

# Прогнозирование возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса и ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в арктических климатических условиях

Н. А. Махутов<sup>1</sup>, член-корреспондент РАН

Рабочая группа при президенте РАН по анализу риска и проблем безопасности

М. П. Лебедев<sup>2</sup>, член-корреспондент РАН,

А. М. Большаков<sup>3</sup>, доктор технических наук, профессор РАН

ФГБУН Якутский научный центр Сибирского отделения РАН, ФГБУН Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова Сибирского отделения РАН, Якутск

М. И. Захарова<sup>4</sup>, кандидат технических наук

ФГБУН Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова Сибирского отделения РАН, Якутск

Ю. С. Глянцева<sup>5</sup>, кандидат химических наук,

И. Н. Зуева<sup>6</sup>, кандидат геолого-минералогических наук,

О. Н. Чалая<sup>7</sup>, кандидат геолого-минералогических наук,

С. Х. Лифшиц<sup>8</sup>, кандидат химических наук

ФГБУН Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутск

*Представлены результаты анализа и оценки риска аварий резервуаров и газопроводов, эксплуатирующихся в условиях Севера, и приведены результаты исследования биопрепарата для ликвидации нефтезагрязнений, полученного на основе аборигенных микроорганизмов-нефтедеструкторов, выделенных из арктических мерзлотных почв.*

**Ключевые слова:** арктическая зона, низкие температуры, температурная инверсия, разрушения оборудования, частота аварий, сценарии реализации аварий, индивидуальный риск от пожаров, загрязнения нефтепродуктами, ликвидация нефтепродуктов, деградация, микроорганизмы.

## Введение

В Арктике содержится колоссальное количество неразработанных энергоресурсов — нефти и газа. При этом добыча природных ресурсов в Арктике крайне сложна и опасна с точки зрения экологии. В условиях сурового климата вероятность аварийных ситуаций возрастает. Возможность ликвидации последствий разлива нефти, а также ее эффективность осложняются экстремальными климатическими условиями.

В сибирской части Арктики зимой развивается антициклоническая циркуляция. В этих районах отмечаются очень низкие температуры воздуха, небольшая облачность, незначительное количество осадков и слабые или умеренные ветры. Средние температуры самого холодного зимнего месяца — января составляют до  $-45...-50^{\circ}\text{C}$ . Минимальные температуры в этих районах иногда снижаются до  $-55...-60^{\circ}\text{C}$ . В результате сильного выхолаживания

<sup>1</sup> e-mail: kei51@mail.ru.

<sup>2</sup> e-mail: m.p.lebedev@prez.ysn.ru.

<sup>3</sup> e-mail: a.m.bolshakov@mail.ru.

<sup>4</sup> e-mail: marine3@yandex.ru.

<sup>5</sup> e-mail: geochemlab@ipng.ysn.ru.

<sup>6</sup> e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru.

<sup>7</sup> e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru.

<sup>8</sup> e-mail: s.h.lifshits@ipng.ysn.ru.

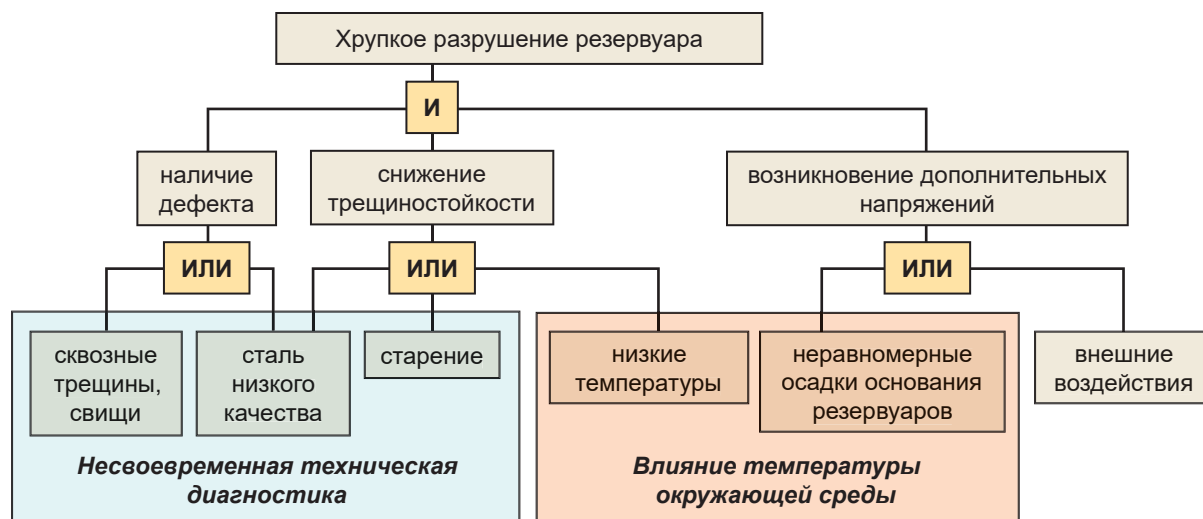


Рис. 1. «Дерево отказов» хрупкого разрушения резервуаров при низких температурах

поверхности в этих районах постоянны инверсии температуры воздуха [2].

Для элементов технических систем, эксплуатируемых в условиях Севера, определяющим внешним фактором являются низкие температуры атмосферного воздуха, которые ухудшают основные физико-механические свойства конструкционных материалов, повышают их склонность к хрупкому разрушению как потенциальному источнику возможных аварий [11]. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса может привести к значительным разрушениям и к гибели людей.

### Методология анализа риска

Анализ риска представляет собой один из существенных компонентов обеспечения безопасности и проводится для выявления отдельных источников опасности и оценки их потенциального влияния на возможные ущербы, которые могут быть причинены населению, окружающей среде и хозяйственным объектам [1].

