

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**««Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина»**

На правах рукописи

ЧИНЬ КУОК ВИНЬ

**ГЕОТОКСИКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ, НА ПРИМЕРЕ ВЬЕТНАМА.
ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ**

Специальность: 1.6.21. – «Геоэкология» (геолого-минералогические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук.

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, Якуцени С. П.

Москва, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	9
2.1 Литературный обзор изученности проблемы наличия потенциально опасных элементов в углеводородном сырье.....	9
2.2 Состояние и перспективы освоения углеводородного сырья Юго-Восточной Азии...	11
2.2.1 Юго-Восточной Азия в целом	11
2.2.2 Вьетнам	12
3 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕДР ВЬЕТНАМА	15
3.1 Геологическое строение материковой части Вьетнама	15
3.2 Геологическое строение континентального шельфа Вьетнама	17
3.3 Нефтегазоносные бассейны Вьетнама и их краткая характеристика.....	18
3.3.1 Бассейн Сонг Хонг.....	19
3.3.2 Бассейн Фукхань	22
3.3.3 Бассейн Кыулонг	25
3.3.4 Бассейн Нам Кон Сон	29
3.3.5 Бассейн Малай-Тхо Чу.....	34
3.4 Закономерности распространения источников токсичных компонентов в виде гранитов и рудных месторождений в нефтегазоносных структурах Вьетнама.....	38
3.5 Ранжирование нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки	42
4 ГЕОТОКСИКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВЬЕТНАМА	44
3.1 Характеристика потенциально токсичных компонентов углеводородного сырья.....	44
4.1.1 Основные виды и свойства углеводородных соединений с токсическими свойствами	44
4.1.2 Сера и ее соединения как потенциально токсичный элемент углеводородного сырья	46
4.1.3 Металлы и другие компоненты-примеси с потенциально токсичными свойствами углеводородного сырья	48
4.2 Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья Юго-Восточной Азии и Вьетнама	57
4.2.1 Результаты исследования автора сырой нефти Вьетнама	57
4.2.2 Оценка геотоксикологичности углеводородного сырья Юго-Восточной Азии	60

5 РИСКИ ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЬЕТНАМА	67
5.1 Риски загрязнения углеводородного сырья Вьетнама	67
5.2 Риск загрязнения окружающей среды отходами бурения и отработанными буровыми растворами	67
5.3 Риски аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при транспортировке	71
5.4 Риск аварийных ситуаций при эксплуатации морских нефтедобывающих платформ (технологический риск)	78
5.5 Риск техногенных землетрясений и последствий связанных с ним	81
5.6 Оценка риска техногенного загрязнения окружающей среды при эксплуатации месторождений нефти и газа	84
5.7 Основные направления работ по минимизации экологических рисков	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА	89
Приложение 1.	
Геологическая карта Вьетнама, Кампучии, Лаоса, 1971 год [75]	98
Приложение 2.	
Геологическая карта полезных ископаемых Вьетнама [75]	99
Приложение 3.	
Карта полезных ископаемых на шельфе Вьетнама	100
Приложение 4.	
Размещение основных полезных ископаемых Вьетнама	101
Приложение 5.	
Характеристика нефтегазоносных бассейнов Вьетнама	102
Приложение 6.	
Характеристика токсичности элементов и их соединений, наиболее распространенных в качестве компонентов-примесей в нефти, битумах и газах	103
Приложение 7.	
Оптимальное распределение сил средств ПЛАРН для своевременной локализации загрязнения и качественной работе по их ликвидации	105
Приложение 8.	
Норвежская технология MudCube по очистке бурового раствора	114

ВВЕДЕНИЕ

Вьетнам – это страна с активно развивающейся экономикой. Вьетнамское правительство в качестве приоритетных целей развития рассматривает повышение экономического потенциала и усиление промышленного производства.

Развитие ТЭК является важной целью экономического развития страны. Правительство Вьетнама определило ключевые задачи развития топливно-энергетического комплекса:

- национальная энергетическая безопасность – основа устойчивого развития;
- развитие энергетики приоритетно, но должно сопровождаться мерами по защите окружающей среды.

Ключевым направлением развития топливно-энергетического комплекса Вьетнама согласно документам, является обеспечение развития энергетического комплекса Вьетнама на один шаг быстрее социально-экономического развития государств, развитие энергетического комплекса с упором на наиболее эффективное использование новых, экологически чистых и возобновляемых источников энергии, а также на разумное расходование национальных запасов минеральных ресурсов [30].

По оценкам экспертов [31], во Вьетнаме разведано:

- ≈45 % залежей нефти;
- ≈32 % залежей газа.

Вьетнам заинтересован в разработке месторождений углеводородов и стремится расширять сотрудничество с зарубежными странами по развитию энергетических проектов на своем континентальном шельфе.

Нефтегазовый комплекс – несущая опора Российско-Вьетнамского стратегического партнерства. Кооперация в этой сфере начата с 1981 г. с деятельности СП «Вьетсовпетро»¹. В настоящее время активно развиваются проекты Российскими нефтегазовыми корпорациями (Лукойл, Газпром), что свидетельствуют о том, что между Россией и Вьетнамом установлено взаимовыгодное сотрудничество в сфере разведки и добычи нефти и газа.

По состоянию на начало 2016 года на шельфе Вьетнама [43]:

- пробурено 97 скважин (поисковых/ разведочных/ оценочных/ эксплуатационных);
- открыто 22 нефтяных и газовых месторождения, из них некоторые введены в разработку с суммарной накопленной добычей – 63 млн. тонн условного топлива.

Во Вьетнаме, среди нефтяных ресурсов пока преобладает лёгкая малосернистая нефть с

¹ <https://web.archive.org/web/20191212174735/https://ru.wikipedia.org/wiki/Вьетсовпетро>

низким содержанием потенциально токсичных элементов. Этот факт объясняется тем, что добыча нефти в республике началась относительно недавно.

Актуальность темы исследования:

Изучение геохимического состава нефти Вьетнама имеет стратегическое значение, так как это поможет своевременно выявить углеводородное сырье с потенциально токсичными элементами, и учесть эти риски при освоении и переработке, путем реализации мероприятий, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Степень разработанности:

Исследования, связанные с воздействием потенциально токсичных элементов (далее ПТЭ) углеводородного сырья на здоровье населения и состояние биосферы, проведены в меньшей степени, чем исследования других аспектов геотоксикологии. При этом объем промышленной добычи и потребления углеводородов в мире неуклонно растет. Меняются технологии добычи углеводородов, вовлекаются в добычу трудноизвлекаемые запасы, содержащие потенциально-токсичные вещества.

На фундаментальном уровне изучением геотоксикологических свойств углеводородного сырья это выполнено в работах Якуцени С.П. [54-57], Суханова А.А.[38], Якуцени В.П. [52], Петрова Ю.Э.[52], где внимание уделено РФ и сопредельным странам.

Исследования в области геотоксикологии углеводородного сырья Вьетнама и Юго-Восточной Азии в целом не проводились.

Цель работы – провести анализ обогащения углеводородного сырья примесями элементов с потенциально токсическими свойствами с целью прогноза распространения такого рода месторождений в нефтегазоносных бассейнах Юго-Восточной Азии и разработки мер по минимизации рисков освоения таких ресурсов.

Для выполнения поставленной цели решались следующие **задачи**:

- провести анализ изученности проблемы нахождения ПТЭ в углеводородном сырье;
- на основе анализа геологического и тектонического строения недр Вьетнама определить закономерности формирования углеводородных скоплений, обогащенных примесями элементов с потенциально токсическими свойствами;
- дать прогноз распространения скоплений углеводородного сырья с повышенным содержанием ПТЭ на территории Вьетнама в частности и Юго-Восточной Азии в целом;
- провести оценку экологических рисков освоении углеводородного сырья на территории Вьетнама и разработать мероприятия, направленные на уменьшение негативного воздействия на окружающую среду при добыче углеводородов.

Научная новизна работы:

1. Для нефтегазоносных структур Вьетнама определены геологические закономерности пространственно-временного обогащения углеводородного сырья токсичными компонентами в виде гранитов и рудных месторождений.
2. Разработана классификация углеводородных бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы.
3. Определены и посредством экспертной оценки оценены риски техногенного загрязнения при эксплуатации месторождений нефти и газа Вьетнама.

Теоретическая и практическая значимость исследования:

Построенные карты-схемы источников возможного поступления элементов с потенциально токсическими свойствами в нефтегазовые бассейны Вьетнама – основа для прогнозирования распространения скоплений углеводородного сырья с повышенным содержанием ПТЭ и ранжирования углеводородных бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы. Опережающие знания о количестве и характере потенциально токсичных элементов углеводородов Вьетнама позволят снизить экологическую нагрузку на окружающую среду и здоровье населения.

Методы исследования:

При выполнении исследования применялись такие методы как: системный анализ полученных данных и научно-технической литературы, картографические и лабораторные методы.

Защищаемые положения:

1. Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама предопределяется пространственным совмещением нефтегазовых бассейнов с массивами гранитов и рудными месторождениями в их обрамлении.
2. Степень геоэкологической опасности разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама определяется принадлежностью к той или иной группе нефтегазовых бассейнов.
3. На основе оценки рисков техногенного загрязнения окружающей среды при добыче углеводородного сырья Вьетнама разработаны основные направления мероприятий для управления экологическими рисками.

Публикации и апробация работы:

По теме диссертации опубликовано 5 статей в изданиях, рекомендованных ВАК

Минобрнауки России, 1 статья в системах SCOPUS и в системах Вьетнама, 14 тезисов и докладов на конференциях.

Личный вклад автора:

- разработаны и сформулированы принципы ранжирования нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки;
- проведены исследования сырой нефти месторождения Белый Тигр.
- выполнена оценка экологических рисков техногенного загрязнения при эксплуатации месторождений нефти и газа Вьетнама
- разработана модель географической опасности для реагирования и оптимального распределения сил средств ПЛАРН.

Фактический материал.

В данной работе использованы данные и результаты предыдущих исследований, опубликованные в журналах и сборниках материалов научных конференций. Другим источником являются материалы, собранные автором во время проведения практик в производственных организациях СП «Вьетсовпетро» Vietnam Oil and Gas Company (PetroVietnam) и Центра реагирования экологических инцидентов Вьетнама.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения и списка литературы, состоящего из 117 источников. Общий объем работы составляет 115 страниц, включая 35 рисунков, 19 таблиц и 8 приложений.

Благодарности.

Диссертационная работа выполнена Чинь Куок Винь во время обучения в аспирантуре в Российском государственном университете нефти и газа имени И. М. Губкина.

Автор искренне признателен руководству и всему коллективу:

- кафедры геоэкологии Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина РГУ, и в первую очередь своему научному руководителю – канд. геол.-минерал. наук, доценту Якуцени С. П., а также д-ру тех. наук., доценту Федашу А.В. и канд. пед. наук, доценту Лобжанидзе Н. Е.,
- кафедры геологии месторождений полезных ископаемых Института минеральных ресурсов Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, д-ру геол.-минерал. наук, профессору Игнатову П. А. за поддержку и ценные советы при подготовке диссертационной работы.

Хотел бы также поблагодарить:

- Партию и Правительство Вьетнама за предоставленную возможность учиться по стипендиальной программе межправительственного соглашения между Вьетнамом и Россией,
- руководство Вьетнамско-Российского нефтегазового совместного нефтегазового предприятия «Вьетсовпетро» за возможность пройти обучение в аспирантуре,
- своих друзей и коллег за поддержку на протяжении всего процесса подготовки к защите кандидатской диссертации.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Литературный обзор изученности проблемы наличия потенциально опасных элементов в углеводородном сырье

Геотоксикология (с греческого γῆ – земля, *τοξικόν* – яд, λόγος –учение) – это научное направление в рамках токсикологии, изучающее токсичность и потенциальное воздействие природных процессов и «земных материалов», как естественного, так и антропогенного происхождения, на здоровье человека и окружающую среду.

Объекты исследования геотоксикологии – это различные факторы, окружающей человека среды, имеющие «земную природу», например пыль, питьевая вода и содержащиеся в ней примеси, морские почвы и донные отложения [48].

Исследования, связанные с воздействием потенциально токсичных элементов углеводородного сырья на здоровье населения и состояние биосферы, проведены в меньшей степени, чем исследования других аспектов геотоксикологии.

При этом объем промышленной добычи и потребления углеводородов в мире неуклонно растет. Меняются технологии добычи углеводородов, вовлекаются в добычу трудноизвлекаемые запасы, содержащие потенциально-токсичные вещества.

На фундаментальном уровне изучением геотоксикологических свойств углеводородного сырья это выполнено в работах Якуцени С.П. [141-145], Суханова А.А.[38], Якуцени В.П., Петрова Ю.Э.[140], где внимание уделено РФ и сопредельным странам.

В отношении Юго-Восточной Азии такие исследования не проводились или носят единичный характер. Это означает, что при интенсивной добыче, транспортировке и переработке углеводородных ресурсов в этих регионах существует значительный риск, связанный с использованием углеводородного сырья, содержащего ПТЭ и его негативным воздействием на окружающую среду и здоровье человека.

Особенностью углеводородного сырья и продуктов его переработки с точки зрения воздействия на окружающую среду – широкий ареал их распространения и использования.

Природная нефть в биохимическом отношении чаще инертна, чем токсична. На протяжении веков жители районов с поверхностными выходами нефти использовали ее, как лечебное средство.

Однако с учетом современных объемов добычи, переработки и потребления углеводородного сырья, нефть оказывает негативное воздействие на окружающую среду и наносит существенный ущерб. Особенно значительный ущерб связан с аварийными ситуациями

при добыче и транспортировке нефти (раздел 4.3), в результате которых загрязняются огромные площади земель, поверхностные и подземные воды.

Углеводородное сырье, помимо потенциально токсичных соединений углеводородов (фенолы, бенз-(а)-пирены и др.) содержит различные примеси, таких как тяжёлые и радиоактивные металлы, мышьяк и др. Влияние этих примесей на окружающую среду проявляется в основном при переработке и потреблении продуктов переработки, причём последствия их рассеяния в окружающей среде остаются визуально незамеченными, что создает опасность.

Выявить причину и ликвидировать последствия загрязнения нефтепродуктов, содержащих потенциально токсичные примеси сложно. Так, например:

- г. Дзержинске были зарегистрированы массовые отравления среди работников ТЭС. Проведенные исследования показали, что их причина – повышенное содержание V в мазутах, полученных из нефти одного из месторождений Поволжья.

- После открытия и начала разработки Астраханского газоконденсатного месторождения, содержащего в составе газов примерно по 25 % CO_2 , и H_2S , в этом регионе начали фиксировать новый вид тяжелых, часто летальных заболеваний, которому присвоили название «астраханская лихорадка». Причина – новый вид микроорганизмов, близкий к возбудителю средиземноморской пятнистой лихорадки. При работе Астраханского газоконденсатного комбината в атмосферу выбрасывается большое количество CO_2 , а его повышенная концентрация привлекает клещей, которые находят себе хозяев, и в том числе среди людей.

В тех случаях, когда ПТЭ не вызывает столь массового влияния его влияние остается незамеченным и «опасность» воздействует длительное время (хронически) приводя необратимым последствиям для здоровья.

Природа связи углеводородного сырья и тяжёлых элементов-примесей, особенно таких, как V, Ni, Co, Cd, As, U, Zn, Cz, давно интересовала геологов, геохимиков и технологов. Получила даже самостоятельное развитие целая отрасль в геохимии – нафтометаллогения. Задача нафтометаллогении – изучение распределения различных типов твердых полезных ископаемых в связи с природными газами, нефтью, твердыми битумами, углеродистыми веществами, хлоридными натриево-кальциевыми водами, а также тех факторов, которые контролируют это распределение в различных структурах земной коры [3].

Это обусловлено преимущественно:

- агрессивным влиянием многих компонентов-примесей (особенно серы и тяжёлых металлов) на качество товарной продукции и технологические установки/аппаратуру. Это

способствовало изучению переработчиками углеводородного сырья.

– некоторые элементы примеси в углеводороды (далее УВ) можно использовать в качестве индикаторов геохимических процессов и решения задач формирования и поиска скоплений нефти и газа в недрах. К сожалению, в этих ситуациях основные интересы исследователей направлены на оценку присутствия в УВ ограниченного числа элементов, главным образом таких, как S, V и Ni, значительно реже – Co, U, Hg, As и совсем редко других, в числе которых многие элементы весьма токсичны. Именно поэтому уровень их изученности в целом остаётся низким.

Таким образом, на фоне сравнительно высокой изученности свойств и последствий воздействий УВ на ОС практически не исследуются токсоопасные элементы-примеси, присутствующие в УВ сырье. При этом количество примесей в УВ сырье будет с годами нарастать, – поскольку по мере исчерпания сравнительно "чистой" лёгкой нефти будет осваиваться тяжелая нефть, обогащенная ПТЭ.

При этом УВ – самое благоприятное в экологическом отношении ископаемое энергетическое сырьё. Только 15-20 % добываемого УВ сырья содержат в своём составе токсические элементы-примеси в количествах, превышающих их безопасный уровень. Однако ограничивать их разработку и использование даже с учетом наличия токсических характеристик неправомерно. Поэтому особенно важна корректная оценка возникающих рисков для принятия своевременных организационных и технологических решений для минимизации экологических последствий освоения таких ресурсов и сохранения ОС в районах добычи/ переработки и использования такого УВ сырья.

1.2 Состояние и перспективы освоения углеводородного сырья Юго-Восточной Азии

1.2.1 Юго-Восточной Азия в целом

Сегодня Юго-Восточная Азия² является одним из наиболее активных районов разведки на шельфе в мире³. На данный момент в Юго-Восточной Азии добывается почти 2 млн. баррелей в день (а также 500 миллионов кубических футов природного газа)[4].

Впервые большие запасы нефти в регионе были обнаружены в Индонезии в 1886 г. Добыча нефти в Юго-Восточной Азии достигла своего пика в 2001 г. Тогда показатель составил 3 млн. баррелей в сутки, для сравнения текущий уровень добычи – 2,4 млн. баррелей /сутки. Самое сильное снижение добычи нефти среди стран Юго-Восточной Азии фиксируется в

² В страны Юго-восточной Азии (ЮВА) входят следующие государства: Таиланд, Индонезия, Вьетнам, Малайзия, Камбоджа, Лаос, Мьянма, Сингапур, Филиппины, Восточный Тимор, Бруней (<https://en.wikipedia.org/>).

³ https://en.wikipedia.org/wiki/Oil_reserves_in_Southeast_Asia

Индонезии и Малайзии.

Поскольку остаточные запасы нефти относительно невелики (13,8 млрд. баррелей или $\approx 1\%$ от объема мировых запасов), ожидается, что они будут снижаться и дальше. Прогнозируется⁴ падение добычи нефти до 1,5 млн баррелей/сутки к 2040 г.

Основные запасы нефти и объемы ее добычи в Юго-Восточной Азии принадлежат Вьетнаму, Индонезии и Малайзии (Таблица 1).

Таблица 1 – Основные нефтедобывающие страны Юго-Восточной Азии

Страна	Запасы, млн. т (2019 г)	Добыча, млн. т (2021 г)
Индонезия	300	33,8
Малайзия	400	25,9
Вьетнам	600	22,4

1.2.2 Вьетнам

Согласно последним исследованиям, Вьетнам обладает значительными запасами нефти и природного газа как на континентальном шельфе, так и на суше.

Запасы углеводородных ресурсов Вьетнама составляют [30]:

- Нефти $\approx 4,4$ млрд барр.,
- природного газа $\approx$ около 600 млрд м³
- угля 3,5 млрд т.

Активные геологоразведочные работы позволяют Вьетнаму поддерживать высокий уровень соотношения ресурсов к добыче. При текущем уровне добычи запасов Вьетнаму хватит:

- нефти на 58 лет,
- природного газа – на 74 года,
- угля – на 69 лет.

Запасы нефти и природного газа разбросаны $\approx$ по 50 месторождениям Вьетнама.

Добыча промышленной нефти успешно осуществляется в нескольких бассейнах, включая Кыулонг, Нам Коншон и Малай-Тхо Чу.

Газ в основном сосредоточен в бассейнах Кыулонг (35 ÷ 40 млрд м³) и Нам Кон Сон (95 ÷ 100 млрд м³).

Бассейн Кыулонг считается зрелым и имеет высокую вероятность обнаружения большей части нефтяных ресурсов в регионе. Этот бассейн характеризуется обширной сейсмической сеткой и высокой плотностью бурения, что способствует успешной добыче нефти.

Однако есть еще слабо исследованные регионы, такие как бассейны Сонг Хонг, Нам Кон

⁴ <https://investfuture.ru/news/id/89891>

Сон и Малай-Тхо Чу, где вероятность обнаружения ресурсов также высока, но на данный момент менее 50 % общих нефтяных ресурсов региона были обнаружены. Эти регионы требуют дополнительных исследований и бурения для определения точных объемов ресурсов.

В бассейне Фукхань и прилегающих районах пока не обнаружили месторождений нефти, сейсмическое покрытие остается слабым, а количество пробуренных скважин незначительно.

С начала XXI века уровень запасов нефти во Вьетнаме вырос более, чем в 2 раза (Рисунок 1).

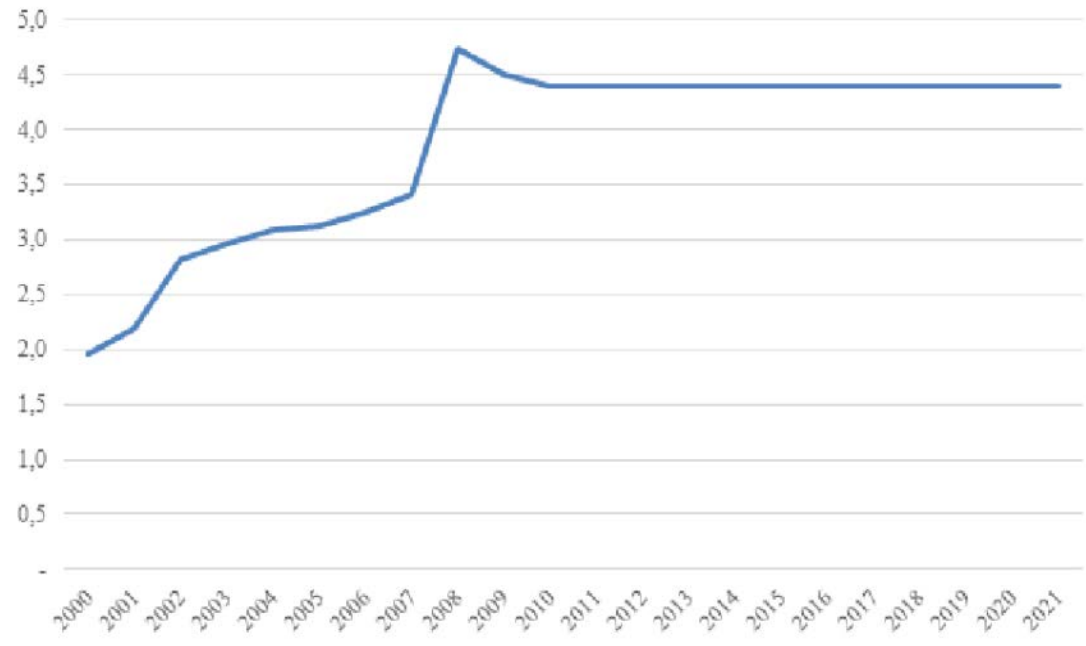


Рисунок 1 – Динамика запасов нефти во Вьетнаме в 2000-2021 гг., млрд барр [29].

Несмотря на рост объемов запасов нефти, уровень её добычи снижался, а потребления возрастал (Рисунок 2).

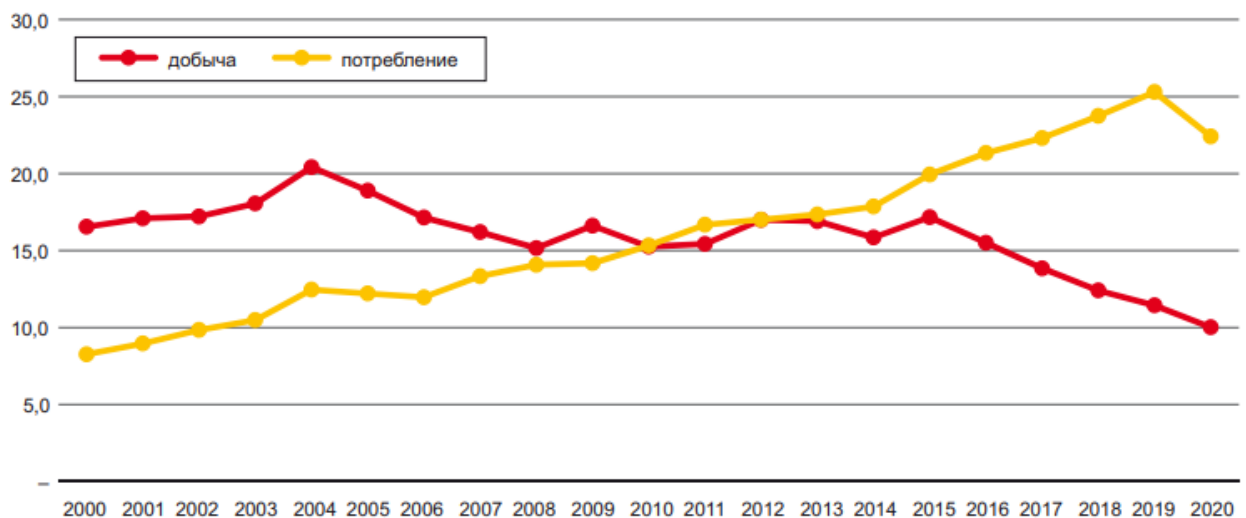


Рисунок 2 – Динамика добычи и потребления нефти во Вьетнаме в 2000-2021 гг., млн т. [30].

