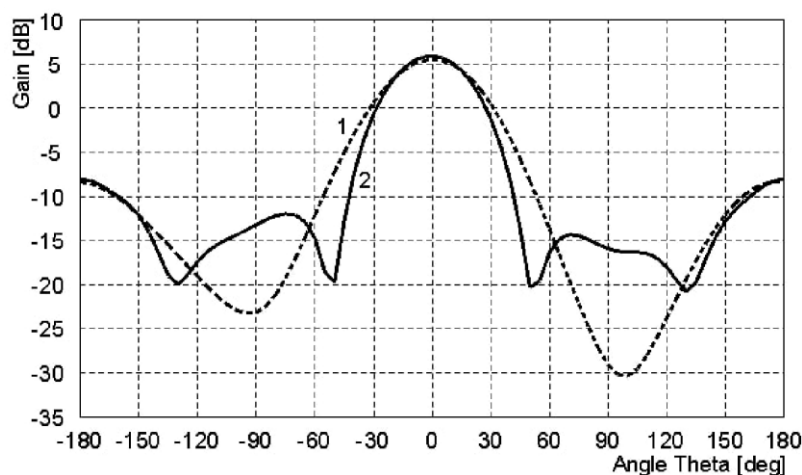


Рис. 13. Диаграмма направленности трехэлементной антенной решетки (кривая 1 – синфазное возбуждение, 2 – несинфазное возбуждение) [70]

При этом каждый элемент антенной решетки совмещен с однопортовым СВЧ-усилителем, что превращает элемент решетки в активную приемопередающую антенну. На рис. 14 показаны результаты моделирования коэффициента передачи СВЧ-сигнала в канале связи с усилителем и без него. При использовании усилителя коэффициент передачи был значительно выше [70].

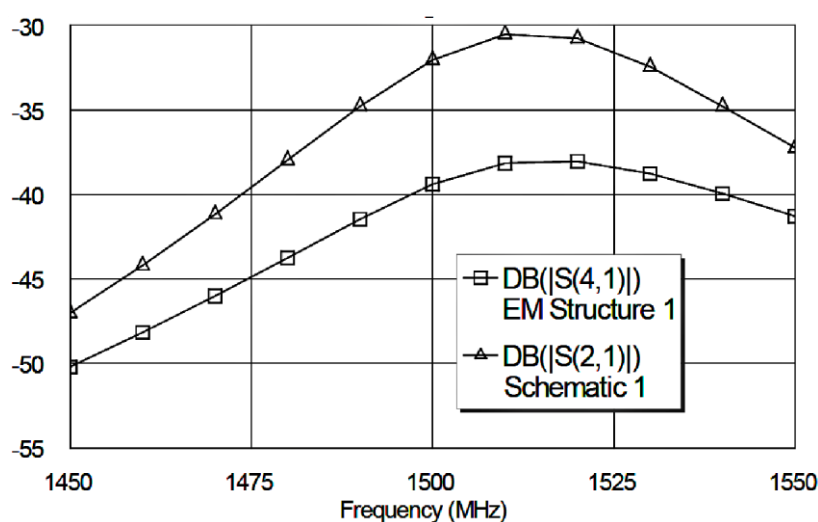


Рис. 14. Результаты моделирования передачи микроволнового сигнала с помощью пассивного и активного антенного элемента [70]

Усилитель, построенный по этой схеме, позволяет увеличить уровень сигнала на 8 дБ, при этом он не чувствителен к подбору входного сопротивления.

Поскольку использование диаграмма направленности секстанса излучения и активной антенной решетки повышает эффективность метода радиолокационного мониторинга в целом, он окажется гораздо более эффективным, чем предыдущие методы. Более подробное рассмотрение этих преимуществ планируется в дальнейших статьях [71].

6. Выводы

В статье были описаны условия и особенности разливов нефти в арктическом регионе, а также их влияние на окружающую среду. Далее были рассмотрены различные типы приборов и методов, которые могут быть использованы для дистанционного мониторинга этих возможных нефтяных загрязнителей. В результате наиболее эффективными для мониторинга поверхности воды в таких условиях, как сильный ветер, низкая температура и слой льда, покрывающий воду, были признаны методы с использованием радара, ультрафиолетового и инфракрасного излучения.