Процедура анализа риска аварий состоит из следующих этапов [6]:

- идентификация опасностей;
- оценка риска;
- разработка рекомендаций по управлению риском.

Идентификация опасности является ответственным этапом анализа риска, так как не выявленные на этом этапе опасности не подвергаются дальнейшему рассмотрению и исчезают из поля зрения. Здесь проводится предварительная оценка опасностей с целью выбора дальнейшего направления деятельности:

- прекратить дальнейший анализ ввиду незначительности опасностей;
- провести более детальный анализ риска;
- выработать рекомендации по уменьшению опасностей.

При необходимости после идентификации опасностей переходят к этапу оценки риска. Оценка

риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетаний. Оценка риска — этап, на котором идентифицированные опасности должны быть оценены на основе критериев приемлемого риска с целью выделить опасности с неприемлемым уровнем риска, и этот шаг послужит основой для разработки рекомендаций и мер по уменьшению опасностей.

Предложения по реализации мер, направленных на уменьшение опасностей:

- снижение вероятности возникновения аварии;
- уменьшение масштабов и направлений распространения физических полей воздействия от аварии в окружающем пространстве;
- уменьшение масштабов поражения.

### Анализ аварий с хрупким разрушением резервуаров в арктических климатических условиях

Арктическая зона Российской Федерации составляет 18% территории страны — 3,1 млн км<sup>2</sup>, она включает в себя целиком или частично территории девяти субъектов Федерации. Республика Саха (Якутия) наиболее контрастно демонстрирует присутствие районам Арктики природно-климатические факторы. Ее территория составляет пятую часть территории России, причем 40% ее площади находится за Северным полярным кругом, а в районе Оймякона — Верхоянска находится «полюс холода» Северного полушария, где температура зимой достигает до  $-70^{\circ}\text{C}$ . При этом практически вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, глубина которой местами достигает 500 м и более [13].

По результатам анализа аварий резервуаров, произошедших при низких температурах на территории Республики Саха (Якутия) с 1979 по 2014 гг., выявлены основные причины хрупкого разрушения и разработано «дерево отказов» хрупкого разрушения резервуаров [7] (рис. 1).



Рис. 2. Нефтезагрязненный участок, на котором проводились экспериментальные работы по биологической очистке почвы

Распределение основных причин хрупкого разрушения резервуаров при низких температурах таково: использование кипящей стали ВСтЗкп составляет 6,25% числа причин аварий, сквозные трещины — 31,25%, неравномерная осадка основания резервуара — 18,75%, охрупчивание материала резервуара из-за низких температур — 31,25%, механические внешние воздействия — 6,25%, старение металла — 6,25%.

Анализ разрушений резервуаров при низких температурах показывает, что хрупкое разрушение реализуется только при совместном проявлении следующих факторов: наличие дефектов, появление дополнительных напряжений и снижение трещиностойкости материала.

По результатам анализа статистических данных по авариям частота хрупкого разрушения резервуаров при экстремально низких температурах составляет  $1,0 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>, при положительных температурах —  $5 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>. По результатам сравнения частот аварий резервуаров, произошедших при отрицательных и положительных температурах, выявлено, что частоты аварий при отрицательных температурах на порядок выше, чем при положительных температурах.

Это объясняется в первую очередь охрупчиванием материалов при низких температурах. Также значительное влияние оказывает сезонное промерзание и оттаивание грунта, что приводит к деформациям элементов резервуаров, вследствие чего возникают дополнительные напряжения в конструкциях.

Аварии с хрупким разрушением резервуаров сопровождаются выбросом значительного количества нефтепродуктов, которые представляют серьезную экологическую опасность.

### Технология ликвидации нефтезагрязнений в условиях Арктики

Специфической особенностью арктических регионов является наличие вечной мерзлоты. При разливах нефть проникает вглубь до зоны оттаивания и продолжает распространяться латерально над этой зоной, подвергаясь очень медленной трансформации [5].

В силу природно-климатических условий мерзлотные почвы Арктики отличаются слабой устойчивостью к нефтяному загрязнению. Низкий потенциал самовосстановления в условиях короткого вегетационного периода и низких температур обуславливает необходимость экологических исследований, направленных на поиск технологий

ликвидации нефтезагрязнений, позволяющих добиваться максимально возможного восстановления естественных сообществ нарушенных земель [13].

Продолжительность самовосстановления почвы при среднем уровне загрязнения нефтепродуктами в условиях Севера разные исследователи оценивают величиной от 10 до 15 лет [10].

Решение проблемы реабилитации нарушенных экосистем должно опираться на комплексный подход с проведением экологического мониторинга загрязнений водных бассейнов, почвогрунтов, донных осадков, разработкой на его основе интегрированных технологий реабилитации и контролем их эффективности и качества очистки.

На территории одной из нефтебаз, расположенной в арктической зоне Якутии, были проведены испытания биологического способа очистки нефтезагрязненных земель в естественных условиях. Для этого на загрязненных участках были заложены три экспериментальные площадки, две из которых обрабатывались биопрепаратом на основе аборигенных углеводородокисляющих микроорганизмов, предварительно выделенных из нефтезагрязненных почв исследуемой территории, а одна площадка — контрольная (без обработки). Эффективность биологического способа очистки почв от нефтезагрязнений в арктических условиях будет зависеть от уровня и состава загрязнения, а также от активности биопрепарата и технологии его применения. Исследованы процессы деструкции нефтезагрязнения по результатам сравнительного изучения химического состава проб почв до и после очистки. Следует особо отметить, что только при выявлении направленных изменений в составе загрязнения можно сделать положительное заключение об эффективности био-