Запасы природного газа во Вьетнаме с 2000 г. выросли практически в 4 раза (Рисунок 3).

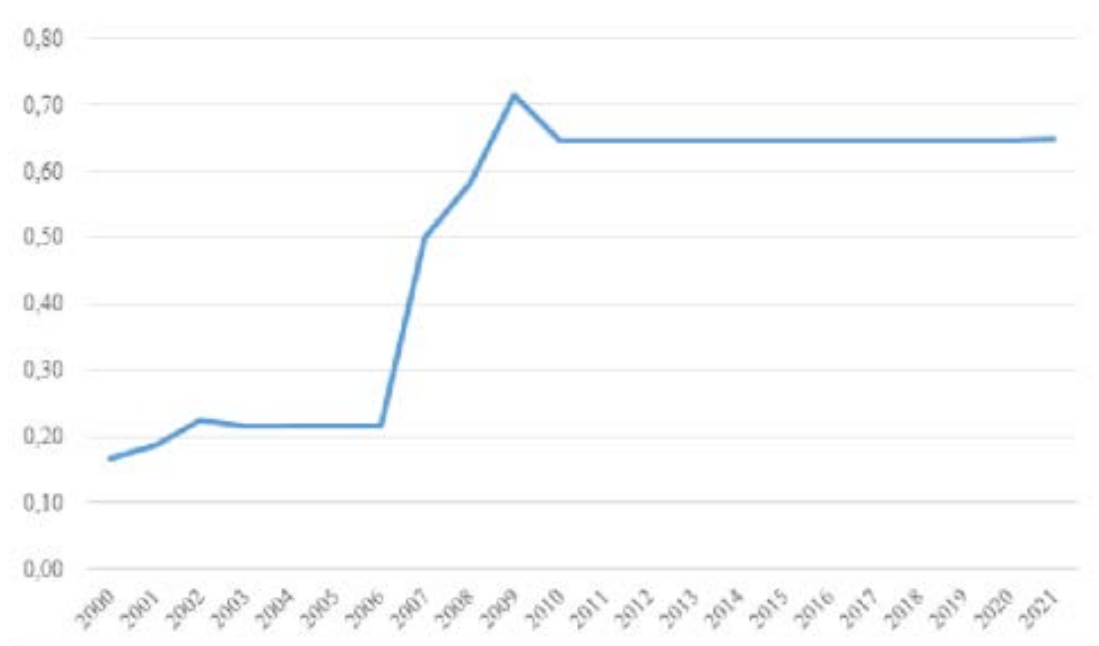


Рисунок 3 – Динамика объемов запасов природного газа во Вьетнаме в 2000-2021 гг., трлн м³ [29].

Объемы добычи и потребления природного газа во Вьетнаме на протяжении всего периода 2010-2021 гг. совпадают (Рисунок 4), что свидетельствует о том, что добыча осуществляется исключительно для собственных нужд страны – полное самообеспечение природным газом.

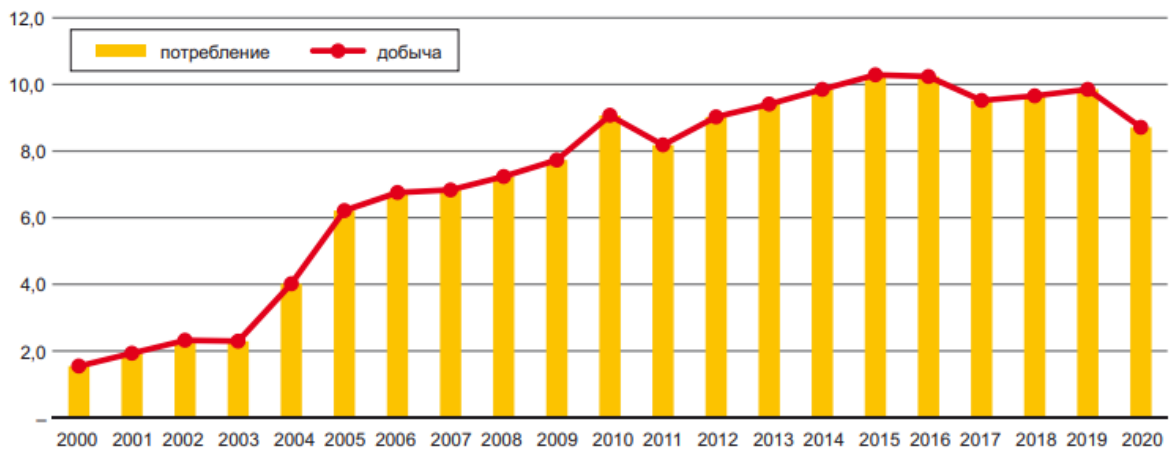


Рисунок 4 – Динамика добычи и потребления природного газа во Вьетнаме в 2000-2021 гг., млрд м.³ [30].

Таким образом, во Вьетнаме наблюдается:

- снижение объемов добычи нефти при увеличении потребности в ней (сокращение потребления нефти в 2020 году связано с пандемией [25]);
- полное самообеспечение потребности государства собственным природным газом.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕДР ВЬЕТНАМА

2.1 Геологическое строение материковой части Вьетнама

Материковая часть Социалистической Республики Вьетнам состоит из двух крупных геоблоков: Индокитайский и Северо-Вьетнамско-Южно-Китайский (Рисунок 5).

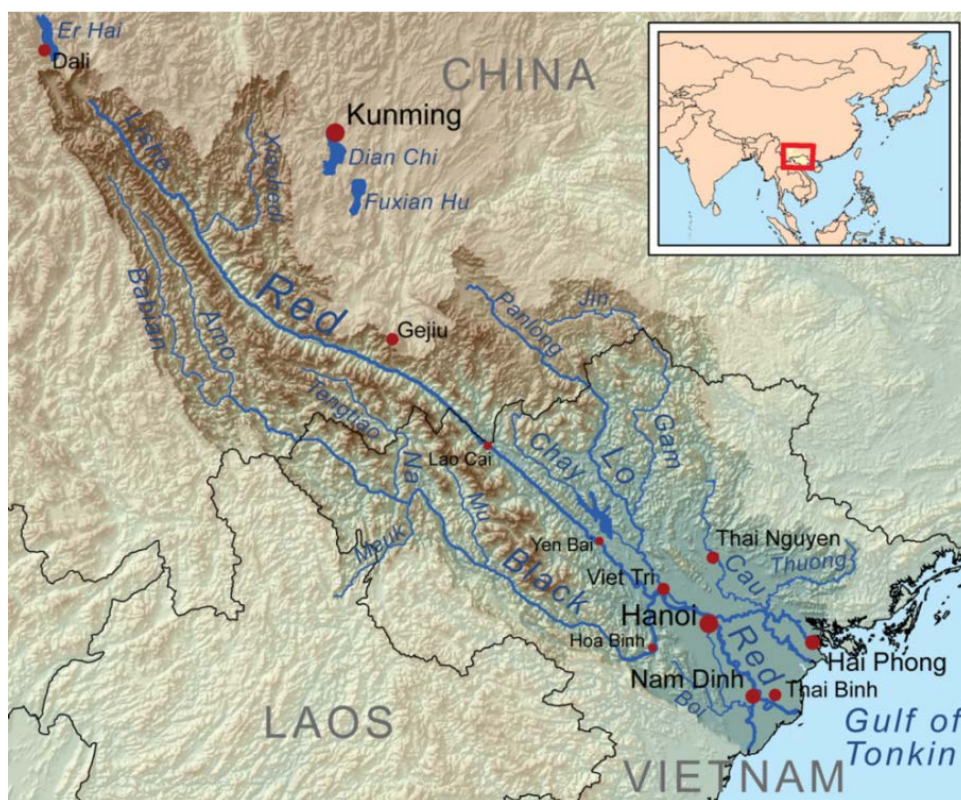


Рисунок 5 – Сдвиговая зона Красной реки – кайнозойский левосторонний сдвиг, связанный с коллизией Индии [75]

Главной структурой северного Вьетнама является Сдвиговая зона Красной реки – кайнозойский левосторонний сдвиг, связанный с коллизией Индии разделяющую северную часть СРВ на СЗ и СВ складчатые пояса.

Разлом Красной реки, назван в честь Красной реки, протекающей через долину, размытую по разлому или разлом Сонг Хонг [96] (вьетнамский: Đới Đứt Gãy Sông Hồng) является основным разломом в Юньнани, Китае и Вьетнаме, который обеспечивает движение континентального Китая (плиты Янцзы) на юг. Он сочетается с разломом Сагайн в Бирме, который обеспечивает движение Индийской плиты на север, а земля (Индокитай) между ними разломана и искривлена по часовой стрелке. Он стал причиной Тунхайского землетрясения 1970 года. Разлом Красной реки представлял собой зону левого сдвигового сдвига до миоценовых времен, когда он вновь активизировался как хрупкий правосторонний сдвиг.

В каждой складчатой системе выделяются структурно-фациальные зоны. Наиболее значимыми структурными элементами северо-восточной части Вьетнама являются структуры Шонг Хиен и Ло Гам (Рисунок 6). Эти структуры различны по вещественному составу слагающих их отложений, геодинамическим обстановкам формирования, истории развития и металлогении [96].

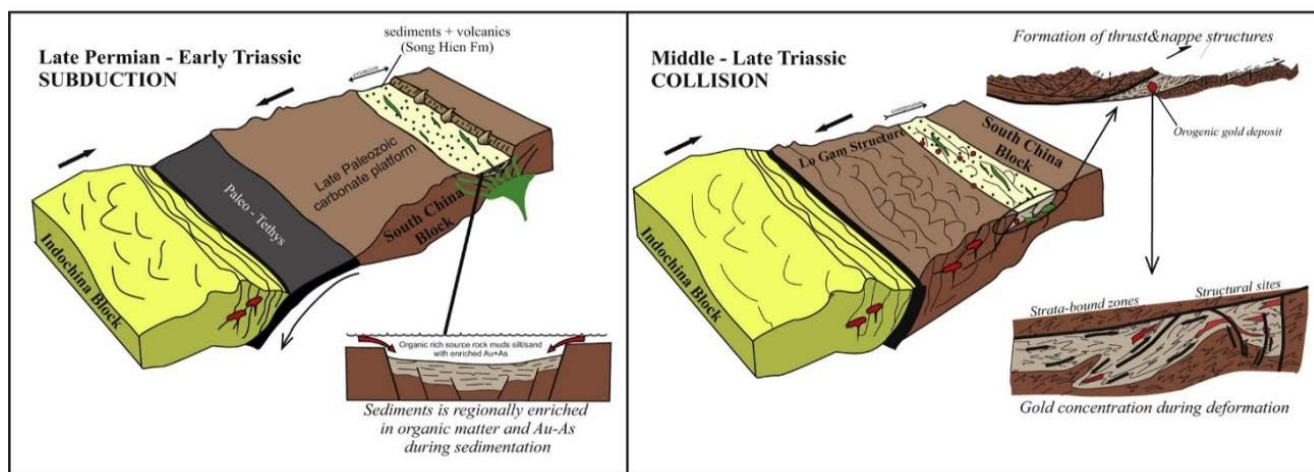


Рисунок 6 – Структуры Шонг Хиен и Ло Гам [96]

Рифтовый бассейн Шонг Хиен. По минеральному составу руд месторождения можно разделить на два типа:

- с преобладанием пирита и
- с преобладанием пирита-арсенопирита.

К первому типу относится Кхунг Хоанг, ко второму типу относятся месторождения Бо Ва и Тхам Риём. Однако изотопный состав пирита и арсенопирита месторождения Тхам Риём близок к таковому для руд месторождения Бо Ва. Величина изотопов серы осадочного пирита $\delta^{34}\text{S}$ колеблется:

- для пирита колеблется от -3,7‰ до -7,4‰,
- для арсенопирита от -3,2‰ до 7,4‰.

Изотопный состав пирита $\delta^{34}\text{S}$ в руде месторождения Кхунг Хоанг имеет гораздо более тяжелый изотопный состав от +18,9 до +20,2‰.

Наличие:

- узкого диапазона изменения изотопного состава серы пирита и арсенопирита,
- невидимого золота в виде включений,
- халькопирита, сфалерита и других включений в арсенопирите и пирите,
- крупные размеры зерен основных рудных минералов позволяют предположить, что коренные золоторудные руды месторождений Бо Ва и Тхам Риём подверглись метаморфическим преобразованиям [94] (Приложение 1, 2).

2.2 Геологическое строение континентального шельфа Вьетнама

Континентальный шельф Вьетнама включает несколько крупных бассейнов третичного периода, углеводородный потенциал которых подтвержден, это: бассейн Сонг Хонг, бассейн Фукхань, бассейн Кылуонг, бассейн Нам Кон Сон, бассейн Малай-Тхо Чу (Рисунок 7).

Характеристика нефтегазоносных бассейнов Вьетнама и их ранжирование по степени их техногенного воздействия на окружающую среду приведено в разделах 2.3 и 2.5 соответственно.

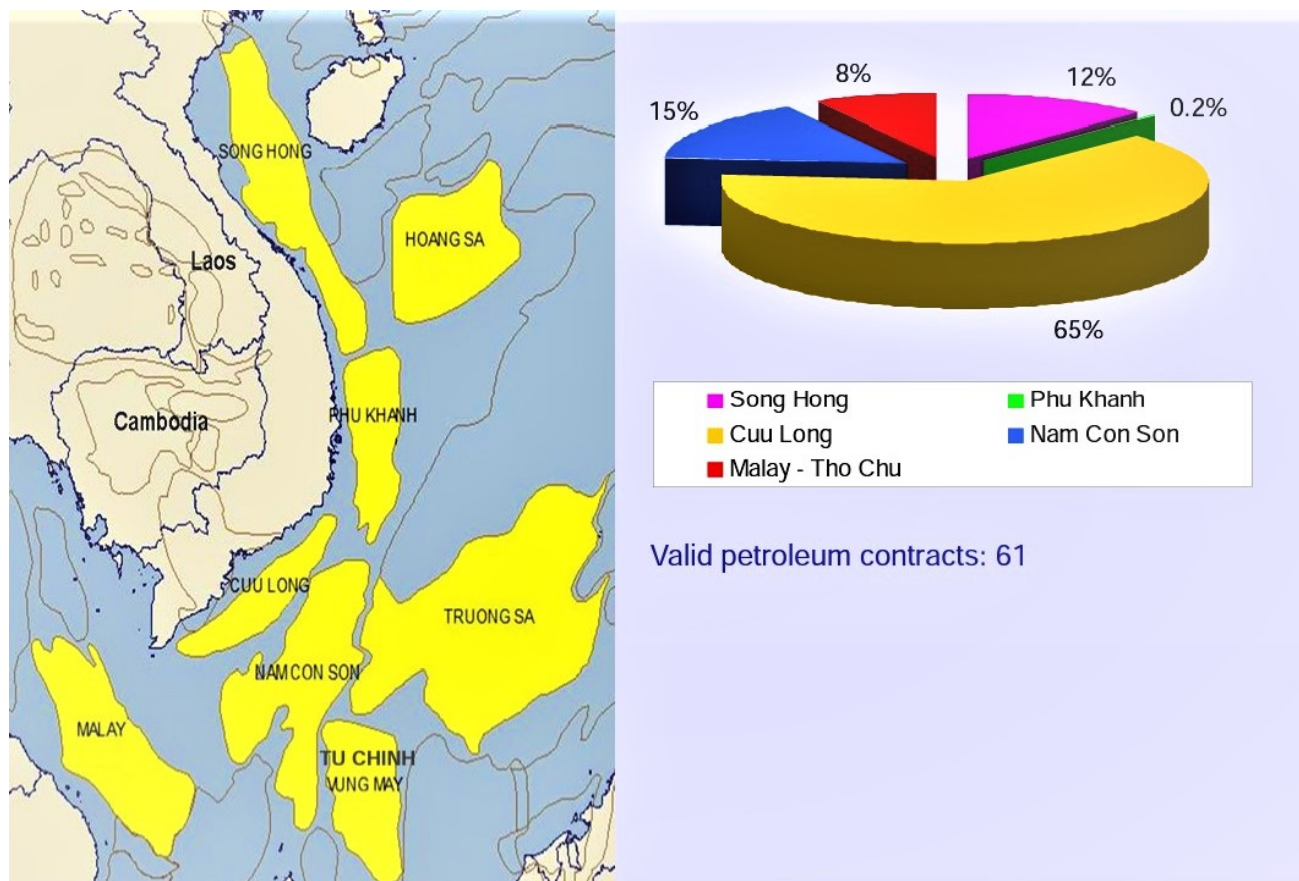


Рисунок 7 – Нефтегазоносные бассейны Вьетнама и текущая УВ-продуктивность НГБ (Чинь К. В. по данным литературных источников [82,93 и др.])

Континентальный шельф Вьетнама является важной частью системы кайнозойских осадочных бассейнов. Этот регион расположен в переходной зоне между континентальной корой Индокитайского кратона и субокеанической корой восточных глубоководных бассейнов. Бассейны на континентальном шельфе Вьетнама являются рифтовыми и имеют сложную историю развития, которую можно разделить на несколько ключевых этапов (Таблица 2).

Таблица 2 – История формирования бассейнов на континентальном шельфе Вьетнама (Чинь К. В по данным литературных источников [55, 58])

Период	Этап и его характеристика
Поздний мел-эоцен	Предрифтовое поднятие/ начальная фаза рифтогенеза: — столкновение Индийской плиты с Евразийской плитой, что вызвало сдвиговые движения и экструзию Индокитая на юго-восток
Поздний эоцен-олигоцен	Основная фаза рифтогенеза/ начальная фаза расширения дна океана: — мощное рифтогенезирующие событие, которое привело к формированию большинства структурных элементов бассейнов. — деформация в основном экстенсionalной и транстенсionalной.
Ранний-средний миоцен	Региональное опускание/возобновление рифтогенеза: — многие бассейны перешли от рифтового режима к высокоскоростному опусканию, контролируемому термическими факторами. Конец этого периода характеризовался значительными тектоническими событиями, включая межбассейновую инверсию.
Поздний миоцен	Частичная инверсия/региональное опускание): — сжатие – доминирующий процесс и это совместно с системой правых сдвигов к востоку от побережья Вьетнама способствовало современному поднятию бассейна и частичной инверсии в большинстве бассейнов.
Плиоцен-Плейстоцен	Региональное опускание/возобновление рифтогенеза: — тектоническая активность проявилась разнообразно в разных бассейнах, включая малоамплитудные и среднеамплитудные дифференциальные поднятия. Также была фаза активизации рифтогенеза, связанная с расширением глубоководных бассейнов.

2.3 Нефтегазоносные бассейны Вьетнама и их краткая характеристика

Основные закономерности осадконакопления по окраине Индокитая определялись скоростью опускания и строением фундамента, расположением крупных речных систем Юго-Восточной Азии, эвстатическими изменениями уровня моря и палеоклиматическим фактором.

Бассейны характеризуются высокими скоростями седиментации, резкими фаціальными изменениями, резким утолщением осадочных толщ на коротких дистанциях, многочисленными несогласиями и рассеянной вулканической/экструзивной деятельностью (Таблица 3).

В бассейне идентифицированы две потенциальные нефтематеринские породы:

- олигоценные озерные нефтеносные сланцы;
- олиго-миоценовые дельтовые/паралические газонаосные угли/ углистые сланцы.

Результаты моделирования показывают, что большая часть бассейна является газонаосной (кероген типа III/II). Палеогеновые отложения являются зрелыми для нефти лишь в северо-западной части и на части полуграбенной площади западной окраины бассейна.

Таблица 3 – История осадконакопления в бассейнах Вьетнама (Чинь К.В. по данным литературных источников [96])

Период	Характеристика осадконакопления
Палеоцен-эоцен	мощное осажжение отложений в различных средах, включая речные, озерные, береговые равнины и дельты.
Олигоцен	Активно развивались не морские и переходные среды, такие как дельтовые равнины, прибрежные равнины, озерные и устьевые среды. Эти области обладали значительным потенциалом как источники накопления углеводородов в бассейнах Индокитайского региона.
Ранний-средний миоцен	Седиментация происходила параллельно с подъемом уровня моря. Развившиеся рифты привели к быстрому увеличению скорости опускания во всех бассейнах, что спровоцировало регрессию и изменения в системах дельт и прибрежных равнин.
Поздний миоцен	Морская трансгрессия продолжалась, но более медленно. В большинстве южных бассейнов начали формироваться карбонатные платформы вблизи шельфовой кромки.
Плиоцен-плейстоцен	Увеличился приток наносов, что связано с высокими темпами опускания, почти во всех бассейнах. Также произошло быстрое продвижение шельфовой кромки в восточном направлении в котловинах.

Обобщенная информация по нефтегазоносным бассейнам представлена в Приложении 5.

Добываемая нефть с месторождений континентального шельфа Вьетнама[6]:

- легкая, с плотностью в пределах 38,0–40,2 по шкале API,
- низкосернистая (содержание серы от 0,03 % до 0,09 %)
- количество твердых парафинов небольшое (15 % – 28 %)

2.3.1 Бассейн Сонг Хонг

История геологического развития

Бассейн Сонг Хонг на континентальном шельфе Вьетнама, являющийся крупнейшим осадочным бассейном в этом регионе, имеет разнообразную геологическую историю и охватывает период от эоцена до наших дней.

Толщина его отложений может достигать 15 000 метров, и процесс его формирования прошел несколько этапов, начиная с олигоцена и до плиоцена. Этот бассейн стал формироваться в результате столкновения Индийского субконтинента с Азией в позднем эоцене (Рисунок 8).

Важными характеристиками этого бассейна были левый боковой сдвиг и растяжение вдоль зоны разлома Сонг Хун, которая сформировала восточную и западную границы его главного депоцентра. Эти процессы контролировали форму бассейна. В период эоцен-олигоцен

произошла значительная фаза рифтогенеза, и основная седиментация происходила в речно-озерной среде, отражая ограниченный характер бассейна и быстрое накопление осадков.

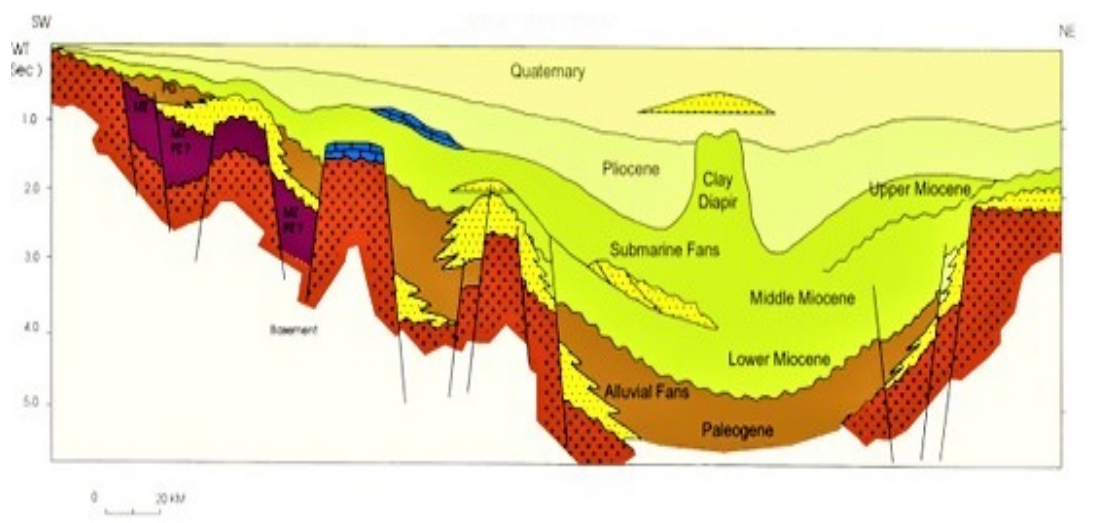


Рисунок 8 – Схематический разрез бассейна Сонг Хонг [96]

В раннем и среднем миоцене наблюдалось спокойное морское осаждение, а развитие карбонатных отложений вдоль шельфа продолжалось, периодически отступая во времена среднемиоценовых трансгрессий уровня моря. С позднего миоцена до плиоцена и плейстоцена характерной особенностью было обильное обломочное осаждение, вызванное термическим сжатием и опусканием.