Некоторые датчики могут дополнять друг друга с точки зрения разрешения по толщине нефти по сравнению с охватом территории или шириной полосы обзора. В будущем в оперативных системах, вероятно, будут использоваться комплексы различных датчиков, работающих с различных платформ под, на и над поверхностью льда для обнаружения нефти в различных ледовых условиях.

Авторы намерены провести дальнейшие исследования по применению метода радиолокационного мониторинга с использованием диаграммы направленности секстанса и активной антенной решетки. Кроме того, планируется провести серию натуральных экспериментов для проверки теоретических выводов, сделанных выше.

Вклад авторов: концептуализация, А.А.К. и В.А.С.; методология, А.А.К.; валидация, А.А.К., К.Д.П. и В.А.С.; формальный анализ, К.Д.П.; исследование, К.Д.П.; ресурсы, А.А.К.; курирование данных, В.А.С.; написание – подготовка первоначального проекта, К.Д.П. и А.А.К.; написание – рецензирование и редактирование, В.А.С.; визуализация, К.Д.П.; наблюдение, А.А.К.; администрирование проекта, А.А.К.; получение финансирования, А.А.К. Все авторы прочитали и согласились с опубликованной версией рукописи.

Финансирование: Данное исследование не получало внешнего финансирования.

Заявление Совета по институциональному надзору: Не применимо.

Заявление об информированном согласии: Не применимо.

Заявление о доступности данных: Все необходимые данные включены в рукопись.

Конфликты интересов: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

ЛИТЕРАТУРА

- Gabdulkhakov, R.R.; Rudko, V.A.; Povarov, V.G.; Ugolkov, V.L.; Pyagay, I.N.; Smyshlyayeva, K.I. Technology of Petroleum Needle Coke Production in Processing of Decantoil with the Use of Polystyrene as a Polymeric Mesogen Additive. *ACS Omega* 2021, 6, 19995–20005. <http://doi.org/10.1021/acsomega.1c02985> <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/34368585>
- Kopteva, A.V.; Ushkova, T.O. Development of Methods for Determining the Relative Weight of Physical Factors in Pipeline Paraffinization. *E3S Web Conf.* 2021, 266, 04008. <http://doi.org/10.1051/e3sconf/202126604008>
- Riazi, M.R. *Oil Spill Occurrence, Simulation, and Behavior*; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2021.
- Litvinenko, V.S.; Leitchenkov, G.L.; Vasiliev, N.I. Anticipated Sub-Bottom Geology of Lake Vostok and Technological Approaches Considered for Sampling. *Geochemistry* 2020, 80, 125556. <http://doi.org/10.1016/j.chemer.2019.125556>
- Polak, A.; Marshall, S.; Ren, J.; Hwang, B.; Hagan, B.; Stothard, D.J.M. Remote oil spill detection and monitoring beneath sea ice. In Proceedings of the Living Planet Symposium 2016, Prague, Czech Republic, 9–13 May 2016; European Space Agency: Prague, Czech Republic, 2016; Volume SP-740. Available online: <https://pure.hud.ac.uk/en/publications/remote-oil-spill-detection-and-monitoring-beneath-sea-ice> (accessed on 15 November 2022).