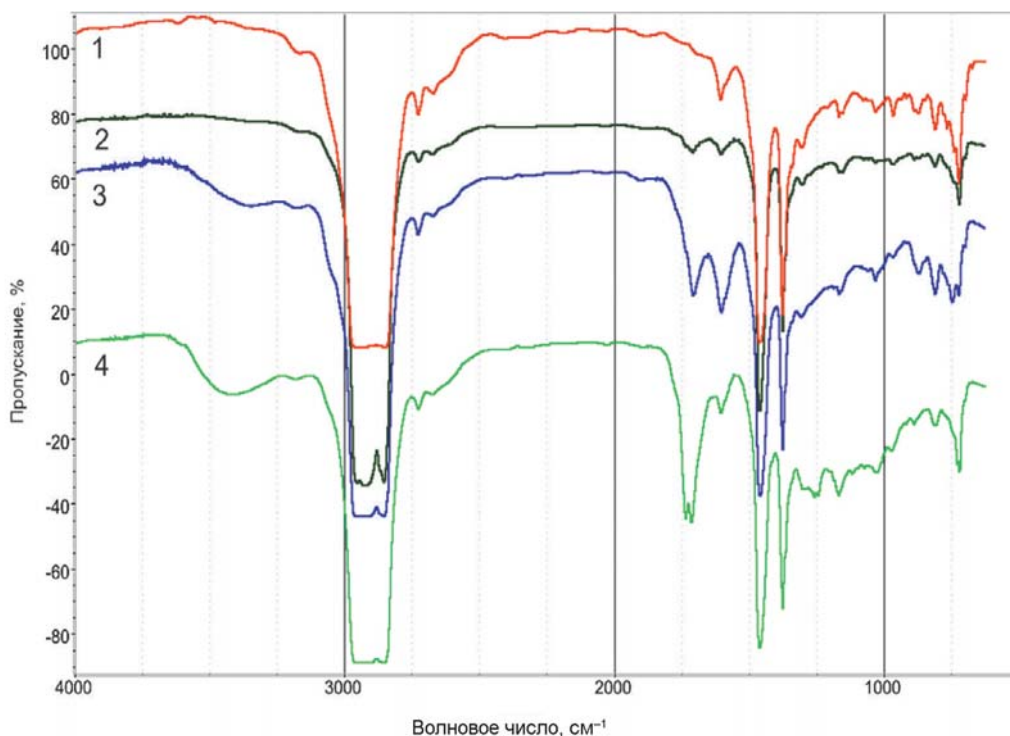


Рис. 3. ИК-спектры нефти (1) и экстрактов проб со свежим загрязнением (2), со старым загрязнением (3) и фоновой почвы (4)

препарата и возможности его применения на арктических территориях.

В работе применялся комплекс методов исследований: хлороформная экстракция, инфракрасная (ИК) Фурье спектроскопия для определения структурно-группового состава почвенных экстрактов, жидкостно-адсорбционная хроматография для определения группового компонентного состава и хромато-масс-спектрометрия для изучения индивидуального состава насыщенных углеводородов (УВ) [13].

Территория нефтебазы представлена преимущественно почвами с насыпным глеевато-гравийным грунтом. На экспериментальных участках обнаружены визуально видимые следы как свежего разлива нефтепродуктов (НП) — дизельного топлива, так и окисленного «старого» нефтезагрязнения (рис. 2).

Перед обработкой почв биопрепаратом на участке были отобраны три объединенные пробы почв с разных участков и одна фоновая проба на границе территории нефтебазы. Установлено, что уровень загрязнения исходных проб (до очистки) был очень высок. Содержание НП составляло от 34 594 до 81 181 мг/кг (табл. 1). Все пробы характеризуются как нефтезагрязненные с различным сроком давности, что подтверждается данными структурно-группового состава почвенных экстрактов (рис. 3).

ИК-спектр пробы, отобранной на участке, где визуально были отмечены следы загрязнения дизельным топливом, типичен для ИК-спектров проб со свежим загрязнением (см. рис. 3, спектр 2). ИК-

спектр пробы почвы, интенсивно пропитанной нефтью в результате давнего разлива, характеризуется наличием интенсивных полос поглощения (п.п.) кислородсодержащих групп и связей и ароматических соединений, что наблюдается для проб нефтезагрязнений почв, прошедших глубокую деградацию (см. рис. 3, спектр 3).

Таблица 1. Содержание НП в почвах экспериментальных участков

Номер участка	Содержание НП, мг/кг		Степень деградации, %
	до очистки	через три месяца	
Н-1	34 594	15 015	56,5
Н-2	81 181	27 880	65,0
Контроль	66 941	65 034	2,8
Фон	348		

Содержание извлеченных экстрактов углеводородных соединений в фоновой пробе почвы составило 348 мг/кг. Она несколько отличается от типичных фоновых проб с территорий природных объектов. В ней в заметном количестве присутствуют ароматические углеводороды (по появлению в спектре п.п. 750, 810 и 1600 см<sup>-1</sup>), что можно рассматривать как следы нефтезагрязнения (см. рис. 3, спектр 4). Обычно такой состав фоновых проб встречается на

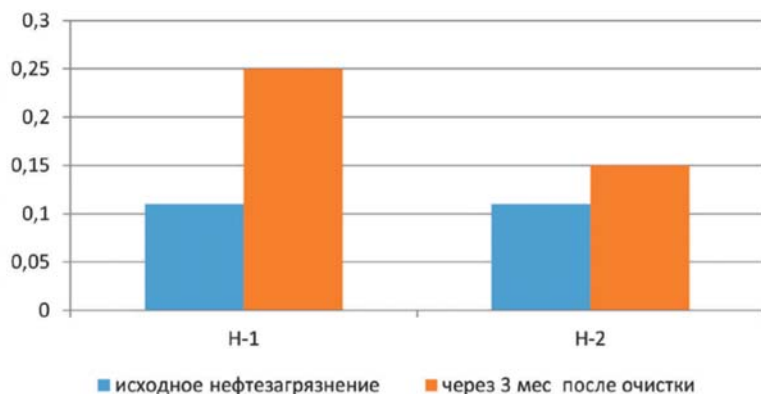


Рис. 4. Изменение относительного коэффициента поглощения карбонильных групп в ИК-спектрах экстрактов проб