Нефтегазоносность

В бассейне идентифицированы две потенциальные нефтематеринские породы: олигоценые озерные нефтеносные сланцы и олиго-миоценовые дельтовые/паралические газоносные угли/углистые сланцы. Результаты моделирования показывают, что большая часть бассейна является газоносной (кероген типа III/II). Палеогеновые отложения являются зрелыми для нефти лишь в северо-западной части и на части полуграбенной площади западной окраины бассейна.

Резервуары в бассейне состоят преимущественно из миоценовых/олигоценых обломочных отложений, связанных с рифтингом и последующим тепловым сжатием и прогибом. Карбонаты, включая карбонатные постройки и рифы, можно обнаружить в центральных частях или на окраинах бассейна, где произошло поднятие, вызванное литрическими разломами. Разрушенный фундамент также может быть объектом разведки.

Основными типами ловушек в бассейне Сонг Хун являются перекатные складки, наклонные блоки разломов, поднятия фундамента и карбонатные постройки.

Доминирующей покрывкой в бассейне Сонг Хун является третичная покрывка, и, хотя во всем бассейне очень мало сланцев, поддающихся региональной корреляции, местные сланцы,

образующие внутриформационные покрышки, многочисленны и кажутся очень компетентными.

По текущим оценкам, в бассейне Сонг Хонг содержится 15 % общих углеводородных ресурсов Вьетнама.

Основные характеристики бассейна Сонг Хун включают:

- Дотретичный трещиноватый гранит покрывает высокие блоки подвала;
- Структура песчаников олигоцена/миоцена, связанная с наклонными блоками разломов, блоками фундамента или инверсией;
- Стратиграфические комплексы песчаников олигоцена/миоцена (особенно турбидиты);
- Карбонатные рифовые платформы среднего миоцена.

Месторождения и запасы

В бассейне Сонг Хун действуют 4 нефтяных месторождения и имеется одно небольшое газоконденсатное добывающее месторождение.

Поисково-разведочные работы в бассейне Сонг Хонг ведутся относительно недавно. В середине 2019 года, в результате бурения разведочной скважины на блоке 114 на шельфе Вьетнама консорциумом компаний «Eni Vietnam» и «Essar Exploration & Production Limited» открыто газоконденсатное месторождение – **Кен Бау (Ken Bau)** [96].

Таблица 4 – Добыча и запасы – месторождение Кен Бау (за 2020 г.) [93]

Категория	Описание топлива	Количество	Единицы
резервы	конденсат	450	млн. баррелей
резервы	газ	226 533	млн. м ³

Этот регион также является **месторождением газа**. В южном районе был обнаружен ряд значительных открытий природного газа, но, к сожалению, загрязненного высоким содержанием CO₂. Разведочная скважина Ken Bau 1X бурилась в шельфовой зоне, при глубине моря в 95 м до глубины 3,606 км. К сожалению, скважина оказалась аварийной и была законсервирована без должного опробования. С 2020 года работы возобновлены. В 2021 году открытие подтвердилось.

Следующая скважина была пробурена в 2 км от открытой скважины Ken Bau-1X на глубине 95 м и достигла глубины 3658 м в июле 2020 года.

Запасы газа на глубине более 110 м были зарегистрированы в нескольких интервалах миоценовых песчаников. Компания Eni провела «мини-ТЛЧ», а также обычные каротажные исследования и отбор проб флюидов. Результаты этих исследований предполагают, что первоначальные геологические объемы составляют от 226 млрд м³ газа.

2.3.2 Бассейн Фукхань

История геологического развития

Глубоководный бассейн Фукхань представляет собой уникальное геологическое образование, характеризующееся присутствием рифтовых структур, связанных с трансензионной системой. Эта система развилась вдоль зоны мегасдвига, разделяющей относительно жесткий континентальный блок и более подвижную спрединговую зону Восточного моря.

Формирование бассейна произошло во времена олигоцена до раннего миоцена во время ключевой фазы рифтогенеза. Главными проявлениями деформации в этот период были экстенсия (растяжение) и трансенсия (параллельное сдвигание). Среднемиоценовое время характеризовалось региональным опусканием с наклоном к востоку, охватившим всю территорию бассейна. Важно отметить, что скорость этого опускания оставалась средней [98].

В этот же период произошли два значительных транспрессионных тектонических события, которые привели к образованию крупных цветочных структур в отложениях и частичной инверсии блоков фундамента.

С последнего миоцена и в течение четвертичного периода, тектоническая активность в бассейне перешла в фазу рифтинга с высокой скоростью опускания. Этот период углубления бассейна сопровождался небольшими проявлениями подводной эрозии и отсутствием седиментации в шельфовых районах. Завершающим этапом стала окончательная поддержка бассейна, обусловленная наследственными разломами на его окраинах и небольшим поднятием западной части внутреннего шельфа, что придало бассейну современные морфологические черты и структуры (Рисунок 9).

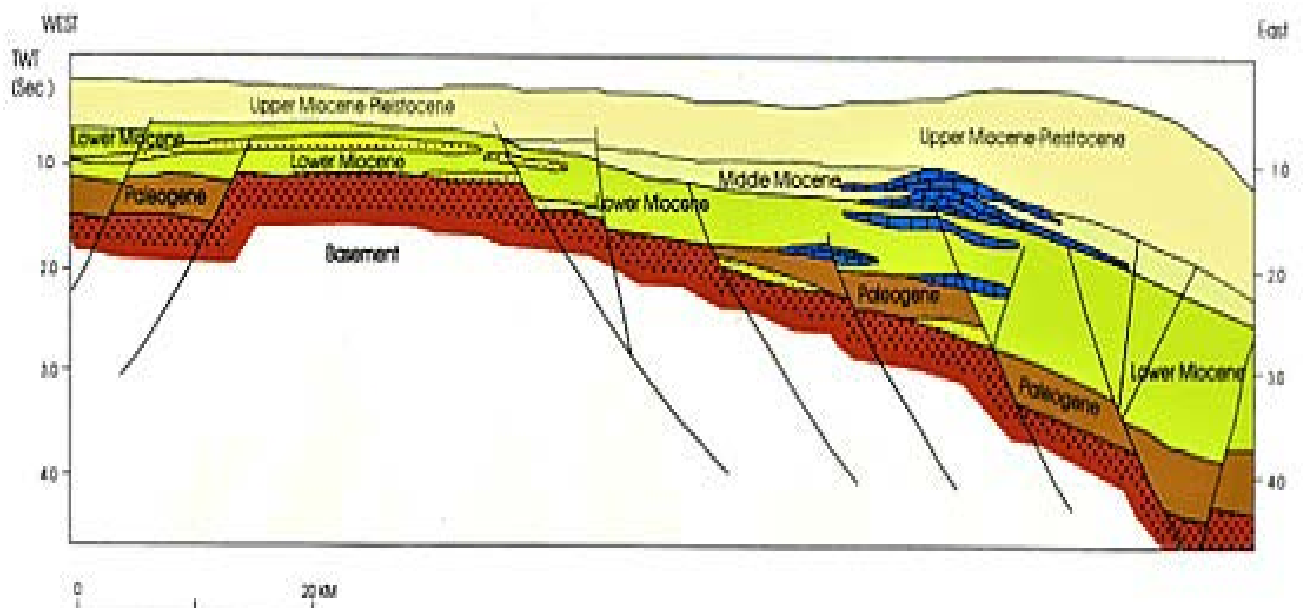


Рисунок 9 – Схематический разрез бассейна Фукхань [96]

Нефтегазоносность

Поскольку на этом участке не пробурены разведочные скважины, оценка углеводородных систем, а также характеристик нефтематеринских пород, коллекторов и покрышек бассейна проведена на основе аналогов из соседних бассейнов: Сонг Хонг, Кыу Лонг и Нам Кон Шон.

Считается, что основной нефтематеринской породой являются олигоценые и, возможно, нижнемиоценовые и эоценовые сланцы, богатые органическими веществами. Существует несколько типов резервуаров, включая:

- олигоценые/миоценовые дельтовые и мелководные морские песчаники;
- палеогеновые/миоценовые карбонатные платформы и рифы,
- возможно, трещиноватый гранит.

Основные типы ловушек связаны с блоками разломов, связанными с транстенсионными и транспрессионными движениями; но карбонаты в пласте и фундаменте являются перспективными объектами разведки.

Потенциальными покрышками являются олигоценые и миоценовые аргиллиты и аргиллиты с прослоями алевролитов.

По прогнозам, бассейн Фукхань будет содержать 10 % общих углеводородных ресурсов Вьетнама.

Основные характеристики бассейна Фукхань включают:

- Структуры блоков разломов: мелководные морские песчаники олигоцена/миоцена;
- Миоценовые/палеогеновые карбонатные рифы/постройки;
- стратиграфические толщи миоцена, связанные с выклиниванием, подводным конусом, турбидитами;
- блоки фундамента дотретичного периода из трещиноватого/выветрившегося гранита.

Бассейн, безусловно имеет высокие перспективы на открытие нефтегазовых месторождений.

С 2022 года на площади бассейна реализуется современная система проведения геологоразведочных работ, основанных на полученных 2D и 3D сейсмических, гравитационных и магнитных данных (Рисунок 10, Рисунок 11).

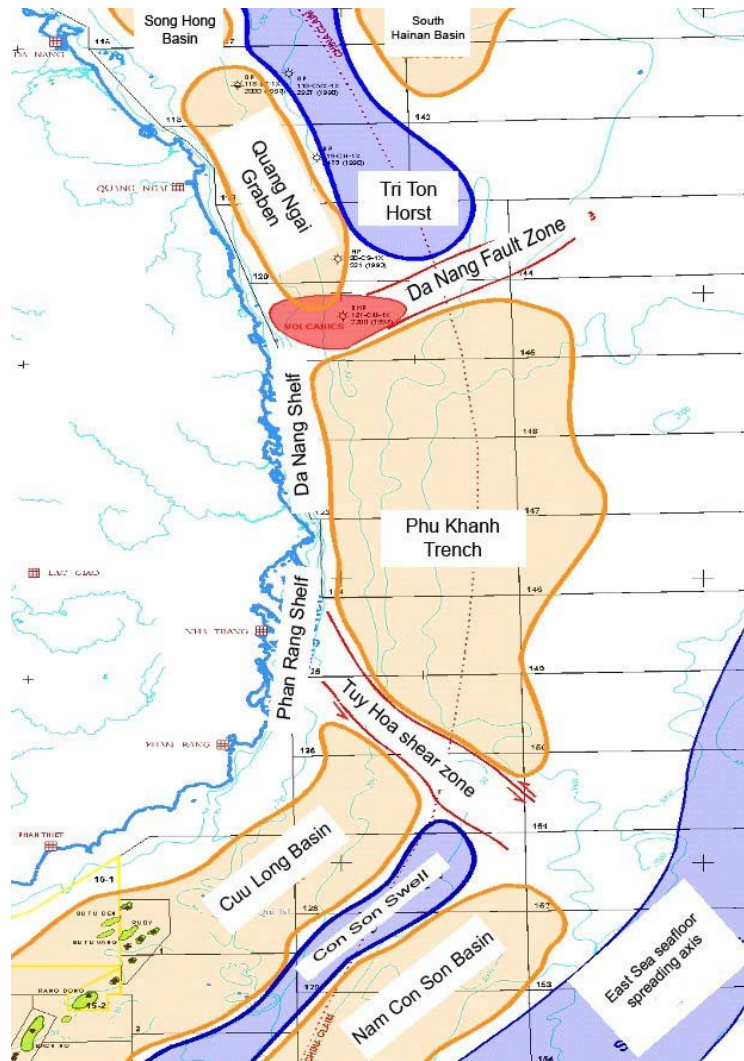


Рисунок 10 – Бассейн Фукхань и структурные подразделения прилегающих регионов [63]

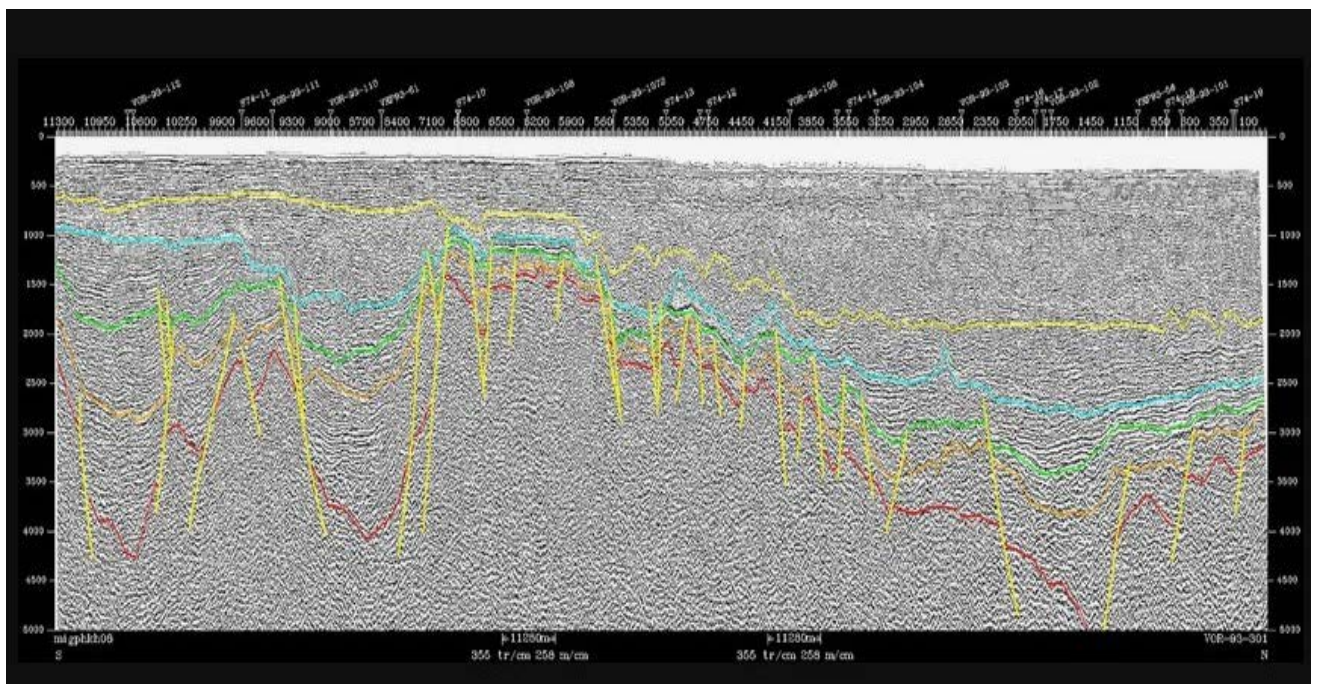


Рисунок 11 – Сейсмический профиль по линии VOR-301, расположенный по долготе в бассейне Фукханя от 11-й до 14-й параллели[68]

2.3.3 Бассейн Кыулонг

История геологического развития

Бассейн Кыу Лонг, бассейн растяжения, простирающийся с северо-востока на юго-запад, сформировался в пределах кратона Сундаланд в позднем эоцене.

На первом этапе расширения были созданы узкие грабены. В раннем олигоцене более широкое деформирование вниз привело к образованию неглубокого прогиба бассейна. В позднем олигоцене осевая зона бассейна вновь быстро погружалась. Региональное несогласие в конце олигоцена ознаменовало период подъёма.

На самой ранней фазе рифтогенеза (палеоцен или эоцен) узкие грабены быстро погружались и заполнялись большой мощностью не морских обломочных пород. В олигоцене бассейн сильно погружался, и отлагались речные озерные образования, содержащие в нижней части крупнообломочные породы и переходящие вверх в пески, алевриты и аргиллиты.

В среднем миоцене широкомасштабное морское вторжение затопило бассейн Кыулонг, отложив аргиллиты Роталиа, толстую толщу сланцев, которые действуют как региональная покрывка. Эта формация включает в себя прогрессивные дельта-последовательности, от преддельты до дельта-равнины. Верхнемиоценовые и вышележащие плиоцен-четвертичные отложения отложились в ходе трансгрессивно-регрессивных циклов современной дельты Кыулонга. Судя по всему, они контролируются изменениями эвстатического уровня моря (Рисунок 12).

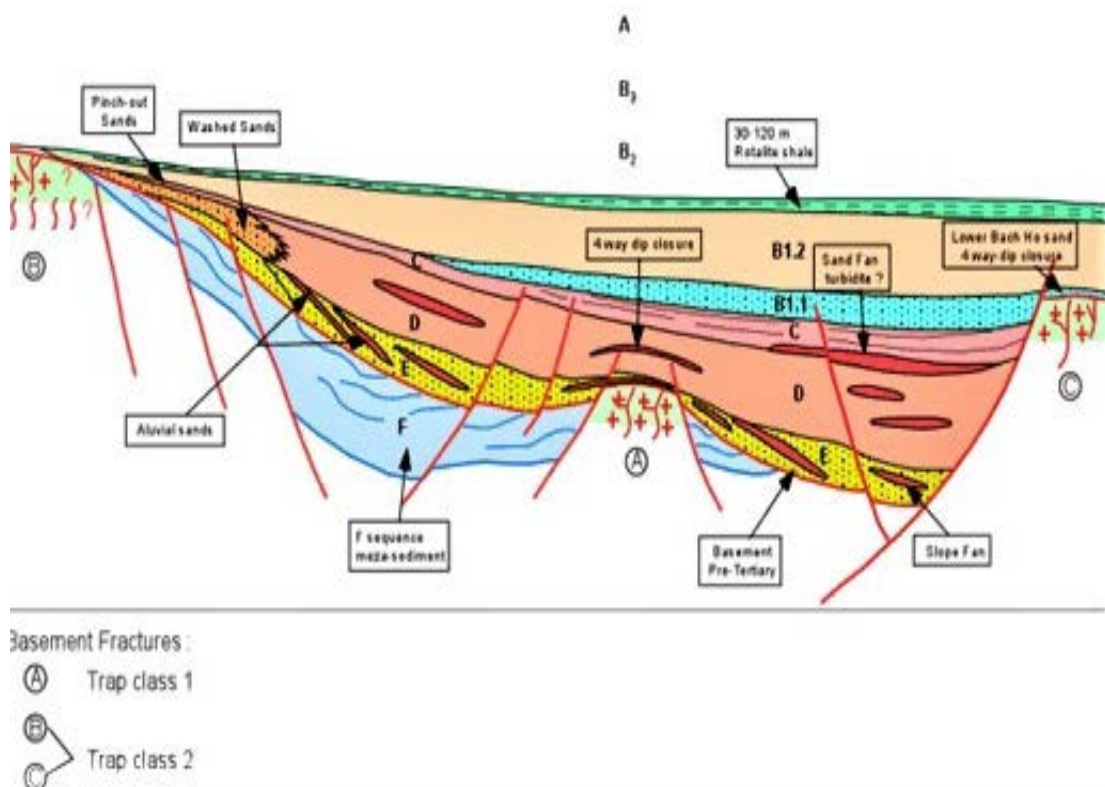


Рисунок 12 – Схематический разрез бассейна Кыулонг [72]

Нефтегазоносность

Обычными нефтематеринскими породами в бассейне Кыулонг являются олигоценовые озерные аргиллиты с высоким содержанием $C_{орг}$. Кероген в основном относится к типу I/II (нефтеносный).

Наиболее важными породами-коллекторами в бассейне Кыулонг являются выветрелый и трещиноватый гранитный и гранодиоритовый фундамент мощностью более 1000 м. Трещины в фундаменте развиты в различные по вертикали зоны пористостью 1-5 %. Дебит нефти превышает 1300 т нефти в сутки. Остальными доказанными коллекторами являются песчаники олигоцена и миоцена [72].

Олигоценовые и миоценовые сланцы Роталиа обеспечивают как вертикальные, так и латеральные покрывки. Местные покрывки представлены нижнеолигоценовыми озерными глинами и нижнемиоценовыми аргиллитами. Встречаются следующие типы ловушек: поднятия фундамента, перекатные складки, наклонные блоки разломов, драповые антиклинали и стратиграфические выклинивания.

По оценкам, бассейн Кыулонг содержит 20 % общих углеводородных ресурсов Вьетнама.

Основные характеристики бассейна Кыулонг включают:

- дотретичный гранитно-трещиноватый фундамент на горстовых или наклонных блоках разломов,
- обломочные породы олигоцена и нижнего миоцена, связанные со структурами четырехстороннего падения, драпируются над блоками разломов фундамента, местами путем инверсии.

Бассейн Кыулонг является основным источником добычи нефти во Вьетнаме. В настоящее время нефть добывается на четырех месторождениях со средней добычей 45 000 тонн/сутки, 90 % из которых приходится на трещиноватый фундамент. С недавним открытием значительного нефтяного месторождения ожидается увеличение добычи на 10 000-16 000 тонн /сутки к 2024 году. Кроме того, в настоящее время бассейн поставляет весь попутный газ с добычей $\approx 4,6$ млн m^3 в сутки по первой трубопроводной системе. Успешность разведочных скважин в бассейне превышает 50 % [72].

Кыулонг – рифтовый бассейн третичного периода на южном шельфе Вьетнама, его площадь около 25 000 km^2 (250 x 100 км), образовался в ходе рифтогенеза в раннем олигоцене. Инверсия от позднего олигоцена до раннего миоцена усилила трещиноватость гранитного фундамента сформировав превосходный резервуар из широкой сети раскрытых трещин в породах гранитного фундамента.

Основные месторождения: Ронг (VSP), Ранг Донг (JVPC), Руби (Petronas), Су Ту Ден (CLJOC).

Усредненные извлекаемые запасы от 100 до 400 млн баррелей для каждого месторождения и нефтяной гигант Бах Хо (Белый Тигр, извлекаемые запасы 1,0-1,4 млн баррелей) – получают нефть из трещиноватого гранитного фундамента. То есть трещиноватый гранитный фундамент является основным продуктивным горизонтом бассейна Кыулунг. Однако, нефтегазоносность выявлена и в олигоцен-миоценовых обломочных и вулканогенных отложениях (Рисунок 13, Рисунок 14) [103, 105].

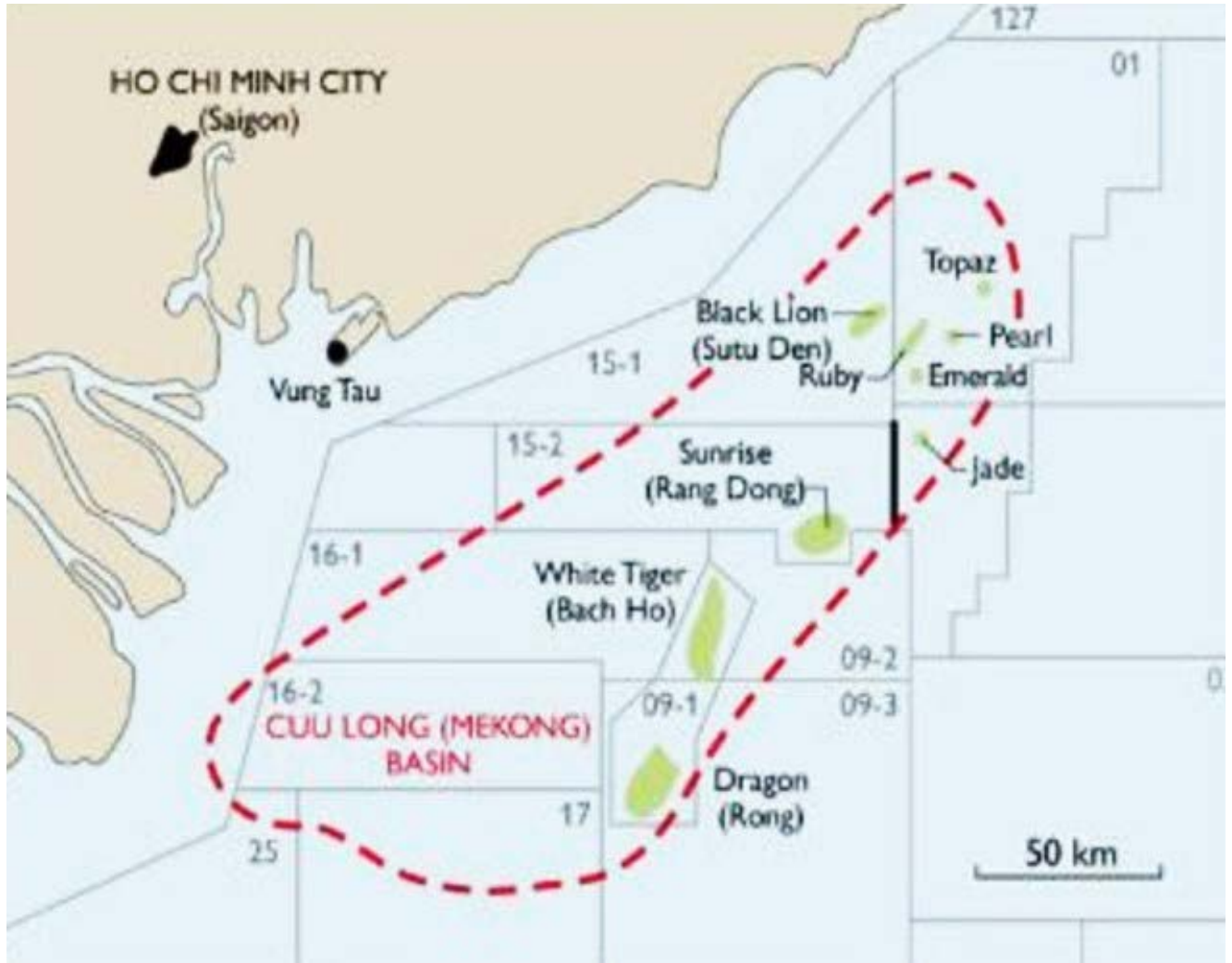


Рисунок 13 – Карта расположения месторождений бассейн Кыулунг[104]

Основными добывающими месторождениями УВ в бассейне Кыулунг, являются, как мы уже писали, являются: Дракон (Ронг), Черный Лев (Суту-Ден), Санрайз (Ранг Донг) и Белый Тигр (Бах Хо).