- Horn, S.A.; Neal, P. The Atlantic Empress Sinking – A Large Spill Without Environmental Disaster. *Int. Oil Spill Conf. Proc.* 1981, 1981, 429–435. <http://doi.org/10.7901/2169-3358-1981-1-429>
- ITOPF. Oil Tanker Spill Statistics 2021; ITOPF Ltd.: London, UK, 2022; Available online: https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/Company_Lit/Oil_Spill_Stats_2021.pdf (accessed on 15 November 2022).
- Statistics – ITOPF. Available online: <https://www.itopf.org/knowledge-resources/data-statistics/statistics/> (accessed on 15 November 2022).
- Wright, S.K.; Allan, S.; Wilkin, S.M.; Ziccardi, M. Oil Spills in the Arctic. *Arct. One Health* 2022, 159–192. http://doi.org/10.1007/978-3-030-87853-5_7
- Piatt, J.F.; Lensink, C.J.; Butler, W.; Kendziorek, M.; Nysewander, D.R. Immediate Impact of the “Exxon Valdez” Oil Spill on Marine Birds. *Auk* 1990, 107, 387–397. <http://doi.org/10.2307/4087623>
- Koch, D. DEC | *Spill Prevention and Response SPAR Annual Report*; Oil and Hazardous Substance Release Prevention & Response Fund Annual Report; Alaska Department of Environmental Conservation Division of Spill Prevention and Response: Juneau, AK, USA, 2019.
- Prince, R.C.; Owens, E.H.; Sergy, G.A. Weathering of an Arctic Oil Spill over 20 Years: The BIOS Experiment Revisited. *Mar. Pollut. Bull.* 2002, 44, 1236–1242. [http://doi.org/10.1016/S0025-326X\(02\)00214-X](http://doi.org/10.1016/S0025-326X(02)00214-X)
- Samsonova, I.V.; Potravny, I.M.; Pavlova, M.B.; Semyonova, L.A. Assessment of Losses Caused to the Indigenous Peoples of the North in the Taimyr Dolgano-Nenets District of the Krasnoyarsk Territory Due to the Diesel Spill at TPP-3 in Norilsk. *Arkt. Ekol. Ekon.* 2021, 11, 254–265. <http://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-2-254-265>
- Ekofisk Bravo Oil Field; Norway, North Sea | IncidentNews | NOAA. Available online: <https://incidentnews.noaa.gov/incident/6237> (accessed on 16 December 2022).
- Law, R.J.; Moffat, C.F. Chapter 36. The Braer Oil Spill, 1993. *Oil Spill Sci. Technol.* 2011, 1119–1126. <http://doi.org/10.1016/B978-1-85617-943-0.10036-X>
- Walgate, R. Soviet Science: Relations Forsworn. *Nature* 1980, 287, 672–673. <http://doi.org/10.1038/287672c0>
- Bonsdorff, E. The Antonio Gramsci Oil Spill Impact on the Littoral and Benthic Ecosystems. *Mar. Pollut. Bull.* 1981, 12, 301–305. [http://doi.org/10.1016/0025-326X\(81\)90080-1](http://doi.org/10.1016/0025-326X(81)90080-1)
- Thomas, C.; Fagoee, E. Coast Guard Response to the Volgoneft 263 Oil Spill. *Int. Oil Spill Conf. Proc.* 1991, 1991, 279–283. <http://doi.org/10.7901/2169-3358-1991-1-279>