Таблица 2. Сравнительная характеристика химического состава почвенных проб в процессе деградации нефтезагрязнения

Параметр	Значение	
	до очистки	через три месяца
Содержание НП, мг/кг	34 594	15 015
Содержание УВ, %	64,90	50,53
Содержание смол, %	15,84	28,83
Содержание асфальтенов, %	19,26	20,64
$(\sum \text{н.к.} - \text{н}C_{20}) / (\sum \text{н}C_{21} - \text{к.к.})^*$	4,25	1,93
Изопреноиды/н-алканы	0,79	0,95
$iC_{19} / \text{н}C_{17}$	1,57	4,39
$iC_{20} / \text{н}C_{18}$	1,70	3,76
$(iC_{19} + iC_{20}) / (\text{н}C_{17} + \text{н}C_{18})$	1,63	4,04

\*  $(\sum \text{н.к.} - \text{н}C_{20}) / (\sum \text{н}C_{21} - \text{к.к.})$  — отношение суммы н-алканов в интервале от начала кипения фракции до  $\text{н}C_{20}$  к сумме н-алканов от  $\text{н}C_{21}$  до конца кипения фракции.

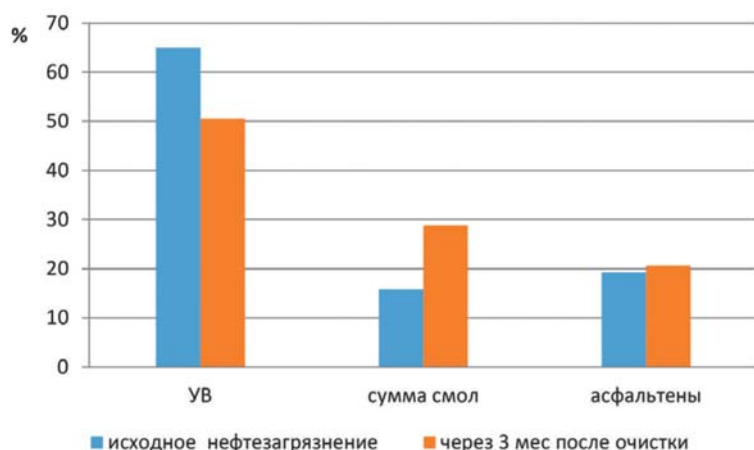


Рис. 5. Динамика изменения углеводородных и асфальто-смолистых компонентов в составе почвенных экстрактов

территориях техногенных объектов, таких как нефтебазы, склады горюче-смазочных материалов, нефтехранилища.

Через три месяца после обработки почв биопрепаратом пробы были отобраны повторно. Установлено уменьшение остаточного содержания НП за данный период (табл. 1) за исключением контроля (без обработки). Степень деструкции нефтезагрязнения составила 57—65%.

Изменения химической структуры экстрактов после очистки указывают на процессы деградации нефтезагрязнения. Об этом свидетельствует увеличение относительного коэффициента поглощения карбонильных групп  $K_{1700}$  в пробах после очистки по сравнению с исходными пробами (рис. 4).

Информацию о трансформации нефтезагрязнения под действием биопрепарата несут также данные группового компонентного состава. Установлено, что за три месяца эксперимента в составе почвенных экстрактов после обработки почв уменьшилось количество углеводородных компонентов и увеличилось количество смол и асфальтенов (табл. 2, рис. 5).

По данным хромато-масс-спектрометрии в процессе деградации загрязнения обнаружены изменения углеводородного состава, сопровождающиеся перераспределением УВ как внутри гомологических рядов, так и между различными рядами гомологов (рис. 6, табл. 2). Изменения выражаются в уменьшении содержания алканов нормального строения и увеличении изоалканов (изопреноиды/н-алканы). Через три месяца после обработки почв биопрепаратом уменьшилась доля относительно низкомолекулярных н-алканов и возросла доля высокомолекулярных —  $\sum \text{н.к.} - \text{н}C_{20} / \sum \text{н}C_{21} - \text{к.к.}$  (см. табл. 2). Значительно увеличились соотношения пристана  $iC_{19}$  и фитана  $iC_{20}$  к рядом элюирующимся н-алканам, увеличился коэффициент биодеградации