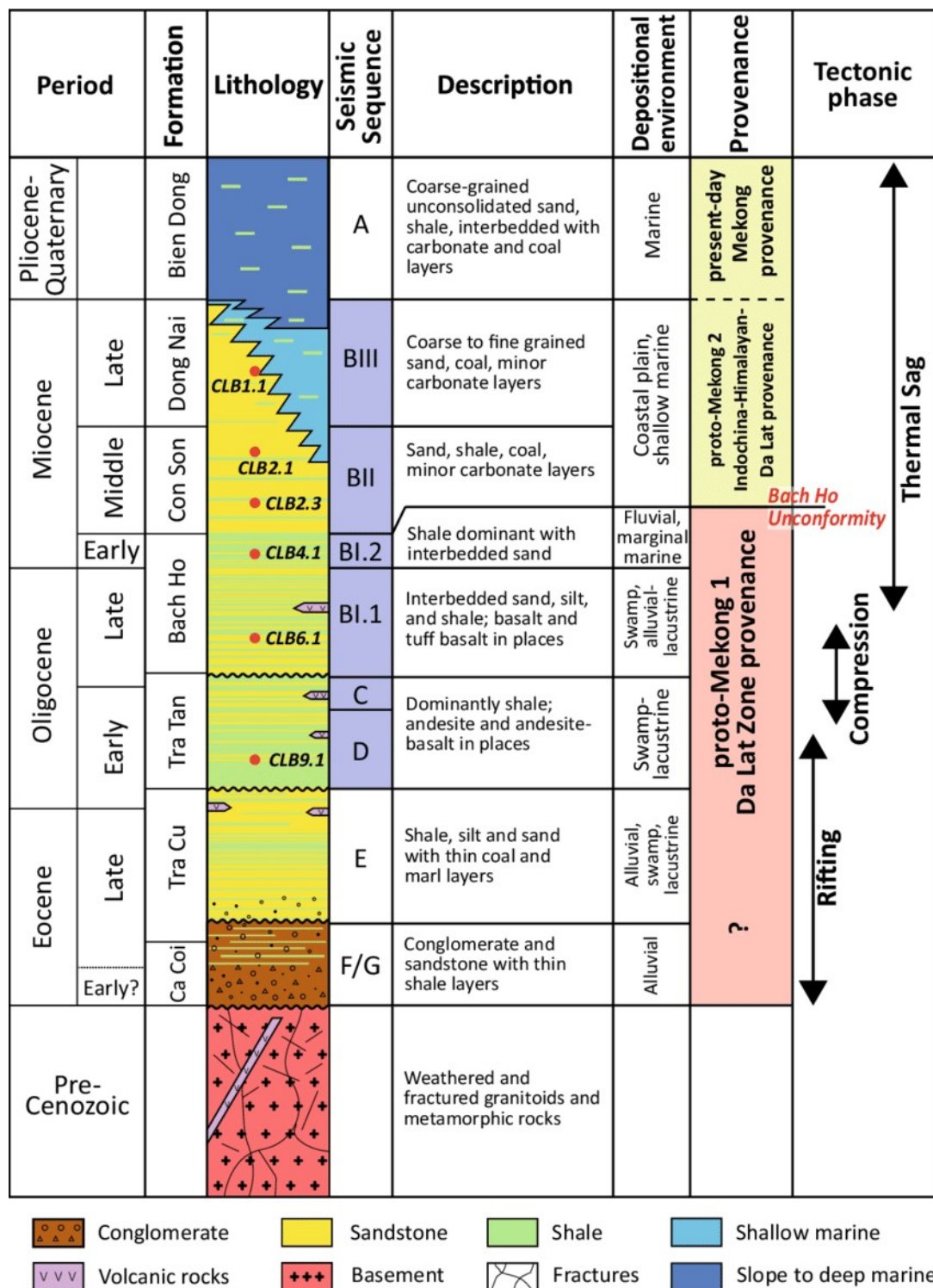


Рисунок 14 – Стратиграфия бассейна Кыулонг с обстановкой осадконакопления, тектоническими фазами и признаками происхождения [106]

Именно по этим месторождениям, в открытых источниках, имеется информация о геохимическом составе, на основании девяти проба нефти.

Нефти являются высокопарафинистыми с бимодальным распределением нормальных алканов и демонстрируют умеренное соотношение пристана к фитану и заметное гиперболическое снижение содержания с увеличением числа атомов углерода гомологов гопана от C₃₀ до C₃₅.

Нефти образовались из нефтематеринских пород раннего и среднего периода зрелости, предположительно олигоценых озерных сланцев, которые присутствуют в син-рифтовой последовательности. Однако нефти отдельных месторождений можно отличить по сочетанию биологических маркерных параметров, таких как олеанановый индекс, гаммацерановый индекс, относительное содержание трициклических терпанов, доли диастеранов и 28-норспергулана, дополненных другими параметрами. Нефти бассейна Кыулунг в целом схожи с нефтью В-10 из бассейна Сонг Хонг у северного Вьетнама, но заметно отличаются от нефти, известной в результате просачивания из Дам Тхи Най на побережье центрального Вьетнама [107].

2.3.4 Бассейн Нам Кон Сон

Бассейн Нам Кон Сон занимает территорию около 150 000 км² на юго-восточном континентальном шельфе Вьетнама. На северо-западе он ограничен поднятием Кон Сон, на западе и юго-западе Хорат-Натунским валом, на востоке НГБ Чинь Вунг Май и рекой Фу Кхань (Рисунок 15).

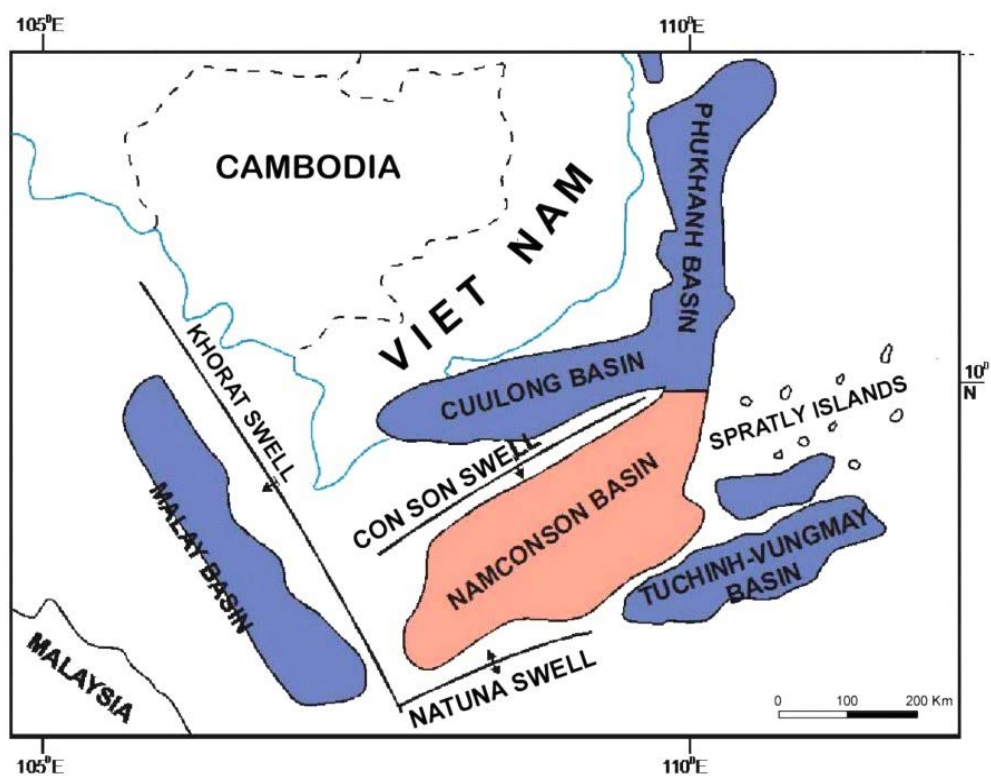


Рисунок 15 – Карта расположения бассейна Нам Кон Сон на шельфе Вьетнама

История геологического развития

Разработка бассейна Нам Кон Сон, который находится на стыке двух важных тектонических систем, связанных с экструдией Индокитая и спредингом дна Восточного моря, началась в периоде палеогена. В ходе эоцена-олигоцена произошло активное расширение, связанное с ранним формированием Восточного моря. Это привело к развитию полуграбенных,

которые тянулись с севера на юго-запад, и отложения, заполняющие эти полуграбены, имели континентальный характер.

Постепенно, с течением времени, началось термическое опускание, и отдельные дискретные полуграбены были заполнены осадками. Источник отложений стал более региональным, что привело к формированию разнообразных отложений от крупных речных в районе запада до крупных речных отложений с запада на восток. В ходе этого процесса последовательности прогиба стали меняться, становясь более не морскими вверх по седиментам и более морскими с запада на восток. Это связано с общей трансгрессией и отступлением дельт в течение раннего миоцена (Рисунок 16).

К концу раннего миоцена расширение с северо-запада на юго-восток, связанное с изменением направления распространения Восточного моря, привело к усилению топографического рельефа в центре бассейна и структурно-контролируемой фациальной структуре, в которой карбонатные системы были ограничены участками платформ или предгорий, а на большей глубине шельфовая и склоновая фации отлагались в пределах грабена. В позднем миоцене бассейн снова подвергся тектонической реструктуризации в результате легкой инверсии, за которой последовало термическое опускание, что привело к образованию крупных карбонатных рифовых построек и заполнению песчаных турбидитов дна бассейна. Процесс был прерван в раннем плиоцене из-за крупной трансгрессии.

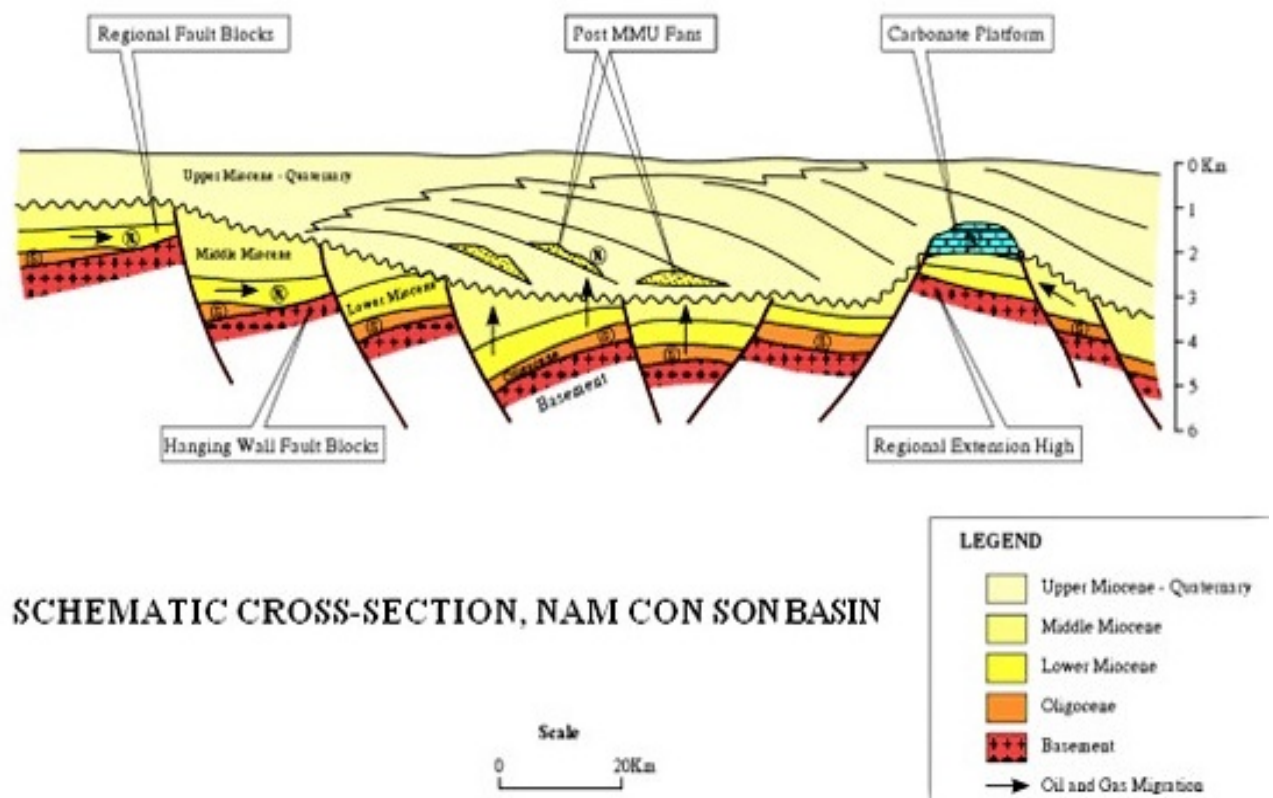


Рисунок 16 – Схематический разрез бассейна Нам Кон Сон [71]

Нефтегазоносность

Паралические аргиллиты нижнего миоцена верхнего пострифта считаются основными нефтематеринскими породами. Важное значение имеют также угли верхнего олигоцена (кероген типа II и II, газоносные) и олигоценовые синрифтовые озерные нефтеносные сланцы.

В бассейне Нам Кон Сон выявлены три основных типа резервуаров:

- докайнозойский выветренный трещиноватый фундамент,
- олигоценовые и миоценовые обломочные породы, происхождение которых варьируется от континентальных дельт до глубоководных морских турбидитов,
- высококачественные миоценовые карбонаты.

В Нам Кон Соне выявлено множество типов ловушек, основными из которых являются перекатные складки, наклонные блоки разломов растяжения, поднятия фундамента и карбонатные постройки. Развитые по всему бассейну аргиллиты верхнего миоцена-плиоцена считаются региональной покрывкой. Олигоценовые, миоценовые прослои аргиллитов являются местными покрывками.

По оценкам, в бассейне Нам Кон Сон содержится 20 % общих углеводородных ресурсов Вьетнама.

Основные характеристики бассейна Нам Кон Сон включают:

- Дотретичный трещиноватый гранит на высотах фундамента
- Олигоценовые обломки на структурах четырехстороннего падения, драпированные по разломам фундамента.
- Миоценовые обломочные породы на блоках переворачивающихся разломов, четырехстороннем падении или антиклинали.
- Верхнемиоценовые песчаники, связанные с турбидитами.
- Карбонатные платформы верхнего миоцена

В настоящее время в бассейне Нам Кон Сон активно ведутся добычные операции по восьми контрактам. Несмотря на то, что на месторождении Дай Хунг добывается нефть, основной потенциал бассейна связан с природным газом, и доказанные запасы этого газа оцениваются примерно в $2.83 \cdot 10^8 \text{ м}^3$.

Дополнительные месторождения газа на блоках 04-3 и 12 находятся в стадии оценки. Важным шагом в развитии газовой промышленности Южного Вьетнама стало введение в эксплуатацию трубопроводной системы Намконшон мощностью 6-7 млрд.м³ в год [87].

Стратиграфическая схема бассейна Нам Кон Сон (Рисунок 17).

PERIOD	EPOCH	SUB-EPOCH	FORMATION	LITHOLOGY	THICKNESS	LITHOLOGICAL DESCRIPTION	TECTONIC
QUA.	PLEI.-HO.						
NEOGENE	PLIOCENE	UPPER	BIEN DONG		500-1500	Interbedded sand, silt and mud Rich in organic matter and macrofossils	Thermal subsidence
		LOWER					
	MIOCENE	UPPER	NAM CON SON		200-6000	Sandstones interbedded with shale, marl and carbonates	Post-rift
		MIDDLE	THONG-MANG CAU		300-1500	Carbonates interbedded with thin layers of sand, shale and marl	
		LOWER	DUA		100-1000	Interbedded sand, silt and shale Occasional coal	
PALEOGENE	OLIGOCENE		CAU		100-1000	Sandstones interbedded with shale, silt and thin coal layers	Syn-rift
PRE-TERTIARY	BASEMENT					Fractured and weathered igneous rocks Metamorphic rocks	Pre-rift

Рисунок 17 – Стратиграфическая схема бассейна Нам Кон Сон (с изменениями по данным Giau & Tin, 2005). Толщина в метрах.

Тектоническая историю бассейна Нам Кон Сон разделена на три этапа:

- предрифтовый этап (палеоцен-эоцен);
- синрифтовый этап (олигоцен);
- пострифтовый этап (Ранний миоцен-четвертичный период) (Giau & Tin, 2005).

Выделено шесть основных формаций (Giau & Tin, 1990; Tin & Ty, 1995; Thanh & Khuc, 2006).

I. Предтретичный фундамент неоднороден, сложен трещиноватыми, выветрелыми магматическими (кварцевый диорит, гранодиорит) и метаморфическими породами;

II. Кау-свиту (олигоцен) можно разделить на три основные части. Нижняя часть включает свет. песчаник серый, буровато-серый или красновато-коричневый, мелко- и крупнозернистый, прослоенный несколькими слоями из илистой глины. Средняя часть характеризуется преобладанием мелкозернистых отложений, в том числе мощные пласты

пепельно-серой, темно-серой или черно-серой глины, с прослоями светлых и темно-серых алевролитов и песчаник от мелкого до грубого. Верхняя часть состоит вкраплений пепельно-серого и светло-серого, от мелкого до среднезернистого песчаника.

III. Свита Дуа (нижний миоцен) несогласно залегает на свите Кау. Состоит в основном от светло-серого до зеленовато-серого песчаника и алевролитов, карбонат-содержащих аргиллитов, углистых сланцев и тонких прослоев угля. Местами встречаются прослои известняков.

IV. Свита Тонг-Манг Кау (средний миоцен) представлена преимущественно обломками с прослоями биогенных карбонатов. Нижняя часть формации сложена кварцем. Песчаники и известняковые песчаники, переслаивающиеся с глинами и алевролитами. Верхняя часть включает в себя три значительных карбонатных интервала. Эти карбонаты от светло-серого до беловато-серого, местами красноватого цвета, переслоены рыхлыми алевролитами и мелкозернистыми песчаниками.

V. Свита Нам Кон Шон (верхний миоцен) несогласно накладывается на Thong-Mang Cau Fm. Нижняя часть характеризуются обломочными породами, в том числе кремнеобломочными глинами, известковистыми глинами и серыми песчаниками. Верхняя часть в основном состоит из беловато-серых карбонатов и кварцевых песчаников.

VI. Формация Бьен Донг (плиоцен-четвертичный период) широко распространена в бассейне и имеет большую мощность, особенно в восточной части бассейна. Формирование преимущественно мелкозернистая обломочная порода, которую можно разделить на две части: нижняя часть имеет плиоценовый возраст [108].

Первые месторождения УВ были открыты в бассейне в 1970-х и 1980-х годах. Ловушки сложены обломочными породами различного состава. НГБ Нам Кон Сон имеет сложную тектоническую обстановку, что существенно затрудняет поисковые и проектные работы.

Бассейны Нам Кон Сон и Малай-Тхо Чу – основы добычи газа для Вьетнама. Так газовые месторождения бассейна и попутный нефтяной газ нефтяного месторождения Боч Хо источник энергетического сырья электростанции Фу Мо, генерирующей более 40 % электроэнергии Вьетнама.

Мок Тинь и Хай Тхач – газовое и газоконденсатное месторождения, расположенные в бассейне Нам Кон Сон на шельфе южного Вьетнама.

Мок Тинь находится на блоке 05.3, газоконденсатное месторождение Хай Тхач – на блоках 05.2 и 05.3, в 340 км к юго-востоку от Вунгтау.

Месторождения разрабатывает компания Bien Dong Petroleum Operating Company (BDPOC), которой принадлежит 51 % доли в разработке. Остальные 49 % акций проекта принадлежат «Газпрому».

Совокупные запасы оцениваются в 55,6 млрд кубометров газа и 25,1 млн тонн газового конденсата.

Лан До — морское газовое месторождение на блоке 06.1 бассейна Нам Кон Сон, в 365 км от южного побережья Вьетнама. Запасы находятся на глубине около 185 м (607 футов). Блок 06.1 является крупнейшим производителем газа во Вьетнаме. В его состав входят два месторождения конденсатного газа – Лан До и Лан Тай, открытые в 1992-1993 годах. Блок 06.1 обеспечивает около 30 % потребностей СРВ в природном газе и конденсате для производства электроэнергии. Разрабатывается в три очереди. Первый этап был завершён в 2002-2003 годах, а добыча на месторождении Лан Тай началась в январе 2003 года. Второй этап был завершён в 2008 году и включал установку компрессорных установок на платформе Лан Тай. Третий этап заключался в разработке месторождения Лан До и бурении пятой скважины на Лан Тай.

Нефтяное месторождение Чи Хонг открыто в 1988 году, запасы 354,6 млн. баррелей нефти и 8,482 триллиона м³ природного газа.

Месторождение Дай Хунг было одно из первых трёх месторождений Вьетнама. Разрабатывается «Вьетсовпетро» с октября 1994 года Средняя добыча на этом месторождении – около 3000 баррелей нефти в день.

Поскольку данные о составе и качестве нефти и газ бассейна Нам Кон Сон являются коммерческой тайной мы можем предполагать, но не утверждать,

2.3.5 Бассейн Малай-Тхо Чу

История геологического развития

Бассейн Малай-Тхо Чу известен как вьетнамская часть Малайского бассейна. Его можно описать как внутрикратонный бассейн, образовавшийся в раннем третичном периоде в результате столкновения Индийской и Евразийской плит, включающего три основные фазы структурной деформации.

Первая фаза была связана с рифтогенезом, который начался в позднем эоцене/раннем олигоцене и привел к образованию многочисленных полуграбенов, ориентированных с востока на запад, некоторые из которых прорезаны разломами простирания с севера на юг. Эта рифтовая фаза была связана с дрейфом Индокитайского блока относительно материковой части Азии, который перемещался по основным левосторонним сдвигам. В осадконакоплении в начале рифтовой фазы преобладали аллювиально-речные фации, отложившиеся на узкой, полуграбенообразной территории, а на поздней стадии в более широком бассейне последовало отложение возможной озерной фации [88].

Вторая фаза представляла собой фазу спада, продолжавшуюся до позднего миоцена. В

позднем миоцене трансензионное напряжение сменилось транспрессионным движением, при котором грабеновые заполнения были перевернуты, в основном вдоль антиклинали восточно-западной ориентации и связаны со складками, связанными с разломом. Фаза инверсии завершилась эвстатическим падением уровня моря, вызвавшим эрозию большинства антиклиналей. На протяжении большей части плиоцен-плейстоценового времени на этом участке преобладала слабая фаза растяжения, которую называют третьей фазой (Рисунок 18).

Отложения угля и аргиллитов верхнего олигоцена и нижнего миоцена являются основными нефтематеринскими породами в бассейне Малай-Тхо Чу. Доказано, что олигоценовые озерные глины являются нефтематеринскими породами мирового класса в бассейне (кероген типа I и II), в то время как нижнемиоценовые дельтовые и лагунные угли и аргиллиты являются хорошим источником как нефти, так и газа. Органическое вещество представляет собой смесь керогенов I и III типов с вероятной тенденцией к увеличению к типу III. Поэтому считается, что разрезы среднего и верхнего миоцена более газоносны.