19. Oil Spills Occur Annually in Komi. Available online: <https://takiedela.ru/news/2021/05/27/komineft/> (accessed on 15 November 2022).
20. Deepwater Horizon – BP Gulf of Mexico Oil Spill | US EPA. Available online: <https://www.epa.gov/enforcement/deepwaterhorizon-bp-gulf-mexico-oil-spill> (accessed on 15 November 2022).
21. Harsh Weather Hinders Clean-Up of North Sea Oil Spill. Available online: <https://www.cnn.com/amp/2007/12/12/harshweather-hinders-cleanup-of-north-sea-oil-spill.html> (accessed on 15 November 2022).
22. Ushakov, I.E. Detection of floods of oil products in the sea radar-tracking means. *J. Min. Inst.* 2016, 219, 421. <http://doi.org/10.18454/pmi.2016.3.421>
23. Marin, E.A.; Ponomarenko, T.V.; Vasilenko, N.V.; Galevskiy, S.G. Economic evaluation of projects for development of raw hydrocarbons fields in the conditions of the northern production areas using binary and reverting discounting. *Sever i rynek: Formirovanie ekonomicheskogo poryadka. North Mark. Form. Econ. Order* 2022, 3, 144–157. <http://doi.org/10.37614/2220-802X.3.2022.77.010>
24. Ponomarenko, T.; Marin, E.; Galevskiy, S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects. *Energies* 2022, 15, 3103. <http://doi.org/10.3390/en15093103>
25. Berezikov, S.A. Structural Changes and Innovation Economic Development of the Arctic Regions of Russia. *J. Min. Inst.* 2019, 240, 716. <http://doi.org/10.31897/PMI.2019.6.716>
26. Grigorev, G.S.; Salishchev, M.V.; Senchina, N. On the Applicability of Electromagnetic Monitoring of Hydraulic Fracturing. *J. Min. Inst.* 2021, 250, 492–500. <http://doi.org/10.31897/PMI.2021.4.2>
27. Romasheva, N.V.; Babenko, M.A.; Nikolaichuk, L.A. Sustainable Development of the Russian Arctic Region: Environmental Problems and Ways to Solve Them. *Min. Inf. Anal. Bull.* 2022, 78–87. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_102_0_78
28. “Energy of the Arctic” Research Series. Available online: <https://www.skolkovo.ru/centres/senec/senec-research-arctic/> (accessed on 15 November 2022).
29. Tysiachniouk, M.S. Disentangling Benefit-Sharing Complexities of Oil Extraction on the North Slope of Alaska. *Sustainability* 2020, 12, 5432. <http://doi.org/10.3390/su12135432>
30. Falmagne, V.; St-Onge, N. Ground Support Challenges in Arctic Mining Conditions. In Proceedings of the Ground Support 2019: Ninth International Symposium on Ground Support in Mining and Underground Construction, Sudbury, ON, Canada, 23–25 October 2019; pp. 139–154. http://doi.org/10.36487/ACG_REP/1925_08_FALMAGNE
31. Dittmers, K.H.; Davies, R.; Mackie, S.; Petersen, J.; Germany, D.E.A.; Buenz, S. How Low Can You Go? – Exploring for Shallow Oil in the Barents Sea. In Proceedings of the 80th EAGE Conference and Exhibition 2018: Opportunities Presented by the Energy Transition, Copenhagen, Denmark, 11–14 June 2018; pp. 1–5. <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201801088/CITE/REFWORKS>
32. Brodt, L.E. Best Practices of Oil and Gas Companies to Develop Gas Fields on the Arctic Shelf. *Arct. North* 2021, 44, 30–44. <http://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2021.44.30>
33. Seliverstov, S.; Lukomskaya, O.; Titov, V.; Vashchuk, A.; Khalturin, A. On Building the Architecture of the Intelligent Transportation System in the Arctic Region. *Transp. Res. Procedia* 2021, 57, 603–610. <http://doi.org/10.1016/j.trpro.2021.09.089>
34. Zhukovskiy, Y.L.; Lavrik, A.Y.; Buldysko, A.D. Energy Demand Side Management in Stand-Alone Power Supply System with Renewable Energy Sources. *J. Phys. Conf. Ser.* 2021, 1753, 012059. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012059>