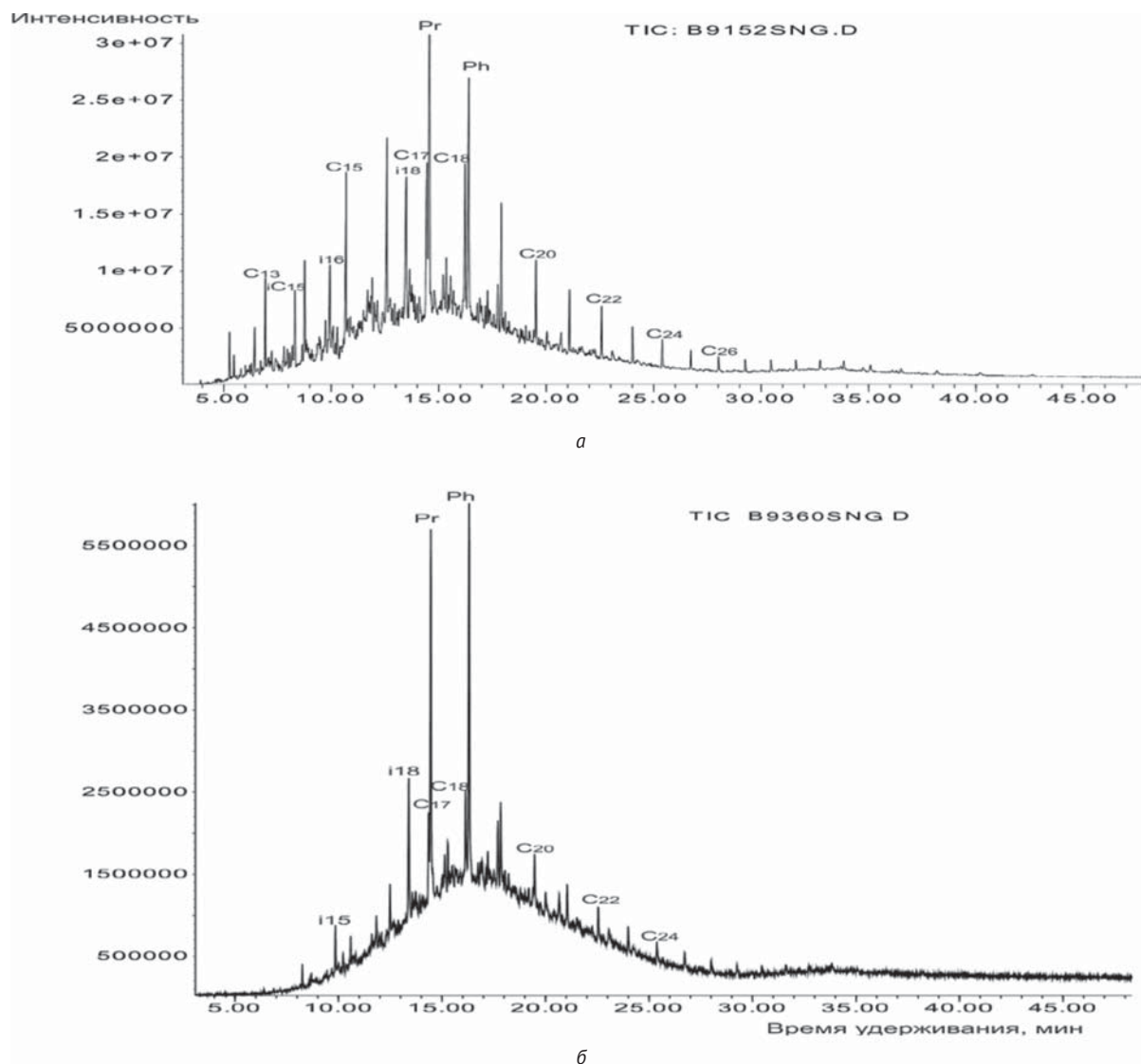


Рис. 6. Масс-хроматограммы по общему ионному току насыщенных УВ: а – исходное нефтезагрязнение, б – через три месяца после очистки

( $iC_{19} + iC_{20} / nC_{17} + nC_{18}$ ), что свидетельствует о трансформации нефтезагрязнения.

За время эксперимента состав почвенного экстракта с контрольной площадки (без обработки) не изменился, что можно объяснить медленными процессами естественной деградации нефти в условиях Арктики.

При оценке эффективности разрабатываемых биопрепаратов следует исходить из того, что в результате их применения полученный экстракт по химическому составу должен приближаться к аналитическим показателям, характеризующим фон. Все отмеченные изменения в составе почвенных экстрактов свидетельствуют о протекающих процессах деградации нефтезагрязнения. При этом уровень загрязнения остается еще высоким, и картина распределения индивидуальных углеводородов, также как и структурно-группового и группового

компонентного состава экстрактов в целом, еще не достигла характеристик фоновых почв. Это указывает на необходимость повторной обработки почв биопрепаратом и дальнейшего мониторинга территории нефтебазы.

Результаты выполненных испытаний свидетельствуют, что биопрепарат, полученный на основе аборигенных микроорганизмов-нефтедеструкторов, выделенных из арктических мерзлотных почв и выращенных на конкретных загрязненных субстратах, обладает высокой активностью к нефтезагрязнению. Его можно рекомендовать к применению при биологической очистке почв в Арктике методом *in situ* (непосредственно на месте, без передвижения почвенного слоя). Данный способ очистки является экологически безопасным, экономически выгодным, возможно его применение для постоянной обра-



Рис. 7. «Дерево событий» при взрыве резервуаров с нефтепродуктами при отрицательных температурах

ботки «хронических» загрязнений и использования в труднодоступных местах.

**Оценка индивидуального риска аварий при взрыве резервуаров в арктических климатических условиях**

Основная опасность резервуаров, приводящая к катастрофическим последствиям с большим материальным ущербом и гибелью людей, связана с возможностью взрыва и пожара.

По результатам анализа и систематизации данных по авариям на резервуарах с нефтепродуктами при низких температурах разработано «дерево событий» взрыва резервуаров (рис. 7) [8].

Рассмотрим наиболее опасный сценарий 4. Условная вероятность этого сценария определяется как произведение условных вероятностей следующих событий: взрыв в газовом пространстве резервуара, пожар, разрушение резервуара с вероятностью  $P_1 \rightarrow$  формирование горячей гидродинамической волны прорыва, разрушение обвалования, растекание горящего нефтепродукта по территории объекта —  $P_2 \rightarrow$  поражение соседних резервуаров —  $P_3 \rightarrow$  поражение персонала —  $P_4$ .

Частота возникновения наиболее опасного сценария 4 составляет  $1,35 \cdot 10^{-5} \text{год}^{-1}$ .