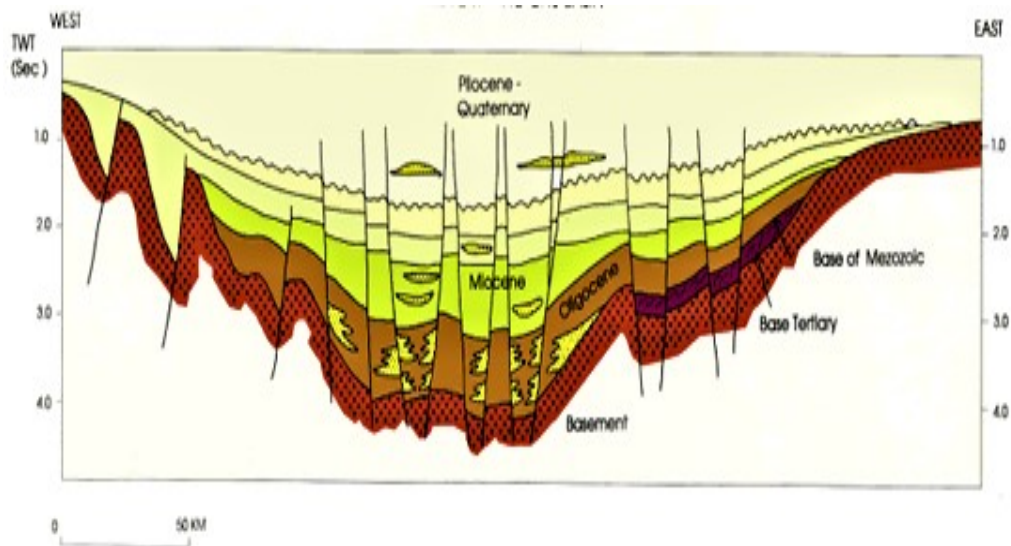


Рисунок 18 – Схематический разрез бассейна Нам Кон Сон [72]

Нефтегазоносность

Резервуары в бассейне представляют собой в основном вертикально сложенные песчаники, отложенные в различных средах от континентальной до мелководной морской, включая дельтовые олигоценовые, аллювиальные конусные и озерные песчаники; широко распространены нижнемиоценовые дельтовые равнинные отложения, местами среднемиоценовые речные и озерные песчаники.

В бассейне обнаружен ряд типов ловушек, таких как структуры, унаследованные от горстов фундамента, наклонные блоки растяжения, драповое замыкание, связанное с растяжением, четырехстороннее падение, стратиграфические выклинивания и т. д. Региональная покрывка – верхний миоцен-нижний плиоцен. морские аргиллиты. Местная

покрышка представляет собой чередование аргиллитов олигоцена и миоцена.

По оценкам, в бассейне Малай-Тхо Чу содержится 5 % общих углеводородных ресурсов Вьетнама. Основные нефтяные месторождения в бассейне Малай-Тхо Чу включают:

Антиклинали или блоки разломов олигоценового песчаника (могут быть связаны с наклоненными блоками растяжения).

Антиклинали или блоки разломов нижнего/среднего миоцена из песчаника. Заключено 4 нефтяных контракта. На перекрывающейся территории Вьетнама и Малайзии первое открытие Bunga Orkid было сделано в 1991 году, за которым последовала серия других открытий нефти и газа.

В настоящее время на месторождении Бунга Кеква добывается около 2000 тонн / день; разрабатываются соседние месторождения.

SK Innovation подписала контракт с правительством Вьетнама на право добычи на блоке в феврале 2007 года. В 2019 году компания заявила, что обнаружила сырую нефть при разведке блока 15-1/05, но запасы не разглашаются.

В связи с этим второй по величине газовый проект Вьетнама, которому требуется около 10 миллиардов долларов для облегчения перехода на топливо, получил стимул от сделки, подписанной 22 февраля 2023 года японским тяжеловесом Marubeni и государственной Petrovietnam.

Petrovietnam подписала основное соглашение с Marubeni о поставке последнему газа для запуска, инвестируемого Marubeni теплоэнергетического проекта О Мон II в городе Кантхо в дельте Меконга. Сделка также служит основой для ускорения работы Petrovietnam по разработке всего газового энергетического проекта Блока В – второго по величине газового проекта Вьетнама.

Малайско-Тхочуский бассейн расположен в Центральной части Сиамского залива и поэтому накладывается на самую южную часть бассейна Фукуока (Рисунок 19).

Рифтинг в этом районе произошел в период среднего – позднего эоцена и олигоцена, что привело к созданию серии глубоких грабенов, заполненных континентальными и мелководными морскими отложениями. Рифты являются доминирующими структурами в этом районе; их часто отличают от других разломов западно-северо-западного направления по их круче вниз, их большую глубину и линейность.

Разломы северо-северо-западного простирания, по-видимому, соответствуют левостороннему трансензии. Крупномасштабный эоцен-олигоценовый рифтоген связанное со сдвигами в регионе, рассматривается как ответ на индийско-евразийское столкновение, вынудившее соседние части Юго-Восточной Азии вдали от зоны столкновения через ряд зон бокового сдвига (Рисунок 20).

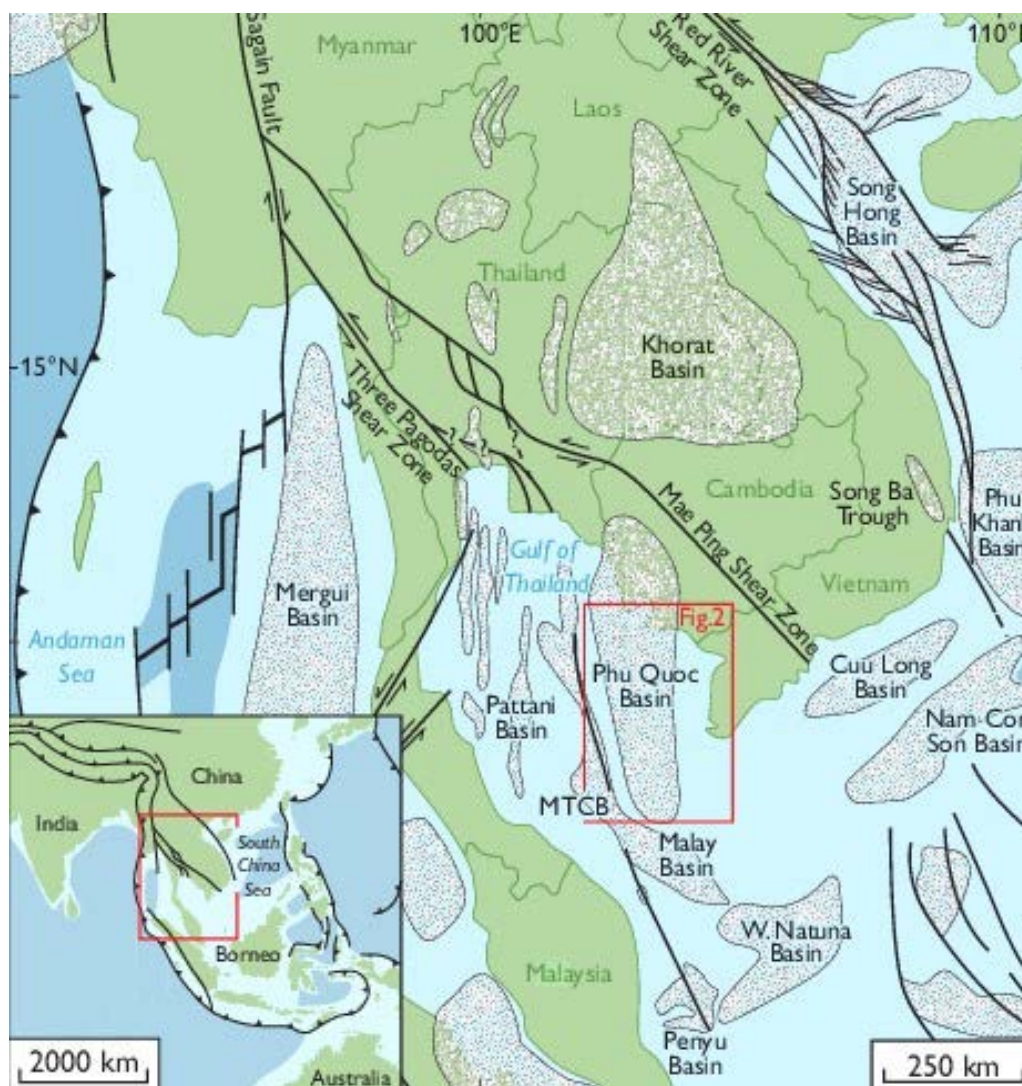


Рисунок 19 – Бассейн Тхо Чу. Схема [31]

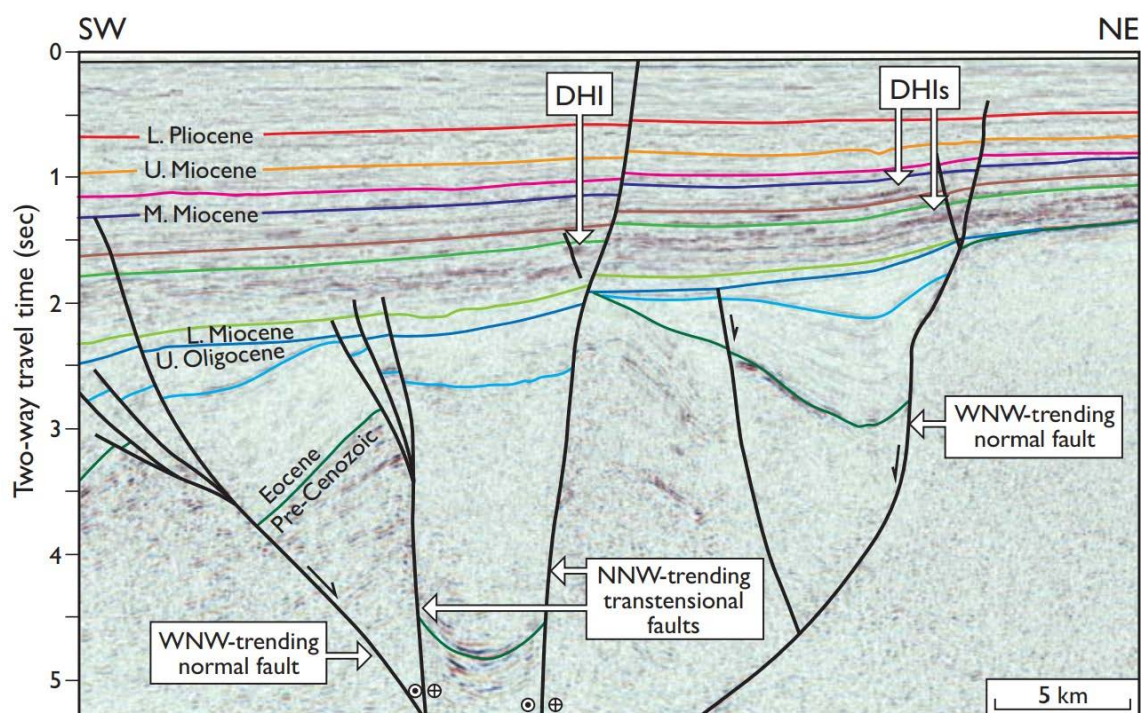


Рисунок 20 – Сейсмический разрез через палеогеновый грабен ССЗ простираения [31]

Разведка нефти в бассейне Малай-Тхо Чу началась в начале 1970-х годов, чему способствовали успешные разведочные работы непосредственно к югу от территории Вьетнама. Первая скважина была пробурена в 1994 году. С тех пор на нескольких скважинах открыты значительные залежи газа, конденсата и нефти.

2.4 Закономерности распространения источников токсичных компонентов в виде гранитов и рудных месторождений в нефтегазоносных структурах Вьетнама

Защищаемое положение 1.

Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама предопределяется пространственным совмещением нефтегазовых бассейнов с массивами гранитов и рудных месторождений в их обрамлении.

Анализ распространения полезных ископаемых Вьетнама (Приложение 4) и геологического строения Южно-Китайского моря (Рисунок 21) показывает, что расположение многочисленных залежей металлических и полиметаллических и радиоактивных (месторождения урана) полезных ископаемых, образующих ареолы рассеивания с областью активного сноса к кайнозойским котловинам Восточно-Вьетнамского моря, где находятся нефтегазоносные бассейны Вьетнама.

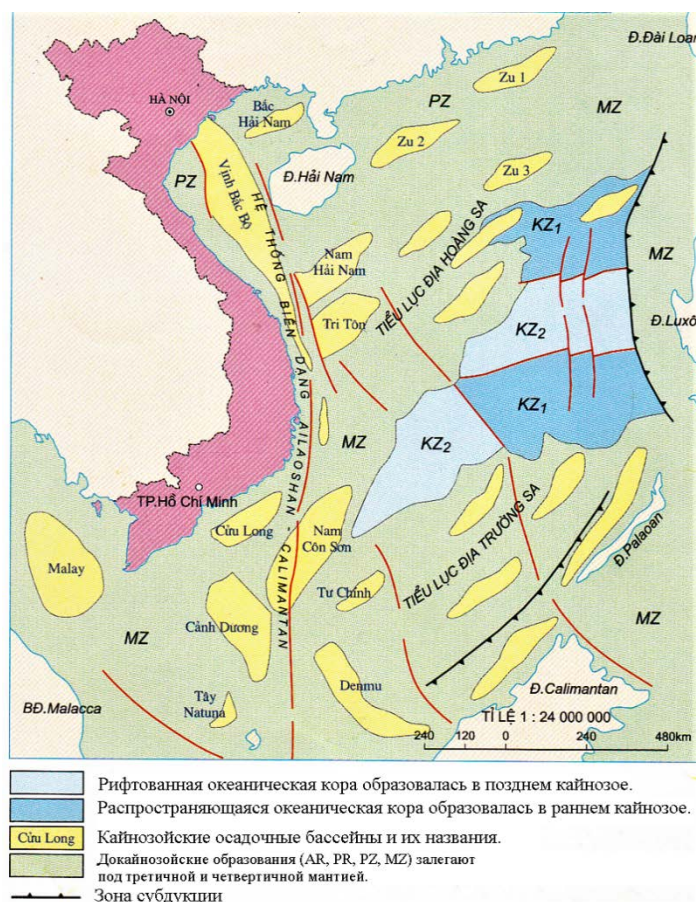


Рисунок 21 – Схема геологического строения Южно-Китайского моря и прилегающих бассейнов [31]

В исследовании Т.Т. Нгуена была проведена модельная оценка нефтегазоносной системы в Шонгхонгском бассейне (Рисунок 22). В данной модели представлен весь цикл процессов формирования первичного керогена, его миграции и накопления в ловушках, и позволяет лучше понять создание нефтегазовых скоплений. Эта модель охватывает весь геологический период образования нефтегазовых месторождений, применительно к Шонгхонгскому бассейну, и может быть адаптирована для исследования других нефтегазоносных бассейнов, включая Кулонгский и другие.

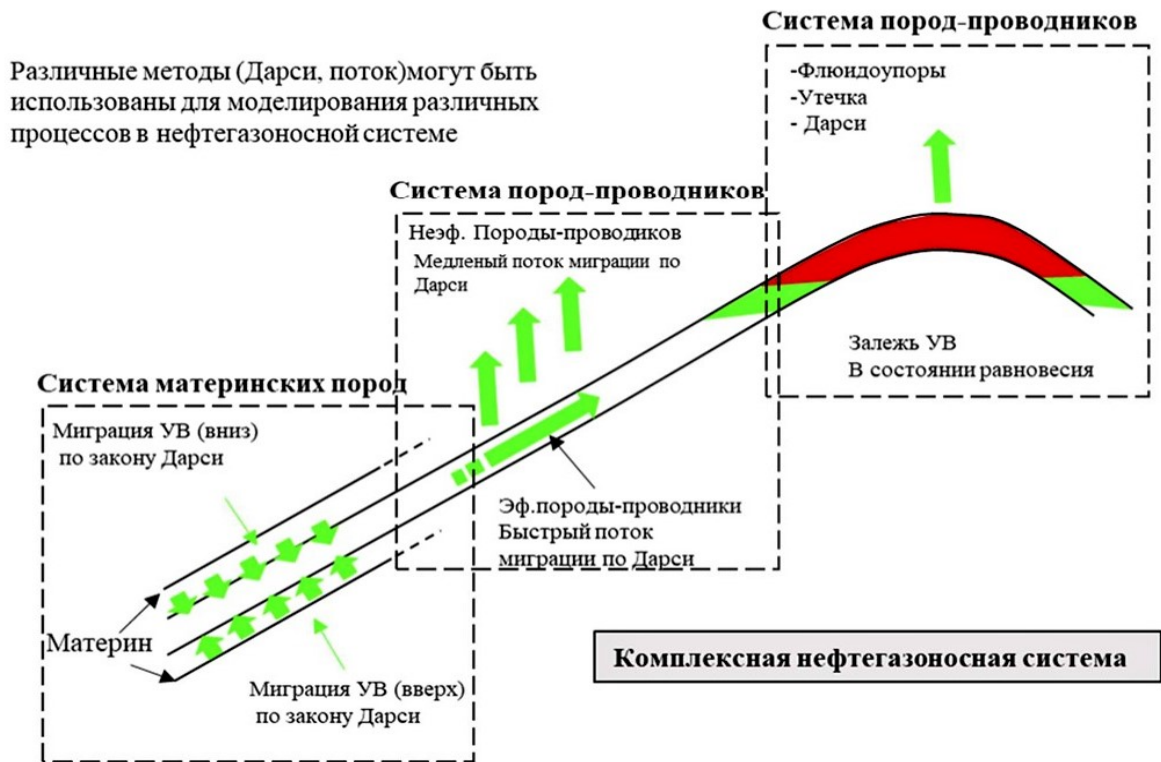


Рисунок 22 – Гибридное моделирование миграции УВ [31]

Кроме того, она помогает определить, как со временем происходит разрушение углеводородных скоплений. Важно отметить, что данная модель охватывает широкий спектр факторов, включая аккумуляцию потенциально токсичных элементов (ПТЭ), таких как металлические соли, из различных рудных месторождений и металлогенических образований на континенте Вьетнама. [31].

Эта модель, и применительно к задаче исследования позволила лучше понять процессы, связанные с миграцией и заполнением углеводородных ловушек, в том числе выявить пространственно-временные закономерности обогащения углеводородных залежей токсичными компонентами в виде гранитов и рудных месторождений.

Так, в Северном Вьетнаме обнаружены месторождения марганцевых руд и хрома. Марганцевые руды присутствуют в офиолитовых комплексах, таких как Шонгма (Song Ma), Шонгда (Song Da), и Тханьхоа (Thanh Hoa), а также в других районах. На севере страны

насчитывается более ста мелких месторождений свинцово-цинковых руд, которые в основном расположены в этом регионе. Эти руды встречаются в различных типах пород, включая карбонатные породы (например, месторождения Тёдьен и Лангхит), вулканогенные породы (Туле, Куаншон), терригенные осадочные породы (Нганшон, Летхый), и зоны региональных разломов [31].

Золотоносный регион в Южном Вьетнаме связан с позднемезозойскими вулканогенно-терригенными породами, где рудные залежи представлены жильными зонами в песчаниках и сланцах с высоким содержанием сульфидов, таких как пирит, арсенопирит, галенит, сфалерит и халькопирит.

В северо-западной части Вьетнама, в 160 км к западу от города Ханой, находится сырьевая база никеля и кобальта, известная как рудный район Такхоа (Ta Khoa). Здесь обнаружено около 30 проявлений сульфидной медно-никелевой минерализации, с возможным наличием кобальта. Эти проявления связаны с массивами глубинных ультраосновных пород северо-западного направления [31]. Также следует отметить наличие месторождений урана в центральной части Северного Вьетнама.

При разрушении коренных гранитов образуется широкий ряд микроэлементов. В таблице 5 приведён химический состав прибрежных россыпей, сформированный продуктами разрушения.

Таблица 5 – Химический состав некоторых прибрежных россыпей (%) [52]

	Кат Хан	Кай Ан- Ком Сюэн	Куанг Нган	Хам Тан	Ком Нханг	Донг Суан	Муй Не
TiO ₂	47,25	53,30	50,37	53,17	47,57	51,57	50,06
FeO	-	29,38	28,72	21,81	35,66	31,45	24,40
Fe ₂ O ₃	48,51	11,50	11,59	19,22	9,40	11,85	18,68
MnO	-	0,85	0,82	4,05	0,73	0,68	1,12
MgO	-	0,10	0,17	0,24	0,22	0,24	0,22
Cr ₂ O ₃	-	0,05	0,21	0,04	0,12	0,12	0,04

Северный Вьетнам, как часть континентальной области Северного Сиамско-Индокитайского шельфа, имеет сложное геологическое строение, которое можно разделить на два основных геологических блока:

- Индокитайский на юге-западе и
- Северо-Вьетнамско-Южно-Китайский на северо-востоке [53].

В северной части Вьетнама преобладает Сдвиговая зона Красной реки, которая

представляет собой левосторонний сдвиг, возникший в кайнозойскую эпоху. Этот сдвиг обусловлен коллизией литосферных плит и разделяет регион на два складчатых пояса.

Каждый из этих складчатых поясов характеризуется различными структурно-фациальными зонами. Особую значимость имеют структуры Шонг Хиен и Ло Гам, которые отличаются химическим составом своих отложений, геодинамическими условиями формирования, историей развития и металлогенией. Важно подчеркнуть, что внутри этой рифтовой системы образовались породы, которые могут содержать месторождения меди, никеля, платиноидов, титана и ванадия.

Металлокомплексы, обнаруженные в нефти и природных битумах, хорошо изучены, и известно, что они способны накапливать рассеянные и редкие элементы, такие как металлопорфирины и другие соединения. Механизм накопления этих элементов в ходе процессов седиментации, диагенеза, протокатагенеза и катагенеза пород с органическим материалом был подробно исследован в ряде научных работ и публикаций.

Принципиально важно отметить, что в УВ сырье в регионе содержатся существенно большие количества ряда элементов, таких как U, V, Ni, Mo, As, Re, Se, Co, Hg и другие. Эти элементы являются ключевыми в металлогенезе Вьетнама и смежных областей [70] (Рисунок 23).

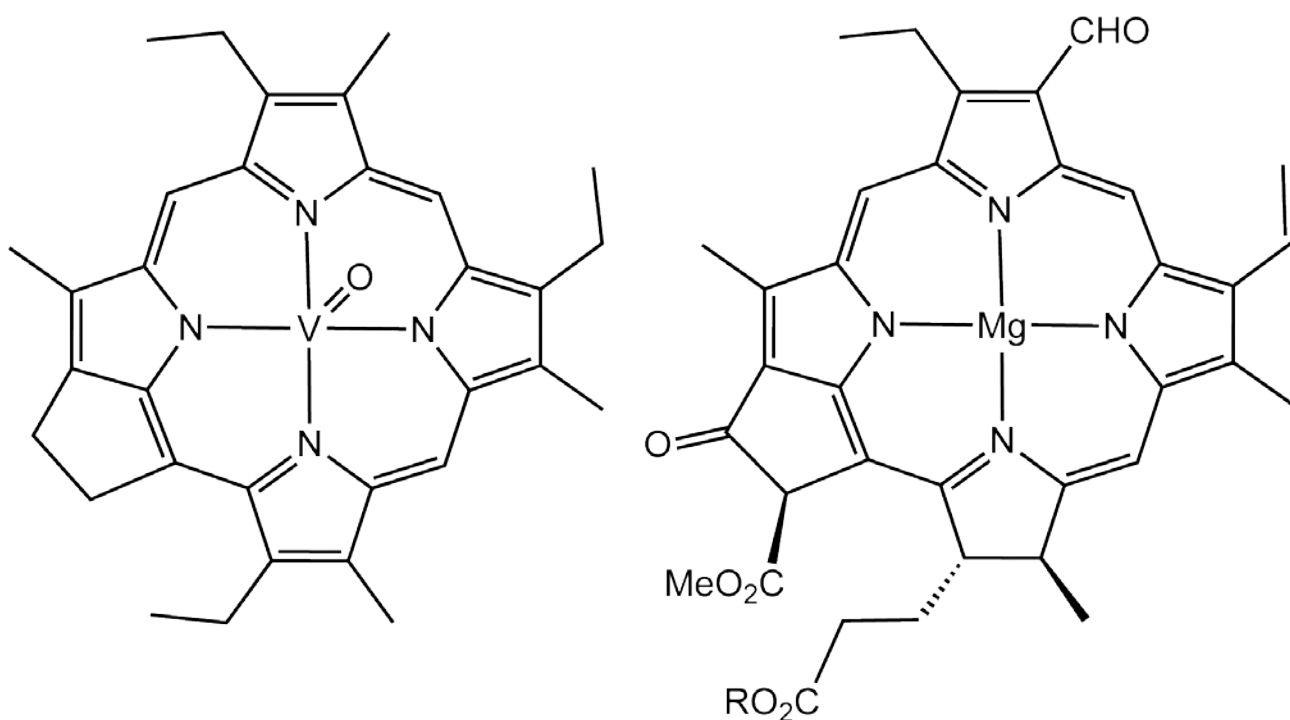


Рисунок 23 – Структура соединения ванадия с порфирином (слева), извлеченного из нефти Альфредом Трейбсом (Alfred E. Treibs). Наблюдается близкое структурное сходство этой молекулы и хлорофилла (справа)]

Вывод:

Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама предопределяется пространственным совмещением нефтегазовых бассейнов с массивами гранитов и рудных месторождений в их обрамлении.