35. Lavrik, A.; Zhukovskiy, Y.; Buldysko, A. Features of the Optimal Composition Determination of Energy Sources During Multi-Criterial Search in the Russian Arctic Conditions. In Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020, Moscow, Russia, 12–14 March 2020. <http://doi.org/10.1109/REEPE49198.2020.9059215>
36. Litvinenko, V.S.; Dvoynikov, M.V.; Trushko, V.L. Elaboration of a Conceptual Solution for the Development of the Arctic Shelf from Seasonally Flooded Coastal Areas. *Int. J. Min. Sci. Technol.* 2022, 32, 113–119. <http://doi.org/10.1016/j.ijmst.2021.09.010>
37. Govindarajan, S.K.; Mishra, A.; Kumar, A. Oil Spill in a Marine Environment: Requirements Following an Offshore Oil Spill. *Rud.-Geološko-Naft. Zb.* 2021, 36, 1–9. <http://doi.org/10.17794/rgn.2021.4.1>
38. Dmitrieva, A.S.; Lyagova Schipachev, A.M. Numerical Analysis of Stress-Strain State of Vertical Steel Tanks with Defects. In *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*; CRC Press: London, UK, 2019; Volume 2, pp. 796–803. <http://doi.org/10.1201/9781003014638>
39. Shvets, N.N.; Beresneva, P.V. Oil and Gas in the Arctic: Legal Status and Reserves. *MGIMO Rev. Int. Relat.* 2014, 4, 60–67. <http://doi.org/10.24833/2071-8160-2014-4-37-60-67>
40. Gautier, D.L.; Bird, K.; Charpentier, R.R.; Grantz, A. Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic. *Science* 2009, 324, 1175–1179. <http://doi.org/10.1126/science.1169467>
41. Ustinov, D.A.; Shafhatov, E.R. Assessment of Reliability Indicators of Combined Systems of Offshore Wind Turbines and Wave Energy Converters. *Energies* 2022, 15, 9630. [[CrossRef](#)]
42. Goodman, R. Oil Under Ice Detection: What Is the State-of-the-Art? In *Oil Spill Response: A Global Perspective*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2008; pp. 7–19. http://doi.org/10.1007/978-1-4020-8565-9_3
43. Petrich, C.; Karlsson, J.; Eicken, H. Porosity of Growing Sea Ice and Potential for Oil Entrainment. *Cold Reg. Sci. Technol.* 2013, 87, 27–32. <http://doi.org/10.1016/j.coldregions.2012.12.002>
44. Xie, H.; Yapa, P.D.; Nakata, K. Modeling Emulsification after an Oil Spill in the Sea. *J. Mar. Syst.* 2007, 68, 489–506. <http://doi.org/10.1016/j.jmarsys.2007.02.016>
45. GOST 26564.2-85 Refractory Silicon Carbide Materials and Products. Methods For Determining Free Carbon. Available online: https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_26564285_Materialy_i_izde.html (accessed on 15 November 2022).
46. Zanella, D.; Focant, J.; Franchina, F.A. 30 Th Anniversary of Comprehensive Two-dimensional Gas Chromatography: Latest Advances. *Anal. Sci. Adv.* 2021, 2, 213–224. <http://doi.org/10.1002/ansa.202000142>
47. GOST R 51797-2001 Drinking Water. Method For Determining The Content Of Petroleum Products – Docs.Cntd.Ru. Available online: <https://docs.cntd.ru/document/1200025941> (accessed on 15 November 2022).
48. Sidorenko, V.M.; Magomedov, M.D.; Ogneva, P.G. Remote fluorimetric monitoring of oil pollution on the water surface. *J. Min. Inst.* 2001, 149, 117. Available online: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/9597> (accessed on 10 November 2022).
49. Oil Producers Are Invited to Use Drones to Monitor Territories. Available online: https://ugra-tv.ru/news/society/mne_sverkhu_vidno_vsye_neftyanykam_kogalyma_predlagayut_ispolzovat_dlya_monitoringa_territoriy_bespi/ (accessed on 15 November 2022).