По разработанному «дереву событий» взрыва резервуаров оценим индивидуальный риск при реализации сценария 4. Индивидуальный риск в зоне дей-

ствия открытого пламени при реализации наиболее опасного сценария 4 составит  $1,35 \cdot 10^{-5} \text{год}^{-1}$ .

Пожарный риск для персонала принимается условно приемлемым, если индивидуальный риск меньше  $10^{-6} \text{год}^{-1}$ , и безусловно неприемлемым, если индивидуальный риск больше  $10^{-4} \text{год}^{-1}$ . Если индивидуальный риск находится в диапазоне от  $10^{-6}$  до  $10^{-4} \text{год}^{-1}$ , то принимается, что пожарный риск находится в зоне жесткого контроля риска [15]. В этой зоне риск считается допустимым только тогда, когда приняты меры, позволяющие снизить его настолько, насколько это практически целесообразно.

**Оценка риска аварий газопроводов в арктических климатических условиях**

Газопроводы являются объектами повышенной опасности из-за наличия большого числа сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Кроме того, они постоянно работают при высоких внутренних давлениях и обеспечивают перемещение значительных объемов веществ в течение всего срока службы. Даже незначительное отклонение условий эксплуатации от расчетных может привести к аварии. Поэтому очень важно проанализировать риски работы газопроводов, особенно при низких температурах воздуха, которые значительно осложняют эксплуатацию газопровода как в части поддержания технологических режимов транспортировки газа, так и в части контроля состояния

линейной части, чтобы предотвратить аварийную разгерметизацию трубопровода.

По результатам анализа аварий газопроводов при низких температурах установлены их основные причины и вероятности  $P$  возникновения: трещина в газопроводе —  $P = 0,09$ , коррозия —  $0,27$ , износ трубы —  $0,18$ , деформации трубы в результате усталости металла и перепада температур — по  $0,09$ , отказ задвижки, разрушение шарового крана, разгерметизация стыка между изолирующим фланцевым соединением и фланцем подводящего газопровода —  $0,14$ , повреждение трубы —  $0,14$  [12].

Развитие аварии определяется особенностями разрушения газопровода, для которого характерны три этапа: зарождение дефекта (распространение его на всю толщину стенки трубы), быстрое распространение сквозной трещины по телу трубы, затормаживание и прекращение разрушения (трещины). Условием начала лавинообразного протяженного разрыва стенки трубопровода при проектном давлении (напряжения в теле трубы заведомо ниже предела текучести используемой стали) является наличие критического сквозного дефекта (трещины) [16].

Основной параметр, определяющий развитие магистральных трещин, — ударная вязкость металла трубы, с понижением которой механизм развития трещин переходит от вязкого к хрупкому.

Анализом аварий на газопроводах при низких температурах установлено наличие внезапного хрупкого разрушения, т. е. мгновенного распространения магистральной трещины при максимальных эквивалентных напряжениях ниже предела текучести материала.

Анализ разрушений конструкций при низких температурах и зависимостей ударной вязкости от температуры показал, что сопротивление хрупкому разрушению при температурах, называемых критическими, резко снижается (ударная вязкость конструктивных малоуглеродистых сталей снижается в 2—10 раз).

Для элементов конструкций критическая температура перехода из вязкого в хрупкое состояние устанавливается по данным эксперимента на стандартных образцах, при этом учитываются смещения первой  $T_{кр1}$  и второй  $T_{кр2}$  критических температур под влиянием конструктивных и технологических факторов [3, 11, 14]:

$$(T_{кр1})K = T_{кр1} + \Delta T_{кр1}, \quad (1)$$

$$(T_{кр2})K = T_{кр2} + \Delta T_{кр2}, \quad (2)$$

где  $T_{кр1}$  — первая критическая температура на стандартных образцах, характеризующая переход от вязких разрушений к квазихрупким, К;  $\Delta T_{кр1}$  — смещение первой критической температуры под влиянием конструктивных и технологических факторов, К;  $(T_{кр1})K$  — первая критическая температура

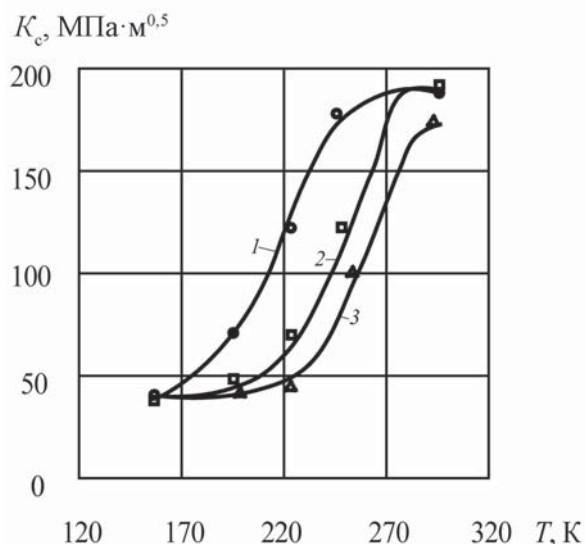


Рис. 8. Зависимости показателя трещиностойкости  $K_c$  от температуры воздуха  $T$  для образцов из стали 09Г2С после эксплуатации 10 (1) и 5 (2) лет и в состоянии поставки (3)

конструкции, К;  $T_{кр2}$  — вторая критическая температура на стандартных образцах, характеризующая переход от квазихрупких разрушений к хрупким, К;  $\Delta T_{кр2}$  — смещение второй критической температуры под влиянием низких температур, К;  $(T_{кр2})K$  — вторая критическая температура конструкции при низких температурах, К.