Основанием такого анализа являются:

- минералогия кристаллических пород фундамента и сформированного на нём осадочного чехла;
- возможность сноса, обогащённого металлокомплексами и иными ПТЭ вещества фундамента и осадочного чехла к основным зонам осадочных отложений и НГБ шельфа Вьетнама;
- возможность накопления органическим веществом и поступления в породы генераторы керогена ПТЭ;
- интенсивность проявления и время основных этапов нефтегазогенерации.

2.5 Ранжирование нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки

Защищаемое положение 2

Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама определяется принадлежностью к той или иной группе нефтегазовых бассейнов.

Предлагается следующая классификация нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки:

Классификация бассейнов по уровню загрязнения углеводородного сырья ПТЭ, неорганической природы

- **группа А** – с высоким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы;
- **группа В** – со средним риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы;
- **группа С** – низким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы.

Для ранжирования нефтегазовых бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы:

- проведен анализ источников возможного поступления потенциально опасных веществ неорганической природы (раздел 3.2.3) и составлена таблица веществ неорганической природы, которые могут поступать в нефтегазовый бассейн (Таблица 6).
- на основании ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» приведено присвоение веществам, которые могут поступать в нефтегазовый бассейн классов опасности.

– проведено разделение бассейнов на 3 группы, при разделении учитывалось следующее:

- а. наличие хотя бы одного вещества 1 класса опасности – **Группа А;**
- б. при отсутствии веществ 1 класса опасности и наличия хотя бы одного вещества 2 класса опасности – **Группа В;**
- с. при отсутствии веществ 1 и 2 класса опасности – **Группа С.**

Таким образом, для нефтегазовых бассейнов Вьетнама ранжирование нефтегазовых бассейнов Вьетнама можно представить следующим образом:

- **группа А** – бассейн *Нам Кон Сон*;
- **группа В** – бассейн *Сонг Хонг*;
- **группа С** – бассейн *Кыулонг*, бассейн *Фукхань* и бассейн *Малай-Тхо Чу*.

Таблица 6 – Ранжирование нефтегазовых бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы [Чинь Куок Винь]

Нефтегазоносный бассейн	вещества неорганической природы, которые могут поступать в НГ бассейн	Класс опасности веществ	Группа НГ бассейнов по уровню загрязнения углеводородного сырья ПТЭ, неорганической природы
Сонг Хонг	Железо, Fe	3	группа В
	Медь, Cu	2	
Фукхань	Алюминий, Al	3	группа С
	Марганец, Mn	3	
	Титан, Ti	4	
	Серебро, Ag	нет	
	графит	4	
Кыулонг	Титан, Ti	4	группа С
	Золото, Au	нет	
	Алюминий, Al	3	
	Титан, Ti	4	
Нам Кон Сон	Свинец, Pb	1	группа А
	Кадмий, Cd	1	
	Мышьяк, As	1	
	Кобальт, Co	2	
	Никель, Ni	4	
Малай-Тхо Чу	Железо, Fe	3	группа С
	Марганец, Mn	3	

При получении новой информации о веществах неорганической природы, которые могут мигрировать в нефтегазовые бассейны, обогащая их ПТЭ, результаты оценки должны быть пересмотрены и актуализированы сведения о группах нефтегазовых бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы.

3 ГЕОТОКСИКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВЬЕТНАМА

3.1 Характеристика потенциально токсичных компонентов углеводородного сырья

Потенциально токсичные элементы могут присутствовать в углеводородном сырье в виде:

- механических примесей, сорбированных на частицах
- элементов, имеющих ковалентные связи с молекулами углеводородного сырья.

Эффект токсичности ПТЭ на биоту зависит от прочности этих связей и формы, в которой ПТЭ находятся в окружающей среде (пар, раствор или газ). Эти элементы могут легко попадать в окружающую среду и оказывать воздействие на биологические объекты в зависимости от их физико-химических свойств и концентрации.

Если ПТЭ прочно связаны с молекулярной структурой углеводородов, как, например, в случае с ванадилпорфиринами, они остаются биологически инертными до тех пор, пока углеводороды не претерпят полное химическое превращение, например, при горении. Это изменение в химической структуре углеводородов существенно влияет на степень токсичности элементов и их способность оказывать воздействие на окружающую среду и биологические системы [57].

3.1.1 Основные виды и свойства углеводородных соединений с токсическими свойствами

3.1.1.1 Бензол (C_6H_6) и его гомологи

Бензол (C_6H_6) и его гомологи – толуол (C_7H_8) и ксилол (C_8H_{10}) – являются важными ароматическими углеводородами, которые обычно присутствуют в нефти.

Бензол – это летучая и бесцветная жидкость. По сравнению с другими компонентами нефти, бензол хорошо растворим в воде. Его концентрация в подземных водах продуктивных пластов обычно находится на уровне нескольких миллиграммов на литр.

Углеводороды, такие как бензол, ксилол и толуол, играют ключевую роль в нефтехимической промышленности и производстве разнообразных продуктов, включая медицинские препараты и взрывчатые вещества.

Бензол классифицируется как вещество второго класса опасности, в то время как ксилол и толуол относятся к третьему классу опасности.

Высокие концентрации паров ароматических углеводородов, включая бензол и его

аналоги, могут вызвать наркотическое воздействие. Отравление этими веществами может иметь серьезные последствия, вплоть до остановки дыхания и смерти. Кроме того, долгосрочное воздействие этих веществ на организм может негативно сказаться на кровеносной системе [58].

В атмосферном воздухе обычно содержится низкое количество бензола, около $n \cdot 10^{-3}$ мг/м³. Однако концентрация бензола может достигать:

- в городских районах – 1,3-2,4 мг/м³,
- промышленных районах – 20 мг/м³ и более [59].

Санитарно-гигиенические нормы в РФ по содержанию бензола и толуола в почве – 0,3 мг/кг. Согласно рекомендациям ВОЗ, концентрация толуола в почве не должна превышать 8 мг/кг. ПДК_{мр} бензола – 1,5, ПДК_с – 0,1. ПДК_{мр} толуола – 0,6, ПДК_с 0,6. ПДК_{мр} ксилола – 0,2, ПДК_{сс} – 0,2; вода (мг/л): ПДК_в бензола, толуола – 0,5, ксилола 0,05.

3.1.1.2 Полиядерные ароматические углеводороды (ПАУ)

ПАУ представляют собой широкую группу органических соединений, содержащих два или более бензольных кольца в своей структуре. Они характеризуются низкой растворимостью в воде, но хорошей растворимостью в жирах. Почти все ПАУ в атмосфере адсорбируются поверхностью мельчайших частиц. Эта группа включает в себя несколько сотен различных соединений, и среди них выделяются наиболее токсичные, такие как 3,4-бенз-(а)-пирен.

3,4-бенз-(а)-пирен относится к первому классу опасности и считается сильным канцерогеном. Он также обладает мутагенными свойствами, что означает, что он способен вызывать изменения в генетической информации организма, и тератогенными свойствами, что означает, что он может вызывать аномалии развития у плодов, если женщина была подвергнута его воздействию во время беременности.

Важно отметить, что токсичность ПАУ зависит от их структуры. Например, 3,4-бенз-(а)-пирен является сильным канцерогеном, в то время как его структурный изомер, бенз-(а)-пирен, не обладает канцерогенными свойствами. Также стоит учесть, что коронен (сверхбензол), основной компонент выбросов автомобильных двигателей, не обладает канцерогенными свойствами [13].

Исходя из этого, для оценки токсичности смеси ПАУ необходимо анализировать не только их общее содержание, но и концентрацию каждого компонента по отдельности.

На сегодняшний день в атмосфере обнаружено более 500 различных ПАУ, но наиболее распространенным индикатором является бенз-(а)-пирен.

Фоновый уровень бенз-(а)-пирена в воздухе, за исключением зон лесных пожаров, обычно невелик и может близиться к нулю. В большинстве городов среднегодовые концентрации бенз-

(а)-пирена в воздухе находятся в диапазоне от 1 до 10 нг/м³ [63, 64], однако в рабочих зонах могут быть очень высокие концентрации.

Что касается воды для питья, концентрации бенз-(а)-пирена в ней могут колебаться от 0,1 до 23,4 x 10⁻³ мг/л [65].

При оценке приоритетных ПАУ в природных поверхностных водах, включая сильные канцерогены и не канцерогены, важно учитывать их содержание. Согласно рекомендациям ВОЗ, общее содержание шести приоритетных ПАУ в питьевой воде не должно превышать 0,2x10⁻³ мг/л.

Важно понимать, что канцерогенные свойства ПАУ могут иметь серьезное воздействие на здоровье человека, поэтому контроль их концентрации в окружающей среде и питьевой воде является важной задачей для обеспечения здоровья населения.

3.1.1.3 Фенолы (C₆H₅OH)

Фенолы (C₆H₅OH) – это группа органических соединений, содержащих кислород, которые часто попадают в окружающую среду в результате нефтепереработки, производства пластмасс и других технологических процессов. В природных условиях обычно встречаются одноатомные (моноциклические) фенолы, которые являются наиболее токсичными. Многоатомные (полициклические) фенолы, которые менее токсичны, чаще встречаются в более высоких фракциях нефти, получаемых при ее переработке.

Одноатомные фенолы считаются сильными нервными ядами и отнесены ко второму классу опасности. Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух населенных мест: ПДК_м – 0,01, ПДК_{сс} – 0,01 мг/м³; вода: ПДК_в 0,001 мг/л .

3.1.2 Сера и ее соединения как потенциально токсичный элемент углеводородного сырья

Сера и её соединения, включая сероводород (H₂S), играют значительную роль в токсикологии окружающей среды.

Элементарная сера сама по себе не обладает сильными токсическими свойствами, и предельно допустимая концентрация для неё составляет 0,1 мг/м³ в течение часа. Однако основное внимание в токсикологии уделяется её сильно ядовитым соединениям, особенно сероводороду, который является широко распространенным природным газовым соединением и имеет резкий запах, напоминающий запах тухлых яиц [12].

Сероводород (H₂S). Сероводород может встречаться как в природных газах, так и быть продуктом технологических процессов, таких как очистка нефти и природного газа. Он также может содержаться в отходящих газах из различных производств, включая производство серы и

кокса. В природных газах содержание сероводорода может достигать 90-95 %, и высокие концентрации сероводорода могут быть обнаружены при добыче высокосернистой нефти.

Сероводород относится ко второму классу опасности и считается сильным нервным ядом. Рекомендации ВОЗ устанавливают предельно допустимое содержание сероводорода в атмосфере на уровне 15 мг/м³. В России также установлены нормативы предельных уровней содержания сероводорода в воздухе: ПДК_{одор} варьируется от 0,002 до 0,01 мг/м³, а ПК_{одор} – от 0,01 до 0,05 мг/м³. ПДК_{мр} и ПДК_{сс} составляют 0,008 мг/м³ [67].

Сероводород может иметь раздражающее действие на дыхательные пути и глаза, и в высоких концентрациях он может вызвать тяжелое отравление, включая поражение нервной системы и тканевую аноксию. Поэтому контроль за уровнем сероводорода в окружающей среде имеет большое значение для охраны здоровья и безопасности людей.

Среднее содержание сероводорода в атмосфере 0,0003 мг/м³. Наиболее высокие концентрации наблюдаются вблизи его точечных источников (до 0,20 мг/м³) [68].

Диоксид серы (SO₂). Диоксид серы – это бесцветный газ, который чаще всего попадает в окружающую среду в результате различных технологических процессов. Его основным источником является сжигание топлива, содержащего серосодержащие углеводороды, а также горение органических материалов, таких как уголь. Кроме того, природные источники диоксида серы связаны с вулканической активностью.

Однако стоит отметить, что время жизни диоксида серы в атмосфере крайне короткое и составляет всего несколько часов. Газ быстро реагирует с другими веществами, образуя более сложные соединения, такие как SO₃, серную кислоту и сульфаты. Эти химические реакции могут вызвать образование так называемых "кислотных дождей", которые могут иметь серьезное негативное воздействие на окружающую среду. Это может включать в себя повреждение растительности, изменение кислотности водных ресурсов и почв.

Содержание SO₂ в атмосфере сильно варьирует в зависимости от местоположения. В сельских районах его содержание обычно составляет около 0,0005 мг/м³, в то время как в промышленных и городских районах уровень SO₂ значительно выше и может достигать 0,05-0,1 мг/м³. Самые низкие концентрации диоксида серы обычно наблюдаются над океанами и составляют от 5x10⁻⁷ до 1x10⁻⁵ мг/м³ [69].

Меркаптаны (RSH). Меркаптаны, также известные как тиолы или тиоспирты, представляют собой органические соединения, производные сероводорода. Они могут находиться в различных агрегатных состояниях, включая легколетучие жидкости, а также газы. Основным источником поступления меркаптанов в окружающую среду является добыча и переработка углеводородов, содержащих серосодержащие соединения, а также производство химических продуктов.

Один из интересных аспектов меркаптанов – это их резкий запах. В микродозах они используются как одоранты для бытового газа, так как метан, который является основным компонентом природного газа, не имеет собственного запаха, и одоранты помогают обнаруживать утечки газа.

Меркаптаны образуются при термическом воздействии на углеводороды в процессах добычи, переработки и утилизации. Важно отметить, что токсичные свойства нефтяных сульфидов, включая меркаптаны, подвергаются изучению в области токсикологии и регулируются санитарно-гигиеническими стандартами. Это связано с их способностью образовывать сероводород и элементарную серу в результате химических реакций, что может иметь вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека [13].

3.1.3 Металлы и другие компоненты-примеси с потенциально токсичными свойствами углеводородного сырья

В нефти наиболее распространены металлы: Al, Ca, Na, Mg, K и породообразующие литофильные элементы.

Присутствуют редкие и рассеянные элементы: V, Ni, Cu, Co, Zn, Mo, Cr, As, Pb, Se, Cd, Hg, Sb, Re, Ag, Bi, Je, Sc, Sn, Au, U, а также редкоземельные элементы. Значительное количество элементов играют важную роль в биосфере. Пользу или опасность такого рода элементов определяет их концентрация и форма нахождения.

Существует разделение элементов на токсичные и нетоксичные в зависимости от их химических свойств и концентрации.

Например, германий, золото, стронций, цезий и циркон считаются негубительными для человека, в то время как серебро, хотя и безопасно для людей в небольших количествах, может служить эффективным антисептиком в борьбе с микроорганизмами.

Среди элементов, которые считаются малотоксичными или умеренно токсичными, включают иридий, иттрий, рений, рубидий, скандий, титан и ниобий. Они могут оказать негативное воздействие на организм человека, однако для проявления токсичности требуются высокие концентрации этих элементов, которые в обычных условиях редко встречаются.

Среди токсичных и высокотоксичных элементов, содержащихся в нефти, можно выделить ванадий, кобальт, никель, хром, марганец, медь, цинк, мышьяк, селен, тантал, фтор, бериллий, кадмий, ртуть, свинец, сурьма, олово, таллий, индий и молибден. Эти элементы способны оказать серьезное воздействие на здоровье человека и окружающую среду, и их присутствие в нефти является потенциально опасным [71].

Среди элементов и соединений, присутствующих в нефти, выделяются несколько наиболее токсичных и биологически активных. Среди них ванадий, никель, цинк, хром и медь,

которые могут иметь вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека. Элементы, вроде кобальта, мышьяка, кадмия и урана, также присутствуют, но в меньших концентрациях.

Важным аспектом является форма нахождения этих элементов в сырье. Некоторые из них могут находиться в неактивной или безопасной форме, что снижает угрозу. Однако при добыче нефти и ее переработке, особенно при высоких температурах, эти элементы могут концентрироваться в тяжелых фракциях, что может привести к образованию опасных продуктов, таких как ванадиево-никелевые мазуты и гудроны.

Среди элементов и соединений, содержащихся в нефти, можно выделить несколько наиболее токсичных и биологически активных. К ним относятся ванадий, никель, цинк, хром и медь. Элементы, такие как кобальт, мышьяк, кадмий и уран, также присутствуют, но в меньших концентрациях. Газовые выбросы из нефтепродуктов могут содержать сероводород, а иногда и ртуть (Таблица 7).

Важным аспектом является форма нахождения этих элементов в природном сырье. Некоторые из них могут находиться в неактивной или безопасной форме, и в этом случае они не представляют угрозу. При добыче и особенно при переработке нефти (при высоких температурах), эти элементы могут накапливаться (концентрироваться) в тяжелых фракциях, что может привести к образованию опасных продуктов, например ванадиево-никелевым мазутам и гудронам.

Отрасль топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является одним из крупнейших источников выбросов биотоксичных элементов в окружающую среду. Иногда выбросы ТЭК могут превышать выбросы даже от предприятий металлургической промышленности. Особенностью выбросов от ТЭК является их способность образовывать аэрозоли, которые могут быть биологически доступными и, следовательно, более опасными [13].

Для целей исследования представляют интерес металлы в значительных количествах, встречающиеся в природном УВ сырье и представляющие серьезную опасность для окружающей среды.

Таблица 7 – Распределение элементов, распространённых в нефти, по степени их токсичности для человека [55]

Вид опасности	элементы	
Не токсичны	– циркон – цезий, – стронций, – серебро (токсично только для низших форм жизни, антисептик), – золото, – германий,	
Мало токсичны	– иридий, – иттрий, – рений, – рубидий, – скандий, – титан, – ниобий	
Токсичны	– цинк, – хром, – тантал – сера, – селен, – никель, – мышьяк, – медь, – марганец, – кобальт, – ванадий,	Уран и другие сильные радиоактивные излучатели
Токсичны	– таллий, – сурьма, – свинец, – ртуть, – олово, – молибден – кадмий, – индий, – бериллий,	

3.1.3.1 Мышьяк (As)

Мышьяк (As) – это полуметаллическое вещество с серо-стальным цветом. Оно обладает способностью быстро испаряться при температуре 450°C, образуя в газовой фазе молекулы As₄. В нефти, особенно в экспортных сортах, содержится разное количество мышьяка, варьирующееся от 8 до 37 мг/кг. Высокие уровни мышьяка чаще всего наблюдаются в сортах, таких как "Юралс", в то время как североморские легкие нефти имеют более низкое содержание этого элемента [142].

Токсичность мышьяка возрастает, когда он образует соединения с другими металлами и/или серой. Это условие находит свое отражение в природных условиях, так как углеводороды, содержащие мышьяк, также могут содержать и другие металлы, и серу.

Мышьяк в его чистом виде не ядовит, однако в природных условиях он обычно образует соединения с серой или металлами, такими как тиомышьяковая кислота (H_3AsS_4) и другие. Эти соединения являются токсичными и могут стать опасными при окислении в потоке воздуха или воздействии слюны. Исходя из этого, мышьяк классифицируется как вещество, относящееся к первому и второму классам опасности.

Соединения мышьяка обладают широким спектром токсичных свойств, включая общую токсичность, раздражающее воздействие, канцерогенные и тератогенные эффекты. Даже длительное воздействие небольших доз мышьяка может вызвать разнообразные патологии и заболевания. Среди них исхудание, слабость, конъюнктивит, потеря волос, кожные проблемы, а также дегенеративные изменения в органах, таких как печень и почки. Эти токсичные свойства делают мышьяк опасным для человека и окружающей среды.

3.1.3.2 Ртуть (Hg)

Ртуть (Hg) – единственный металл, который при комнатной температуре жидкость. Он также может присутствовать в газообразной форме в воздухе. Ртуть обнаруживается в легкой нефти и природном газе. Например, в крупнейшем газоконденсатном месторождении в Европе, Гронинген (Нидерланды), содержится около 2-3 миллиграммов ртути на кубический метр газов.

Случайное обнаружение содержания ртути в газах этого месторождения произошло благодаря выпадению металлической ртути на дне сепараторов. В настоящее время ртуть извлекается и используется как товарный компонент.

Ртуть является весьма токсичным веществом и относится к первому классу опасности. Установленные предельно допустимые концентрации (ПДК_{сс} и ПДК_{мр}) составляют 0,0003 мг/м³., а предельно-кратковременная концентрация (ПК_{хр}) составляет 102 мг/м³.

Соединения ртути также обладают сильной токсичностью, близкой к токсичности элементарной ртути. Например, предельно допустимая концентрация (ПДК_{мр}) для хлорида ртути (HgCl) составляет всего 0,00001 мг/м³.

Сулема, или двухлористая ртуть, относится к ртутным соединениям, которые классифицируются как второй класс опасности. Аккумуляция ртути в углеводородах может представлять опасность, если не предпринимаются меры по демеркуризации при добыче этих углеводородов.

Ртуть активно накапливается в сточных водах промышленных предприятий, чаще всего в форме метилртути. Когда ртуть попадает в водные экосистемы, она может вступать в

трофические цепи, начиная с планктона и бентоса и заканчивая человеком через рыб и птиц. Ртуть известна своим мощным мутагенным воздействием и способностью оказывать воздействие на нервную систему, включая кору головного мозга.

3.1.3.3 Ванадий (V) и никель (Ni)

Ванадий (V) и никель (Ni) являются обычными компонентами нефти, присутствуя в ней в виде примесей. Они также присутствуют в мальтах, асфальтах, асфальтитах и других битумах. Например, в некоторых месторождениях, таких как Зимницкое и Кондаковское в Ульяновской области России, содержание ванадия и никеля в нефти и природных битумах может быть довольно высоким, достигая значений, таких как 1,17-1,46 кг/т. Однако содержание никеля обычно бывает ниже и, как правило, составляет менее десяти граммов на тонну нефти.

Процесс перегонки нефти может приводить увеличению концентрации ванадия и никеля в остаточных фракциях тяжелой нефти, что имитирует естественный процесс концентрации этих металлов в тяжелой нефти и битумах, происходящий в зонах гипергенеза. Это часто происходит в пределах единой структурной зоны нефтебитумонакопления, где содержание смоло-асфальтеновых фракций может значительно увеличиваться от 10-20 % в средней по плотности нефти до 20-35 % в тяжелой нефти, 35-60 % в мальтах, 60-75 % в асфальтах и даже до 90-98 % в асфальтитах.

Следовательно, с увеличением содержания смоло-асфальтеновых фракций в нефти и битумах также возрастает концентрация металлов. Однако при промышленной перегонке нефти при высоких температурах на нефтеперегонных заводах и последующем использовании мазутов в топочных системах большая часть ванадия, до 80 %, и, возможно, никеля, переходит в зольный остаток.

Эти металлы, в частности ванадий и никель, также могут присутствовать в атмосфере в форме органических и неорганических соединений, которые попадают в атмосферу в виде пыли и аэрозолей при сжигании мазутов, содержащих эти металлы. Аэрозоли никеля обычно представлены крупнодисперсными частицами (более 1 мкм), которые образуются при сгорании дизельного и котельного топлива, а также при сжигании тяжелых остатков нефти.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ для V: воздух населенных мест: ПДК_{сс}-0,002 мг/м³, ПК_{ост}-0,06 мг/м³, ПДК_{мр}-0,5 мг/м³; вода: ПДК_в – 0,05 мг/л, ПДК_{вр} – 0,001 мг/л; почва – не установлены. Для Ni: воздух населенных мест: ПДК_{сс} – для металлического Ni 0,001 мг/м³, для растворимых солей-0,0002 мг/м³, ПК_{хр} -0,001 мг/м³. Вода: ПДК_в – 0,1 мг/л, ПДК_{вр} (Ni²⁺) – 0,01 мг/л. Почва: ПДК_п – 4,0 мг/кг.

3.1.3.4 Уран (U) и торий (Th)

Уран (U) и торий (Th). Элементы, обладающие способностью к самопроизвольному распаду ядер с выделением энергии. Несколько значительных урановых месторождений связаны с горными породами, содержащими органические вещества и тяжелые нефти или битумы. Существуют разные виды уранового оруденения, включая урановое и ванадий-урановое, которые часто ассоциированы с наличием тяжелой нефти и битумов.