50. Oil Pollution in the World's Oceans. Îâââ. Available online: <https://priroda.club/morja-i-okeany/6056-neftjanoezagrijaznenie-mirovogo-okeana-53-foto.html> (accessed on 15 November 2022).
51. Trump's Nominee for Top Environmental Post at DOJ Gets Senate Panel Approval – ThinkProgress. Available online: <https://thinkprogress.org/senate-panel-approves-bp-defense-attorney-for-doj-s-top-environmental-position-1d55707c4167/> (accessed on 15 November 2022).
52. Environmental Monitoring of Oil and Petroleum Products Spills Using Aircraft. Available online: <https://russiadrone.ru/publications/ekologicheskij-monitoring-razlivov-nefti-i-nefteproduktov-s-ispolzovaniem-letatelnykh-apparatov/> (accessed on 8 December 2022).
53. Ushakov, I.E.; Shishkin, I.F. Radar sounding of the sea surface. *Tech. Phys. Lett.* 1997, 25, 745–748. <http://doi.org/10.1134/1.1262620>
54. Nilov, M.A.; Beskid, P.P.; Chernetsova, E.A.; Nichiporenko, N.T.; Petrov, A.V.; Petrakov, A.V.; Timofeev, V.P. Environmental monitoring of St Petersburg harbour area by coastal millimetre wave radar. *J. Min. Inst.* 2001, 149, 101. Available online: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/9591> (accessed on 1 November 2022).
55. Russia to Upgrade Kondor-FKA Satellite. Available online: <https://airrecognition.com/index.php/news/defense-aviationnews/2019-news/june/5192-russia-to-upgrade-kondor-fka-satellite.html> (accessed on 19 December 2022).
56. Method for Detecting Oil Films on the Surface. Available online: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37453670> (accessed on 15 November 2022).
57. News Gallery|Www.Korabli.Eu. Available online: <https://www.korabli.eu/galleries/novosti/morskie-novosti/novostnayagalereya?page=0%2C70&133=&2=&236=&4=&5=> (accessed on 19 December 2022).
58. Babyr, K.V.; Ustinov, D.A.; Pletnev, D.N. Improving Electrical Safety of the Maintenance Personnel in the Conditions of Incomplete Single-Phase Ground Faults. *Occup. Saf. Ind.* 2022, 8, 55–61. <http://doi.org/10.24000/0409-2961-2022-8-55-61>
59. Military-Industrial Complex News, History of Weapons, Military Equipment. Available online: <https://bastion-karpenko.ru/2013/10/18/%D0%B2%D0%B1%D0%B0%D0%BB%D1%82%D0%B8%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B5%D1%83%D1%81%D0%BF%D0%B5%D1%88%D0%BD%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D1%8B-%D0%B8%D1%81%D0%BF%D1%8B%D1%82%D0%B0/> (accessed on 19 December 2022).
60. Serda, M.; Becker, F.G.; Cleary, M.; Team, R.M.; Holtermann, H.; The, D.; Agenda, N.; Science, P.; Sk, S.K.; Hinnebusch, R.; et al. Use of Coastal Radars for Environmental Control of the Sea Surface. *J. Min. Inst.* 2004, 158, 99. <http://doi.org/10.24000/0409-2961-2022-8-55-61>
61. Vogt, P.; Tarchi, D. Monitoring of Marine Oil Spills from SAR Satellite Data. *Proc. SPIE -Int. Soc. Opt. Eng.* 2004, 5569, 209–219. <http://doi.org/10.1117/12.565259>
62. Gusev, E.A. Results and Prospects of Geological Mapping of the Arctic Shelf of Russia. *J. Min. Inst.* 2022, 255, 290–298. <http://doi.org/10.31897/PMI.2022.50>
63. Schistad Solberg, A.H.; Storvik, G.; Solberg, R.; Volden, E. Automatic Detection of Oil Spills in ERS SAR Images. *IEEE Trans. Geosci. Remote Sens.* 1999, 37, 1916–1924. <http://doi.org/10.1109/36.774704>
64. Carracedo, P.; Torres-López, S.; Barreiro, M.; Montero, P.; Balseiro, C.F.; Penabad, E.; Leitao, P.C.; Pérez-Muñuzuri, V. Improvement of Pollutant Drift Forecast System Applied to the Prestige Oil Spills in Galicia Coast (NW of Spain): Development of an Operational System. *Mar. Pollut. Bull.* 2006, 53, 350–360. <http://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2005.11.014>
65. Dala, A.; Arslan, T. In Situ Microwave Sensors and Switching Circuit for Oil Slick Thickness Measurement. *IEEE Sens. J.* 2022, 22, 9027–9034. <http://doi.org/10.1109/JSEN.2022.3160929>
66. Pegau, W.S.; Garron, J.; Zabilansky, L.; Bassett, C.; Bello, J.; Bradford, J.; Carns, R.; Courville, Z.; Eicken, H.; Elder, B.; et al. Detection of Oil in and under Ice. *Int. Oil Spill Conf. Proc.* 2017, 2017, 1857–1876. <http://doi.org/10.7901/2169-3358-2017.1.1857>
67. Transportation Research Board and National Research Council. *Responding to Oil Spills in the U.S. Arctic Marine Environment*; The National Academies Press: Washington, DC, USA, 2014. <http://doi.org/10.17226/18625>
68. Kechut, N.I.; Riazhi, M.; Sohrabi, M.; Jamiolahmady, M. Tertiary Oil Recovery and CO₂ Sequestration by Carbonated Water Injection (CWI). In Proceedings of the Society of Petroleum Engineers–SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization 2010, New Orleans, LA, USA, 10–12 November 2010; pp. 430–441. <http://doi.org/10.2118/139667-MS>
69. Hansen, R.S. *Phased Antenna Arrays*; Tekhnosfera: Moscow, Russia, 2012; 558p.
70. Scattone, F.; Ettorre, M.; Eddo, B.; Sauleau, R.; Fonseca, N.J.G. Truncated Leaky-Wave Antenna with Cosecant-Squared Radiation Pattern. *IEEE Antennas Wirel. Propag. Lett.* 2018, 17, 841–844. <http://doi.org/10.1109/LAWP.2018.2818668>
71. Shirokov, I.B. Active small element antenna array for local navigation system. *Microw. Telecommun. Technol.* 2020, 1-1, 233–234.