Наиболее сложным является корректный расчет смещения критической температуры хрупкости  $\Delta T_{кр2}$  для элементов конструкций, в котором необходимо учитывать влияние экстремально низких температур окружающей среды.

В Институте физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова Сибирского отделения РАН создана база данных показателей механических свойств широкого класса низколегированных сталей, в частности трещиностойкости, используемых для изготовления трубопроводов, работающих при низких температурах [3]. Для этого исследовали трубные стали: 09Г2С (газопроводы диаметром до 530 мм с рабочим давлением до 5 МПа), 16Г2САФ (трубопроводы средней мощности), 18Г2ФБ, 06Г2МБ и 09Г2ФБ (трубопроводы большого диаметра с рабочим давлением 7,5 МПа).

Показатель  $K_c$  трещиностойкости характеризует критическую интенсивность поля напряжений в вершине трещины и связывает разрушающие напряжения  $\sigma_p$  с критическим размером  $l_{кр}$  трещины. Для бесконечной пластины с трещиной [17] этот показатель определяется по формуле

$$K_c = \sigma_p \sqrt{\pi l_{кр}}. \quad (3)$$



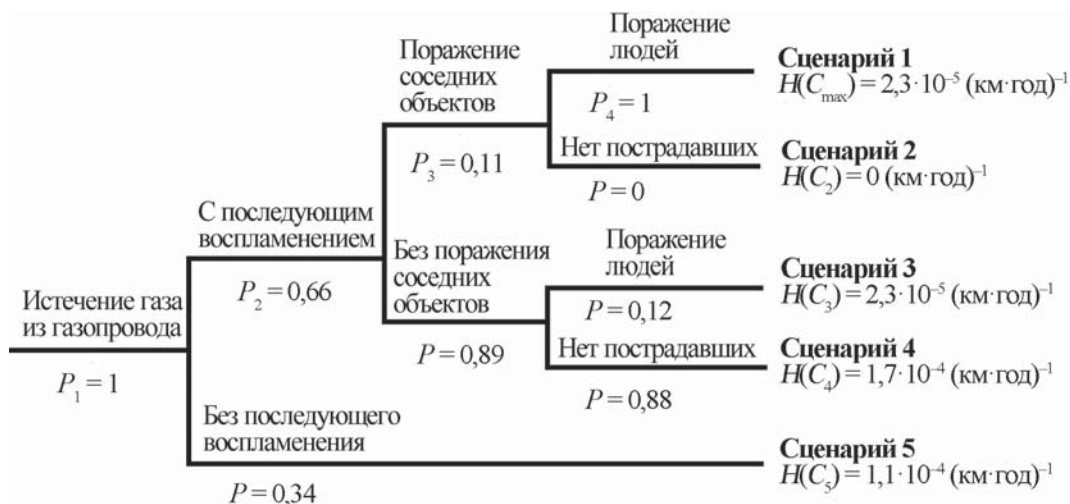


Рис. 9. «Дерево событий» истечения газа из газопровода при отрицательных температурах окружающей среды

На рис. 8 приведены зависимости трещиностойкости  $K_c$  стали 09Г2С от температуры  $T$  для образцов с разными сроками эксплуатации [3].

По этим зависимостям и уравнению (1) определили критическую длину  $l_{кр}$  трещин в зависимости от температуры воздуха  $T$  и срока эксплуатации  $t_{эк}$ . Результаты представлены в табл. 3 [4].

**Таблица 3. Показатель трещиностойкости  $K_c$  и критическая длина  $l_{кр}$  трещины в трубопроводе, эксплуатировавшемся при низких температурах в течение  $t_{эк} < 10$  лет (числитель) и  $t_{эк} > 10$  лет (знаменатель)**

$T, K$	$K_c, Mпа \cdot мм^{0,5}$	$l_{кр}, мм$
210	1581/1265	14,7/9,4
220	1897/1550	21,1/14,1
230	2530/1739	37,5/17,7
240	3162/2372	58,7/33,0
250	3953/3162	91,7/58,7
260	4743/4111	132/99,1
270	5060/4427	150,2/115

Условием начала лавинообразного протяженного разрыва стенки газопровода при проектном давлении является наличие критического сквозного дефекта (трещины), что ведет к разрыву трубы по всему сечению. При этом наиболее опасными поражающими факторами являются тепловой поток и барическое воздействие.

При разрывах газопроводов, повреждениях разъемных соединений, неисправностях запорной и регулирующей арматуры может произойти выброс взрывопожароопасного вещества. Объем выброса зависит от объема вещества, находящегося в оборудовании, его температуры, давления и размера

отверстия разгерметизации, а также от превентивных мероприятий.

В сибирской части Арктики при низких температурах воздуха учитываются аномальные условия, определяемые образованием мощных продолжительных температурных инверсий в сочетании со штилем. Эти аномальные условия затрудняют рассеяние газа в атмосфере и приводят к его скоплению до опасных концентраций. При наличии источника возгорания газоздушная смесь может воспламениться, что ведет к взрыву [9].

Вероятности аварий, развивающихся по разным сценариям, удобнее всего обобщить методом «дерева событий» (рис. 9) [8].

Условную вероятность возникновения инициирующего события — утечки газа — приняли равной единице. Вероятности развития аварийных ситуаций определяли по статистическим данным аварий на газопроводах, эксплуатируемых при низких температурах.

Рассмотрим наиболее опасный сценарий 1 — истечение газа из газопровода с последующим воспламенением и поражением соседних объектов. Для оценки условной вероятности этого сценария представим его как сложное событие, учитывающее вероятности истечения газа из газопровода  $P_1$ , воспламенения газа  $P_2$ , поражения соседних объектов  $P_3$  и поражения людей  $P_4$ .