В некоторых рудных образованиях содержание урана (U) в битуминозных породах превышает 2 %. Вместе с ураном обычно присутствуют другие элементы, такие как никель (Ni), кобальт (Co), свинец (Pb), цинк (Zn), молибден (Mo), медь (Cu), ртуть (Hg), мышьяк (As), серебро (Ag) и другие.

Токсичность урана и тория усиливается в соединениях с серой и другими компонентами-примесями в урановых рудных образованиях. Уран и торий относятся к первому классу опасности и обладают общей токсичностью, канцерогенными и мутагенными свойствами. Они могут вызывать некроз сосудов и поражение почек. ПДК_{мр} – 0,075 мг/м³, ПДК_в – 0,05 мг/л.

3.1.3.5 Свинец (Pb).

Свинец (Pb). Свинец (Pb) – это мягкий, пластичный металл с синевато-серым оттенком. Он может присутствовать в углеводородном сырье (УВ) в концентрациях до нескольких граммов на тонну. Массовое присутствие свинца в моторных топливах было обусловлено использованием тетраэтилсвинца (Pb(C₂H₅)₄) как антидетонационной добавки для предотвращения стука двигателя. Этилированные бензины с этой присадкой были широко распространены и потреблялись до конца 1970-х годов.

Однако впоследствии многие страны ограничили использование тетраэтилсвинца из-за его опасного воздействия на окружающую среду и здоровье человека. При сгорании топлива свинец выбрасывался в атмосферу и оседал в почвах, проникая в организмы через воздух и пищу. Это привело к образованию зон с высоким содержанием свинца и других вредных элементов в почвах у дорог и в городах.

Свинец накапливается в почве и очень медленно вымывается, его негативное воздействие сохраняется на протяжении многих тысяч лет. Этот металл и его соединения считаются чрезвычайно опасными из-за своей сильной токсичности, которая проявляется в различных аспектах, включая канцерогенность, мутагенность, тератогенность и гонадотоксичность. Кроме того, свинец может нанести вред как центральной, так и периферической нервной системе.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух: ПДК_{рз}-0,005 мг/м³, ПДК_{сс}-0,003 мг/м³; вода: ПДК_в-0,03 мг/л; ПДК_{вр}-0,1 (0,0,1 для морской воды) мг/л, для тетраэтилсвинца ПДК_в – полное отсутствие; почва: ПДК_п – 20,0 мг/кг.

3.1.3.6 Кадмий

Кадмий (Cd) – это металл с синевато-белым оттенком, способный образовывать разнообразные комплексы, такие как цианидные (например, $\text{Cd}(\text{CN})_4^{2-}$) и комплексы с органическими соединениями. В сырой нефти содержится кадмий, иногда в количестве 2,5-3,0 г/т и даже выше.

Основной источник техногенного распространения кадмия – выбросы при сжигании топлива, особенно в виде мельчайших субмикронных частиц размером 0,5-1 мкм. Эти выбросы превышают объем добычи кадмия в 3-8 раз. Кадмий имеет высокую аффинность к почвам и медленно удаляется из них, что делает естественное восстановление почв, не подвергшихся воздействию кислотных дождей, практически невозможным.

Концентрации кадмия в атмосфере варьируют от 5×10^{-3} мг/м³ над океанами до $300-600 \times 10^{-3}$ мг/м³ в промышленных городах и районах с высокой промышленной активностью.

Кадмий и его соединения с углеводородами, такие как $\text{Cd}(\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COO})_2$ и другие, входят в первый класс опасности из-за высокой токсичности. Он остается в организме и может накапливаться, вызывая повреждения печени, деформацию костей и поражение почек. Кадмий также оказывает воздействие на психику, и была установлена связь между его содержанием в окружающей среде и увеличением агрессивности среди подростков.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух: ПДК_{рз} – 0,01 мг/м³, ПДК_{сс} – 0,0003 мг/м³; вода: ПДК_в – 0,01 мг/л; ПДК_{вр} – 0,005 (0,01 для морской воды) мг/л; почва: ПДК_п – 3,0 мг/кг (стандарт ФРГ, в РФ не установлен) .

3.1.3.7 Хром (Cr)

Хром (Cr) – это металл, обладающий пластичными свойствами и имеющий голубовато-серебристую окраску. В некоторых случаях его содержание в нефти может достигать значительных значений, достигая 160-180 г/т и иногда даже превышая эти значения. Хром характеризуется химической устойчивостью, однако при высоких температурах, таких как те, которые возникают при использовании термических методов добычи нефти, его переработке и сжигании тяжелых остатков или мазутов, хром может образовывать соединения с парами воды, углеродом, серой и азотом в виде аэрозолей.

Хром и соединения отнесены ко второму классу опасности, но, преобразуясь во влажной среде в $\text{CrO}_3(\text{OH})$, соединение становится высокотоксичным. Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: Воздух: ПДК_{рз} (по CrCl_3) – 0,01 мг/м³, ПДК_{сс} (по оксиду Cr^{+4}) – 0,0015 мг/м³. Вода: ПДК_в – 0,05 мг/л; ПДК_{вр} (по Cr^{6+} и Cr^{3+}) – 0,001 и 0,005 мг/л. Почва: ПДК_п (по Cr^{6+}) – 0,05 мг/кг.

3.1.3.8 Цинк (Zn)

Цинк (Zn) – это металл с серебристо-белым оттенком, который также встречается в нефти. Содержание цинка в основных сортах сырой нефти, используемых в Западной Европе, варьирует от 116 до 500 г/т, а в Российском экспортном сорте "Юралс" составляет 380 г/т.

Цинк может перемещаться как в поверхностных, так и в подземных водах. Главным естественным осадителем цинка является сероводород. Он формирует стойкие соединения с углеводородами, такие как цинеб. Цинк является биоактивным элементом, и некоторые растения способны аккумулировать его. Он активно накапливается в почвах и довольно плохо удаляется из них.

Аэрозоли цинка, присутствующие в воздухе, чаще всего состоят из субмикронных частиц диаметром от 0,5 до 1 микрона, что увеличивает их вредное воздействие. Цинк и его соединения отнесены ко второму классу опасности и могут оказывать негативное воздействие на систему кроветворения, печень и почки.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух: ПДК_{рз} - 0,5 мг/м³, ПДК_{сс} (по оксиду) – 0,05 мг/м³; вода: ПДК_в (по Zn) – 0,1-0,03 мг/л; ПДК_{вр} (для морской воды) – 0,01 и 0,05 мг/л; почва: ПДК_п (по подвижным формам) – 23,0 мг/кг.

3.1.3.9 Молибден (Mo)

Молибден (Mo) – это светло-серый металл, который в нефти и ее соединениях остается устойчивым и малоподвижным. Однако при высокотемпературной возгонке (400-600°C) молибден может переходить в легко испаряемые формы, связанные с серой, металлами, углеродом или образовывать оксиды, такие как MoO₃ и MoO₂.

Содержание молибдена в нефти обычно не превышает 2-10 г/т, хотя в асфальтитах его содержание может возрастать до 50 г/т. Фоновые концентрации молибдена в природных водах составляют около 0,012 мг/л.

Молибден и его соединения отнесены к третьему классу опасности, а растворимые соединения молибдена – ко второму. Упоминание молибдена в данном контексте обусловлено тем, что в сочетании с серой и другими металлами-примесями в нефти и ее продуктах их совокупная токсичность усиливается. Молибден может оказывать общетоксическое, канцерогенное и мутагенное действие.

Установленные санитарно-гигиенические нормы для Mo в РФ: воздух: ПДК_{рз} – 4 мг/м³, ПДК_{хр} – 1,2-1,6 мг/м³; вода: ПДК_в – 0,25 мг/л, ПДК_{вр} установлены по Mo⁶⁺ – 0,0004 мг/л; почва: ПДК_в – 10,0 мг/кг (стандарт ФРГ, в РФ не установлен).

3.1.3.10 Кобальт (Co)

Кобальт (Co) – это металл, имеющий серебристо-белый цвет с легким красноватым оттенком. Его наличие в природных углеводородных веществах обычно ограничивается незначительными количествами, не превышающими нескольких граммов на тонну. Однако кобальт обладает способностью к концентрации в тяжелых остатках нефти и мазутах.

Воздушные аэрозоли, содержащие кобальт, состоят из крупнодисперсных частиц с диаметром более 1 микрона. Эти частицы образуются при сжигании дизельного и котельного топлива, а также нефтяных остатков. Количество выбросов кобальта в атмосферу в результате сжигания топлива превышает мировую добычу этого металла в 3-8 раз.

Кобальт является биологически активным элементом и, например, входит в состав фермента кобаламина. При воздействии больших доз кобальта на организм могут возникать нарушения обмена веществ. В прошлом были случаи отравления кобальтом, включая трагический случай, когда 20 из 48 человек умерли после употребления пива, в которое был добавлен кобальт в концентрации 1 часть на миллион для "стабилизации пены".

Кобальт считается высокотоксичным и может оказывать разнообразное токсическое действие, включая общетоксический, раздражающий, аллергенный, канцерогенный и мутагенный эффекты. Когда кобальт сочетается с другими элементами, такими как мышьяк (As) и сера (S), его токсическое действие может усиливаться. По этой причине кобальт и его соединения отнесены ко второму классу опасности, а некоторые соединения кобальта к первому классу опасности.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух: ПДК_{рз} (по Co(Cu₄)₂) – 0,01 мг/м³; ПДК_{сс} – 0,001 мг/м³; вода: ПДК_в – 0,01 мг/л; ПДК_{вр} – 0,01 (0,005 для морской воды) мг/л; почва: ПДК_п – не установлен.

3.1.3.11 Медь (Cu)

Медь (Cu) – мягкий и ковкий металл, который обычно имеет красный цвет. Медь является распространенным компонентом в сырой нефти. Содержание меди в различных сортах сырой нефти может сильно варьироваться. Например, в сортах сырой нефти, потребляемых в Западной Европе, содержание меди варьирует от 21 до 195 г/т. В Российском экспортном сорте "Юралс" содержится около 51 г/т меди.

Содержание меди в нефти может зависеть от месторождения и методов добычи. Например, нефть из продуктивного поля Ярегского нефтяного месторождения может содержать от 10 до 29 г/т меди, в то время как нефть с соседней Лыяельской площади этого же месторождения, содержащая более легкие компоненты, может иметь содержание меди от 28 до

86 г/т .

Медь является биоактивным элементом и хорошо взаимодействует с почвой и биотой. Естественный процесс вывода меди из организма происходит медленно. Воздушные аэрозоли, содержащие медь, состоят преимущественно из субмикронных частиц диаметром 0,5-1 микрон, что может позволить им распространяться на значительные расстояния в атмосфере.

Медь и некоторые её соединения относятся к разным классам опасности, таким как первый (например, медь и некоторые медные соединения), третий (Cu^{2+}) и четвертый (например, в случае медно-никелевых руд) классы опасности. Медь может оказывать токсическое воздействие на организм, включая общетоксическое, раздражающее и мутагенное действие. Известны случаи отравления медью, такие как "медная лихорадка", которая сопровождается расстройствами нервной системы, повышением температуры тела и нарушениями функции печени и почек.

Установленные санитарно-гигиенические нормы в РФ: воздух: ПДК_{мр} (по сульфату меди) – 0,003 мг/м³, ПДК_{сс} (по оксиду меди) 0,002 мг/м³; вода: ПДК_в – 0,1-0,5 мг/л, ПДК_{вр} (для морской воды) – 0,005 мг/л; почва: ПДК_п (для подвижных форм) – 3,0 мг/кг.

В Приложении 5 приведены сводные данные ПТЭ углеводородного сырья, их классах токсикологической опасности и проявления токсических свойств.

3.2 Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья Юго-Восточной Азии и Вьетнама

3.2.1 Результаты исследования автора сырой нефти Вьетнама

В Таблице 8 приведены данные по составу сырой нефти на месторождениях Вьетнама. Сопоставление данных по содержанию потенциально опасных веществ, содержащихся в углеводородном, позволяет рассматривать ПТЭ, углеводородного сырья, как фактор риска для окружающей среды и здоровья населения Вьетнама и сопредельных территорий Юго-Восточной Азии.

Таблица 8 – Состав сырой нефти блока месторождений Дай Хунг и Белый Тигр (по материалам автора)

Измеряемые показатели, единицы измерения	Значение в сырой нефти	
	Дай Хунг (Нам Кон Сон)	Белый тигр (Кыулонг)
Плотность, API	39,48	35,03
Содержание золы, % масс.	0,010	0,015
Содержание асфальтенов, % масс.	0,05	0,65
Содержание углеродного остатка, % масс.	1,48	3,36
Температура вспышки, °C	-20	-17

Окончание Таблицы 8

Измеряемые показатели, единицы измерения	Значение в сырой нефти	
	Дай Хунг (Нам Кон Сон)	Белый тигр (Кыулонг)
Плотность, API	39,48	35,03
Содержание золы, % масс.	0,010	0,015
Содержание асфальтенов, % масс.	0,05	0,65
Содержание углеродного остатка, % масс.	1,48	3,36
Температура вспышки, °C	-20	-17
Кинематическая вязкость при 500°C	5,437	8,840
Кинематическая вязкость при 700°C	3,601	5,441
Содержание ртути ppbV	51,76	28,28
Содержание никеля, ppmW	8,97	5,14
Содержание ванадия, ppmW	0,51	0,22
Общее содержание азота, % масс.	0,061	0,089
Температура плавления, °C	33	33
Давление насыщенного пара, Па	1,31	0,95
Содержание соли NaCl, мг/л	41,29	28,71
Общее содержание серы, % масс.	0,042	0,077
Кислотное значение, мгKOH/г	0,116	0,182
Содержание воды, %	0,20	0,10
Содержание механических примесей, % масс.	0,012	0,013
Содержание твердого парафина, % масс.	24,3	25,7
Содержание пластика, % масс.	5,99	8,5
К-фактор сырой нефти	12,55	12,40
Молекулярная масса	235,62	260,98
Высокая температура горения, МДж/кг	45,03	10,894
Содержание углерода, % масс	85,5	85,5
Содержание водорода, % масс	13,7	13,6
Содержание кислорода, % масс	<0,1	<0,1
Содержание кальция, ppmW	11,47	13,33
Содержание железа, ppmW	7,31	5,97

Методы измерения: ASTM D 3228-01, ASTM D 3230-19, ASTM D 323-99a, ASTM D 4006-16e1, ASTM D 4294-10, ASTM D 445-19a, ASTM D 4530-15, ASTM D 473-07, ASTM D 4809-18, ASTM D 482-19, ASTM D 5291-02, ASTM D 56-16a, ASTM D 5708-15, ASTM D 664-07, ASTM D 97-17b, ASTM D5002-11, IP 143-01/ASTM D 6560-17, UOP 375-07, UOP 938-10, UOP A 46-85.

Результаты анализов нефти ртути и никеля на месторождении Дай Хунг и Белый Тигр подтверждают возможность использования предложенной классификации по ранжированию нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки (раздел 2.5), так концентрация никеля и ванадия на месторождении Дай Хунг (нефтегазовый

бассейн Группы А⁵) практически в 2 раза выше, чем концентрация на месторождении Белый Тигр (нефтегазовый бассейн группы С⁶).

Также проанализирована информация по содержанию ПТЭ в продуктах переработки нефти (Таблица 9, 10). Отмечается, что легкие масла, что важно, лишены ванадиловых комплексов [58].

Таблица 9 – Концентрирование металлов в продуктах, получаемых из тяжелой сернистой нефти [59]

Месторождение, характеристика сырья и продуктов перегонки	Плотность, т/м ³	Содержание		
		S, % вес.	V ₂ O ₅ , г/т	Ni, г/т
Каражанбас (Мангышлак):				
сырая нефть	0,939	1,5	295	-
гудрон	0,999	2,9	554	-
кокс	-	4,2	2358	-
Арланское (Урало-Поволжье):				
сырая нефть	0,891	3,04	268	-
гудрон	-	4,40	429	-
кокс	-	5,0	2429	-
Усинское (ТПП), Р₁+С₂:				
сырая нефть	0,942	2,5	132	42
мазут (св.450°C)	-	-	299	89
кокс	-	-	1687	538
Ярегское (ТПП):				
сырая нефть	0,948	1,09	80	-
мазут (св.450°C)	1,022	1,36	164	-
кокс		2,6	236	-

Таблица 10 – Распределение концентраций ванадия и никеля в отдельных фракциях гудрона [59]

Продукт	Выход, % (вес.)	Содержание, г/т	
		Ванадий	Никель
Исходный гудрон	н. д.	240	90
Карбоиды	0,1	52	7,5
Асфальтены	5,0	110	30
Смолы	18,8	300	350
Масла	76,1	следы	следы

Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья позволяет осуществлять постоянный контроль за составом добываемого сырья, на всех жизненного цикла (добыча-переработка).

Зная концентрации ПТЭ (например, солей тяжелых металлов), в первичном

⁵ С высоким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы

⁶ с низким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы

углеводородном сырье, можно:

- посчитать объёмы годовых выбросов, поступающих в атмосферу при добыче углеводородного сырья;
- смоделировать изменение концентрации в водах, почвах и растительности в зонах воздействия объектов добычи и ближайших населенных пунктах;
- спрогнозировать концентрации в продуктах переработки углеводородного сырья.

Юго-Восточной Азии не осуществляется комплексный подход к анализу микрокомпонентного состава нефти. Отдельные исследования (анализы) нефти разрознены и малочисленны.

Приведенные в разделе 3 «Геологическая характеристика недр Вьетнама данные, а также использование ряда работ, определивших основные геолого-геохимические критерии накопления ПТЭ в нефти и газе позволяют выполнить геотоксикологическую оценку углеводородного сырья Юго-Восточной Азии.

3.2.2 Оценка геотоксикологичности углеводородного сырья Юго-Восточной Азии

3.2.2.1 Индонезия

В Индонезии добывают легкую нефть с плотностью 0,82 – 0,86 г/см³. Эта нефть извлекается из песчаников плиоцена и миоцена, преимущественно из бассейнов, таких как Центрально-Суматрийский, Северо-Яванский, Калимантанский и несколько менее крупных бассейнов.

Глубины, на которых находятся продуктивные отложения, обычно небольшие и составляют 1-2 километра. В некоторых случаях, на меньших глубинах, также находят тяжелые нефти с плотностью 0,92 – 0,96 г/см³.

Единичные данные о содержании ПТЭ указывают (месторождения Бекасап, Минас и Пематанг):

- на небольшое (7-11 г/т) содержание ванадия в нефти Центрально-Суматрийского НГБ
- в лёгкий и средних по плотности нефтях – содержание серы 0,10 % до 0,18 %.
- Эти данные относятся к месторождениям Бекасап, Минас и Пематанг. В случае тяжелой нефти с плотностью 0,936 г/см³, которая добывается из месторождения Дури, содержание ванадия уже составляет 33 г/т, но даже в этом случае остается низким для такой тяжелой нефти [95].

Интересно, что даже в случае легкой нефти неогена, которая считается более чистой, присутствие некоторых тяжелых металлов, хоть и в умеренных количествах, может иметь объяснение. Это объяснение связано с тем, что рудные месторождения меди (Cu), цинка (Zn),

свинца (Pb), олова (Sn) и других металлов находятся соседними с этими нефтяными месторождениями в Суматрийском бассейне.

Сведений о содержании потенциально токсичных элементов (ПТЭ) в нефти Северо-Яванского и Калимантанского бассейнов нет. Однако стоит отметить, что металлогеническая обстановка в Северо-Яванском бассейне относительно насыщена элементами, такими как цинк (Zn), марганец (Mn), золото (Au) и серебро (Ag). В то время как в Калимантанском бассейне рудных месторождений не выявлено, и обстановка с металлами в этом бассейне считается спокойной.

Интересной особенностью является широкий интервал изменений плотности нефти на разных глубинах в этих бассейнах. Например, на глубине всего 225 метров в месторождении Баликпапан обнаружена нефть с плотностью $0,863 \text{ г/см}^3$, в то время как в месторождении Дури, на глубине 1533 метра, обнаружена нефть с плотностью $0,936 \text{ г/см}^3$. Это указывает на значительные вариации свойств нефти на разных уровнях глубины [96].

Хотя нет прямых оснований для прогнозирования высоких содержаний ПТЭ в виде металлокомплексов в нефти Индонезии, данная область является современной геосинклинальной зоной с молодыми продуктивными отложениями и, в основном, легкой нефтью. Однако, повышенное содержание летучих ПТЭ в ней, особенно вблизи разломных дислокаций и вулканогенных массивов, остается вполне реальной возможностью.

3.2.2.2 Малайзия

Нефть в Малайзии имеет сходно с нефтью Индонезии (схожие геолого-промысловые условия залегания и состав).

Месторождения располагаются в Сиамском и Саравакском бассейнах, преимущественно в акватории. Глубины залежей варьируются в диапазоне 100 – 3600 метров. Основные продуктивные горизонты составляют песчаники неогена, а состав нефти включает в себя в основном легкие малосернистые и сернистые нефти. В отличие от большинства месторождений, где характерна легкая нефть, только в одном месторождении, Сива, была обнаружена нефть плотностью $0,904 \text{ г/см}^3$. Примерно 40 % всей добытой нефти в 2000 году в Малайзии происходили из месторождения Памбо, находящегося на глубине 1340 метров и характеризующегося плотностью $0,83 \text{ г/см}^3$ [97].

Следует также отметить, что в нефти Сиамского бассейна, особенно вблизи континентальной части бассейна, где располагаются рудные месторождения таких металлов, как свинец (Pb), железо (Fe), олово (Sn), марганец (Mn), цинк (Zn) и другие, вероятны примеси легких летучих потенциально токсичных элементов (ПТЭ). Следовательно, в данной области существует риск обогащения нефти такими элементами.

В отличие от Сиамского бассейна, рядом с нефтяными месторождениями Саравакского бассейна, на острове Калимантан, рудных месторождений не выявлено, что уменьшает вероятность примесей ПТЭ в нефти в этом районе.

3.2.2.3 Вьетнам

Как уже было сказано (раздел 2.3) континентальный шельф Вьетнама включает пять крупных бассейнов:

- бассейн Сонг Хонг,
- бассейн Фукхань,
- бассейн Кыулунг,
- бассейн Нам Кон Сон и
- бассейн Малай-Тхо Чу.

Рассмотрим эти бассейны с точки зрения возможности обогащения их углеводородного сырья

Бассейн Сонг Хонг

На бассейне Сонг Хонг отмечены разнообразные рудопроявления. В этой области обнаружены железные и медные руды, которые простираются от протерозойской до кайнозойской складчатости. Кроме того, имеются залежи мезозойского каменного и бурого угля (Рисунок 24).

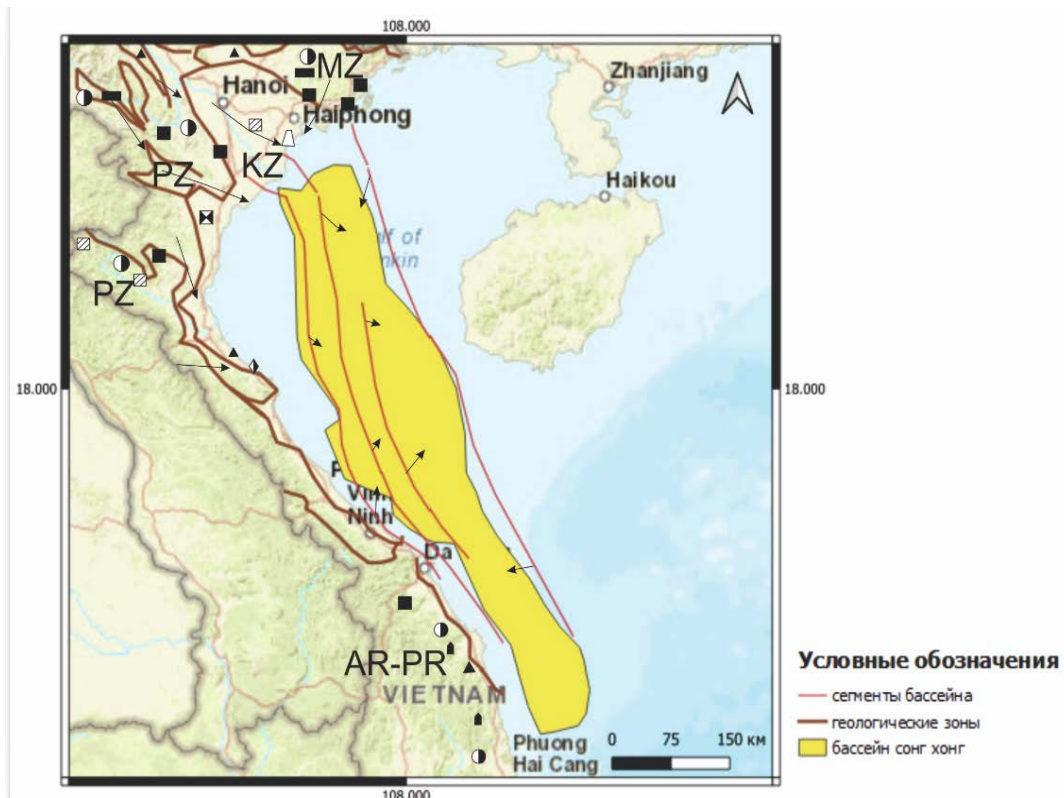


Рисунок 24 – Схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Сонг Хонг (Чинь К.В.)