Частоту возникновения наиболее опасного сценария 1  $H(C_{max})$  (см. рис. 9) определим по формуле

$$H(C_{max}) = \lambda P_1 P_2 P_3 P_4, \tag{4}$$

где  $\lambda$  — частота истечения газа из газопровода при низких температурах,  $(км \cdot год)^{-1}$  [8].

На основании статистических данных по авариям, произошедшим на газопроводах при низких температурах с 1974 по 2013 гг., получили  $\lambda = 3,2 \cdot 10^{-4} (км \cdot год)^{-1}$ , частота возникновения

наиболее опасного сценария 1  $H(C_{\max})$  составит  $2,3 \cdot 10^{-5}$  (км·год)<sup>-1</sup> [7].

По разработанному «дереву событий» истечения газа из газопровода можно оценить экологический риск от загрязнения атмосферы метаном при реализации сценария 5 как произведение величины удельного ущерба  $Y_e$  на массу аварийного выброса  $M_e$  и на частоту возникновения сценария 5  $H^*C_5^*$  [8]:

$$R_e = Y_e M_e H^* C_5^* \quad (5)$$

Экологический риск при авариях объектов нефтегазового комплекса неизбежен, однако он должен быть сведен до минимума и быть экономически оправданным. Любое превышение пределов допустимого экологического риска неприемлемо. В связи с этим приостанавливают деятельность экологически опасных объектов или принимают меры, позволяющие снизить уровень экологического риска до «приемлемой величины».

### Заключение

Повышение промышленной безопасности опасных производственных объектов в условиях Арктики требует всестороннего учета влияния специфических для данного района природно-климатических факторов на параметры риска. Оценка риска аварий опасных производственных объектов в Арктической зоне Российской Федерации на основе критериев приемлемого риска позволит оценить опасности с неприемлемым уровнем риска и послужит основой для разработки рекомендаций и мер по уменьшению опасностей в условиях сурового климата Арктики.

Кроме того, одной из экологических проблем Арктики является загрязнение окружающей среды в результате выброса значительного количества нефтепродуктов при авариях.

Международный опыт показывает, что в арктических условиях удается собрать и утилизировать всего 10—15% разлитой нефти. Остаточное нефтезагрязнение в условиях криолитозоны, сохраняясь на долгие годы, становится источником поступления нефтяных углеводородов по речному стоку в море и его прибрежную часть.

Результаты выполненных испытаний свидетельствуют о том, что биологическая очистка почв от нефтезагрязнений с применением биопрепаратов на основе аборигенных микроорганизмов-нефтедеструкторов, выделенных из арктических мерзлотных почв, является эффективным, экологически безопасным, экономически выгодным способом ликвидации последствий аварий и реабилитации нарушенных земель арктических территорий.

### Литература

1. Акимов В. А., Лапин В. Л., Попов В. М. и др. Надежность технических систем и техногенный риск: учебное пособие. — М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. — 368 с.

2. Арктика // Большая советская энциклопедия: 3-е изд. — Т. 2: Ангола — Барзас / Гл. ред. А. М. Прохоров. — М.: Сов. энцикл., 1970. — С. 203—205.

3. Большаков А. М. Вероятностные методы оценки хрупкого разрушения стальных конструкций. — Якутск: ИФТП Севера им. В. П. Ларионова СО РАН, 2011. — 112 с.

4. Большаков А. М., Захарова М. И. Идентификация опасностей эксплуатации газопроводов при низких температурах // Вестн. машиностроения. — 2015. — № 10. — С. 53—56.

5. Гильдеева И. М. Влияние сезонных процессов промерзания-оттаивания грунта на эволюцию нефтяных загрязнений в Арктических районах / Под ред. В. К. Шиманского. — СПб.: Недра, 2003. — 122 с.

6. ГОСТ Р 51901.1-2002. Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем. Утв. Госстандартом России 07.06.2002.

7. Захарова М. И. Анализ и оценка риска аварий резервуаров и газопроводов при низких температурах: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. — Уфа, 2015.

8. Захарова М. И. Анализ риска аварий резервуаров и газопроводов в условиях Севера // Безопасность труда в пром-сти. — 2015. — № 2. — С. 54—64.

9. Захарова М. И. Анализ аварий с истечением газа из магистральных газопроводов и с последующим рассеиванием при аномальных метеоусловиях Севера // Безопасность жизнедеятельности. — 2016. — № 1. — С. 50—54.

10. Маркарова М. Ю. Скорость очищения почв от нефти в условиях Севера // Вестн. Башкир. ун-та. — 2000. — № 1. — С. 48—51.

11. Махутов Н. А., Лыглаев А. В., Большаков А. М. Хладостойкость: Метод инженерной оценки. — Новосибирск: Наука, 2011. — 195 с.

12. Махутов Н. А., Большаков А. М., Захарова М. И. Возможные сценарии аварийных ситуаций на резервуарах и трубопроводах при низких температурах эксплуатации // Завод. лаб. Диагностика материалов. — 2015. — Т. 81, № 3. — С. 49—53.

13. Махутов Н. А., Гаденин М. М., Лебедев М. П. и др. Особенности возникновения чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне России и пути их парирования на основе концепции риска // Арктика: экология и экономика. — 2014. — № 1 (13). — С. 10—29.

14. Махутов Н. А., Лыглаев А. В., Большаков А. М. Метод оценки хладостойкости тонкостенных металлоконструкций // Завод. лаб. Диагностика материалов. — 2011. — Т. 77, № 1. — С. 49—53.

15. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. — М.: ВНИИПО, 2006.

16. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

17. Чувильдеев В. Н., Вирясова Н. Н. Деформация и разрушение конструкционных материалов: проблемы старения и ресурса. — Н. Новгород: ННГУ, 2012. — 67 с.