Учитывая вышесказанное, а также геологическое строение Бассейна Сонг Хонг можно предположить:

- обогащение углеводородного сырья Fe, Cu
- минимальный риска выявления в углеводородном сырье бассейна летучих соединений элементов-примесей, например, As и Hg минимален.

Бассейн Фукхань

На Рисунке 25 представлена схема источников возможного поступления ПТЭ в бассейн Фукхань.

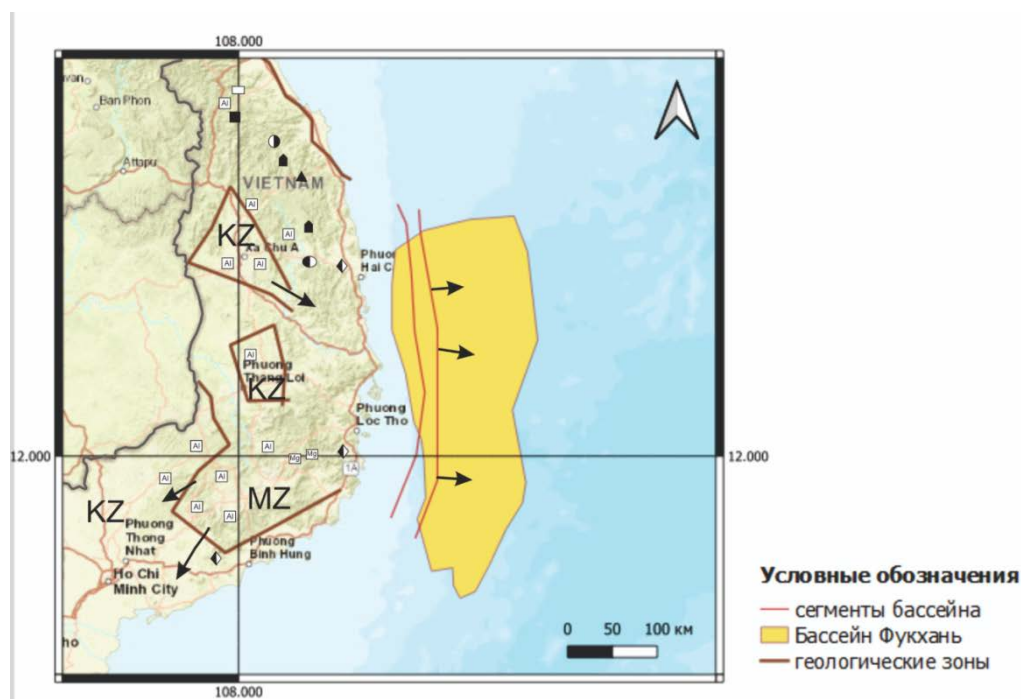


Рисунок 25 – Схема источников возможного поступления ПТЭ в бассейн Фукхань (Чинь К.В.)

В континентальной части, в областях сноса разрушенного материала в седиментационный бассейн Фукхань выявлены разнообразные рудопроявления. Обнаружены алюминиевые и марганцевые руды, которые переходят в месторождения титана, графита, золота и его спутников, в том числе ПТЭ. Бассейн Фукхань характеризуется опусканием с наклоном к востоку, и осадконакопление в нем имеет восточное направление.

Учитывая вышесказанное, а также геологическое строение бассейна Фукхань можно предположить обогащение углеводородного сырья перспективного к открытию месторождения Al, Mn, Ti.

Бассейн Кыулунг

В бассейне Кыулунг наблюдаются различные рудопроявления. Алюминиевые и марганцевые руды переходят в месторождение титана и золота. Этот бассейн также

характеризуется зонами поднятий, и наиболее активное поднятие происходит вдоль его осевой линии. Именно в этой области находятся крупные месторождения нефти и газа. На Рисунке 26 приведена схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Кыулонг.

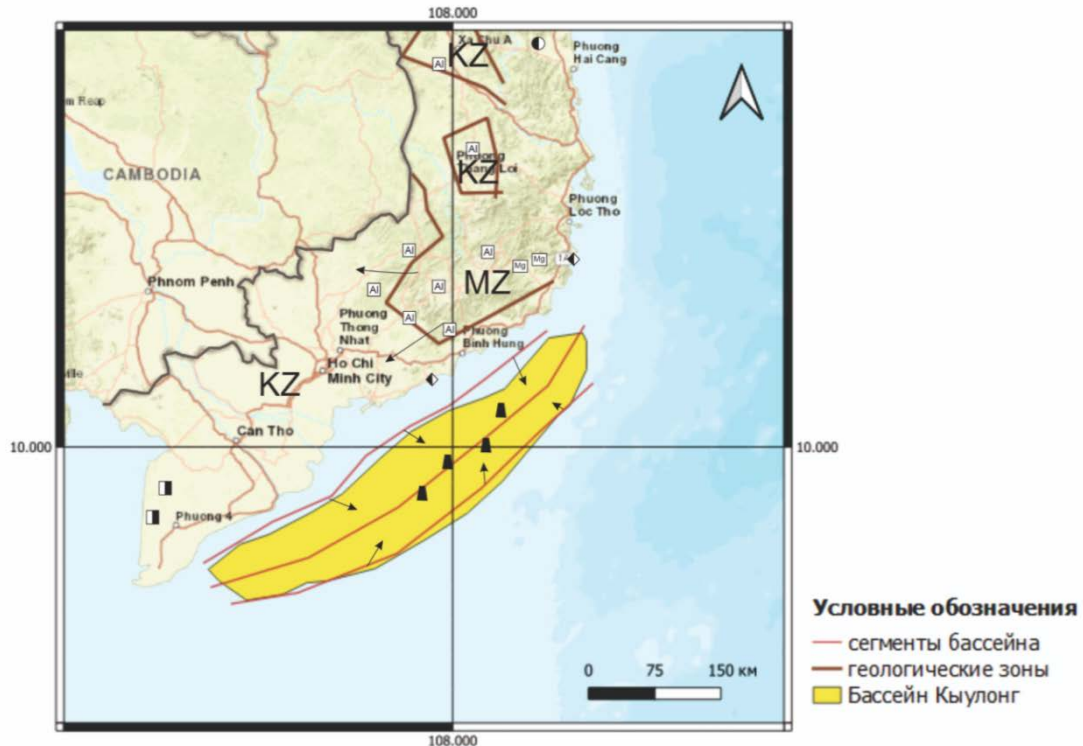


Рисунок 26 – Схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Кыулонг (Чинь К.В.)

Добыча УВ в бассейне насчитывает несколько десятилетий. Описанные выше залежи в дотретичных трещиноватых поднятиях фундамента, как и в кайнозойских структурных ловушках стремительно сокращается. Выявляемые однотипные залежи не имеют достаточных запасов для рентабельной добычи нефти и газа. Геологоразведочные работы в бассейне Кыулонг смещаются в сторону более сложных типов комплексов – стратиграфических ловушек и комбинированных ловушек, в том числе и на юго-восточном окраинном склоне. То есть, в ближайшее время в бассейне будет обнаружена продуктивная нефть, состав которой вполне может быть аккумулятором ПТЭ.

Учитывая вышесказанное, а также геологическое строение бассейна Кыулонг можно предположить обогащение углеводородного сырья перспективного к открытию месторождения Al, Mn, Ti.Au.

Бассейн Нам Кон Сон

На Рисунке 27 Нами приведена схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Нам Кон Сон. В зоне сноса в бассейн Нам Кон Сон можно выделить рудопроявления разного состава. Аллювиальные и марганцевые руды переходят в месторождение титана, золота и его спутников, включая олово, кадмий, мышьяк, кобальт и никель. Этот бассейн имеет две зоны

поднятий. Основное осадконакопление происходит в центральной части бассейна, где находится месторождение нефти. Кроме того, активное накопление осадков наблюдается и в восточной части бассейна.

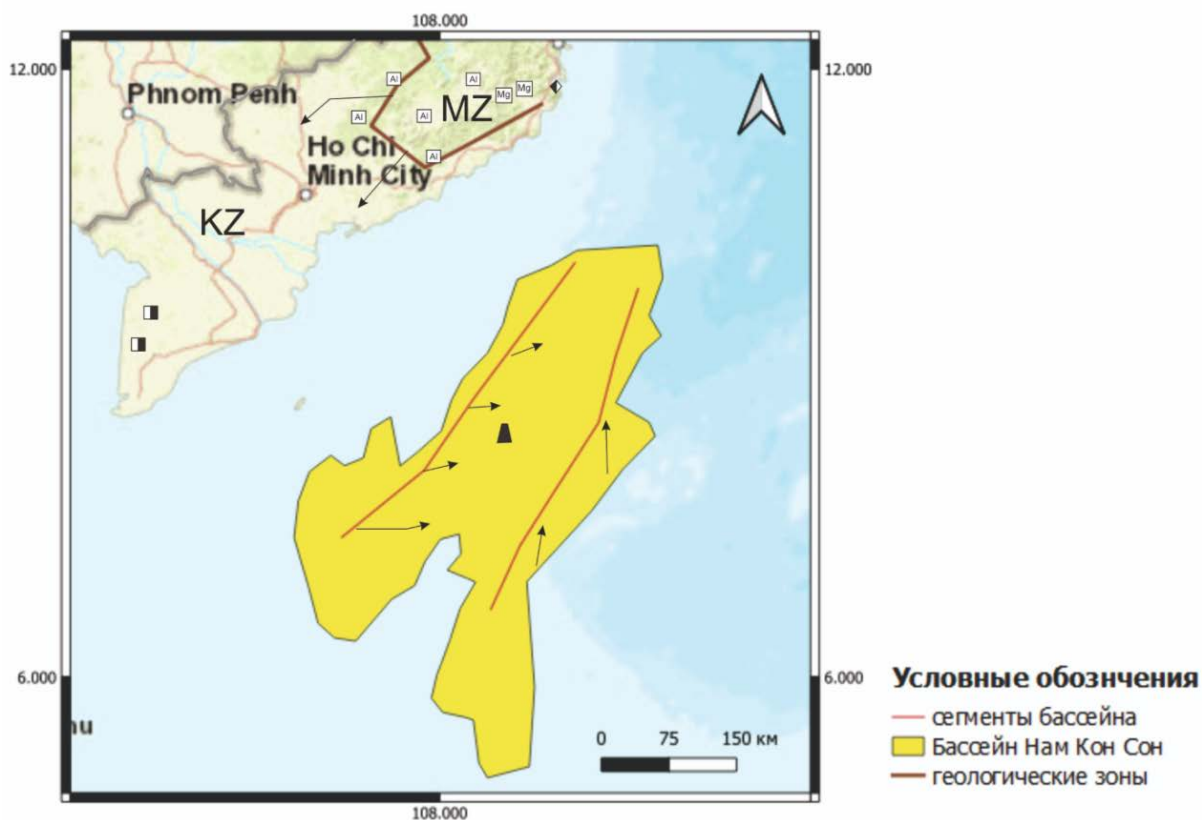


Рисунок 27 – Схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Нам Кон Сон Кыулонг (Чинь К.В.)

Учитывая вышесказанное, а также геологическое строение Бассейна Нам Кон Сон можно предположить обогащение углеводородного сырья перспективного к открытию месторождения Pb, Cd, As, Co и Ni.

Бассейн Малай-Тхо Чу

Структура бассейна представляет собой синклиналь, и основное осадконакопление происходит в его центральной части и на Рисунке 28 приведена схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Малай-Тхо Чу. В районе бассейна Малай-Тхо Чу идет обогащение УВ-сырья железом и марганцем.

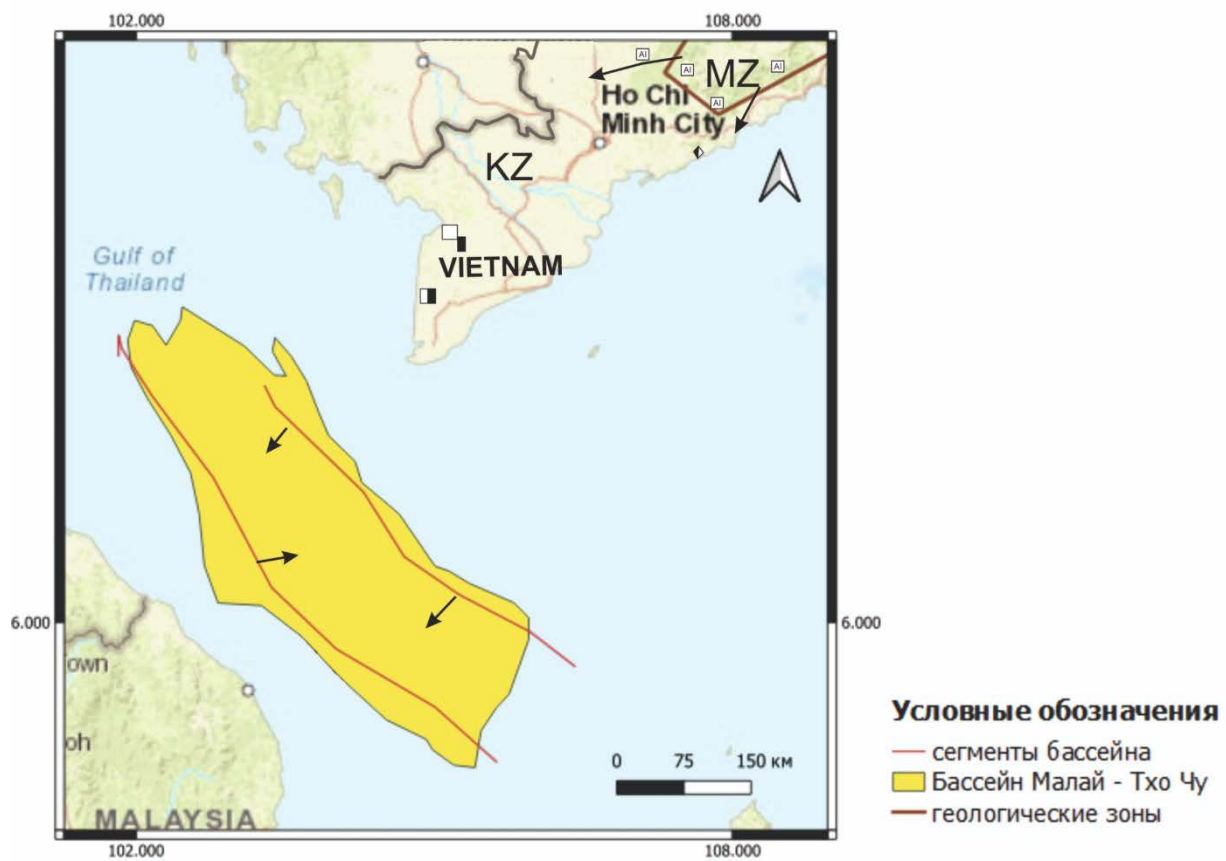


Рисунок 28 – Схема источников возможного поступления ПТЭ бассейна Малай-Тхо Чу (Чинь К.В.)

4 РИСКИ ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЬЕТНАМА

3 защищаемое положение

На основе оценки рисков техногенного загрязнения окружающей среды при добыче углеводородного сырья Вьетнама разработаны основные направления мероприятий для управления экологическими рисками.

Автором выделены следующие экологические риски, связанные с добычей углеводородного сырья Вьетнама:

1. риски загрязнения углеводородного сырья;
2. загрязнения окружающей среды буровым шламом и отработанными буровыми растворами;
3. аварийных ситуаций на буровой платформе (технологический риск);
4. аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при транспортировке
5. техногенные землетрясения и последствия, связанные с ними.

Рассмотрим подробнее указанные риски:

4.1 Риски загрязнения углеводородного сырья Вьетнама

Данные риск детально рассмотрены в главе 3. Резюмируя указанное выше, можно обобщенно сделать следующие выводы по возможности реализации данного риска и его последствий:

- для нефтегазовых бассейнов Вьетнама можно провести ранжирование и определить бассейны с высоким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ;
- наличие УВ-сырья загрязненного ПТЭ не является основанием для отказа освоения данного сырья, а является основанием для геотоксикологической оценки на всех этапах жизненного цикла и, при необходимости, дополнительных мерах организационного характера.

4.2 Риск загрязнения окружающей среды отходами бурения и отработанными буровыми растворами

В процессе бурения образуются два основных вида отходов – буровой шлам и отработанный буровой раствор.

В зависимости от глубины и диаметра ствола скважины объем отходов бурения, образующихся в каждой скважине, различен. Как правило, каждая скважина может генерировать

несколько тысяч баррелей отходов бурения [95].

Сброс отходов бурения, включая буровой шлам, на морское дно существенное воздействие на окружающую среду и ее обитателей. Так, сброс в море 1 м³ бурового шлама приводит к загрязнению 5 тыс. м³ морской воды [23].

Опасность буровых отходов зависит минералогического состава и свойств горных пород и используемого бурового отхода. Выделяют четыре типа буровых растворов:

- буровой раствор на водной основе (WBDF),
- буровой раствор на нефтяной основе (OBDF),
- буровой раствор на синтетической основе (SBDF)
- пневматический буровой раствор (воздух, туман, газообразная пена).

Токсичность бурового раствора может привести к высокой смертности морской популяции. Тематические исследования показывают влияние токсичности отходов бурения на морскую популяцию [73,107]. Степень эффекта зависит от типа бурового раствора, дозировки и продолжительности воздействия химических веществ [106]. OBDF считается наиболее токсичным буровым раствором и оказывает наиболее серьезное воздействие на окружающую среду по сравнению с другими буровыми растворами.

В лабораторных исследованиях определения токсичной концентрации буровых растворов WBDF был наименее токсичен в фазе взвешенных частиц, но в твердой фазе показывает самую высокую смертность (87 %), в сравнении с OBDF (дизельное топливо) – смертность 73 % и OBDF (минеральное масло) – 53 % летальность [106].

Также экологическую угрозу несут тяжелые металлы в буровых растворах, они могут накапливаться в водных организмах. Исследования показали, что на рост флоры и фауны.

Отходы бурения также могут причиняют вред здоровью работников. Наиболее распространенными последствиями воздействия бурового раствора на здоровье человека являются раздражение кожи и контактный дерматит [67]. Другие эффекты включают головную боль, тошноту, раздражение глаз и кашель.

Эффекты обусловлены свойствами самого бурового раствора и присадками. Рабочие могут подвергаться воздействию буровых растворов либо при вдыхании аэрозолей и паров (например, на буровой площадке вдоль линии подачи от раструбного патрубка к оборудованию), либо при контакте с кожей (при отборе проб). Воздействие зависит от продолжительности и частоты. Такие факторы, как температура бурового раствора, расход, глубина скважины, сечение скважины и кинематическая вязкость бурового раствора может влиять на уровень воздействия на рабочей площадке.

Понимание и осведомленность о последствиях неправильного обращения с отходами бурения меняют способ обращения с буровыми отходами помогают минимизировать вред

окружающей среде, наносимый отработанными буровыми растворами и буровым шламом.

Анализ международных правил обращения с буровыми растворами (Таблица 11).

Таблица 11 – Сопоставление международных правил обращения с буровыми растворами [66]

Состав бурового раствора	Правила и рекомендации по применению бурового раствора в Малайзии	Конвенция OSPAR ⁷ (Предотвращение разливов нефти, управление ими и реагирование на них)	Конвенция MEMAC ⁸ (Морской центр взаимопомощи в чрезвычайных ситуациях)	Барселонская конвенция
буровой раствор на водной основе (WBDF)	WBDF разрешен к использованию. Перед выбросом в море необходимо тщательно промыть.	WBDF разрешен к использованию. Допускается сброс WBDF	WBDF разрешен к использованию. Выброс Допускается использование WBDF без стойких токсинов	WBDF разрешен к использованию. Сброс должен производиться в определенном и одобренном месте.
буровой раствор на нефтяной основе (OBDF),	Низкая токсичность сводится к минимуму и такой раствор применяется только для решения конкретной проблемы (осложнения бурения). Утилизация в море не допускается.	Выброс не допускается.	OBDF не разрешен к использованию, при одобрении. Сброс в море запрещен.	OBDF разрешен к использованию при наличии свидетельства низкой токсичности, подтвержденной результатами анализов.
буровой раствор на синтетической основе (SBDF)	Разрешен к использованию малотоксичный SBDF. Сброс в море запрещен.	Сброс SBDF не допускается. Сброс шлама SBF разрешен на основании НДТ.	Сброс SBDF не допускается. Сброс шлама SBF должен осуществляться с разрешения компетентных органов.	Не указан.

Согласно проведенному анализу, буровой раствор на нефтяной основе не самый предпочтительный, и его прямой сброс не допускается из-за его токсичности и воздействия на морскую среду. Сброс бурового шлама с OBDF разрешен только в некоторых местах, например в Норвегии, но перед сбросом требуется тщательная обработка, удаление масла ниже 1 %. Существующие технологии очень ограничены для достижения этого требования.

Требования к сбросу бурового раствора на водной основе как правило, менее строгие. Большинство нормативных актов допускают прямой сброс WBDF и бурового шлама при наличии

⁷ Oil Spill Prevention, Administration and Response

⁸ Marine Emergency Mutual Aid Centre

лицензий и одобрения компетентных органов. Это превращает WBDF в идеальный выбор бурового раствора для менее сложного бурения, учитывая, что утилизация бурового раствора обходится дешевле.

Кроме международных и государственных требований крупные нефтегазовые компании, такие как Shell, ExxonMobil и PETRONAS, устанавливают свои собственные стандарты обращения с отходами бурения.

Применительно к разработки шельфовых месторождений способы обращения с буровыми отходами можно разделить на 3 вида:

1. **Закачка отходов бурения в подземные пласты.** Этот способ обращения с отходами бурения считается экологически безопасным методом при качественной изоляции жидких буровых отходов в природных резервуарах под землей. Впервые «реинжекшн» был испытан в 1990 году компанией «Бритиш Петролеум» на морских нефтедобывающих платформах Аляски. Технология обратной закачки буровых отходов в скважину широко применяется нефтяными компаниями на Аляске, в Северном море, Мексиканском заливе и других регионах .

Обратная закачка буровых отходов возможна:

- в эксплуатационную скважину после завершения эксплуатации;
- в специально пробуренную скважину;
- в затрубное пространство после завершения буровых работ;

Данная технология применима при наличии принимающего пласта, а также водоупорных пластов над и под ним, чтобы предотвратить загрязнение грунтовых вод. Для проведения опытно-промышленных исследований пластов-коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных параметров с целью уточнения режимов системы нагнетания и оценки возможности последующего захоронения в них отходов бурения используется так называемая «пульпа» — специальный агент, соответствующий специально подобранному набору критериев. После этого приступают непосредственно к закачке отходов.

2. **Сбор отходов бурения и вывоз их на берег для дальнейшей переработки** (технология нулевого сброса).

3. **Сброс отходов бурения в море при условии соблюдения требований по виду бурового раствора.**

В настоящее время в морской акватории Вьетнама насчитывается около 340 буровых скважин [11], предназначенных для разведки и добычи нефти.

Основным критерием выбора типа буровых растворов для бурения морской скважины является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин, в том числе сложных конструкций. Пример некоторых параметров бурового раствора

для бурения скважины 1608БК-16 на месторождении «Белый Тигр» (Таблица 12).

Таблица 12 – Типы и параметры буровых растворов для бурения скважины 1608БК-16 на месторождении «Белый Тигр» [21].

Интервал	Тип бурового раствора	Параметры бурового раствора				
		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30мин	Плас. вязкость мПа.	рН
Кондуктор	Морская вода	-	-	-	-	-
Промежуточная колонна	Полимер глинистый	1,12	50-60	6-8	8-15	9
Эксплуатационная колонна	Лигносульфатный	1,14	50-60	5-6	8-20	9
	Ингибирующий алюмокалиевый	1,22	50-60	3-4,5	15-20	9

Исследования о влиянии токсичности отходов бурового шлама во Вьетнаме не проводились.

По полученной информации обратная закачка отходов во Вьетнаме пока не осуществляется, отходы бурения преимущественно вывозятся на берег.

Относительно вопроса обращения с отходами бурения непосредственно на берегу в СМИ⁹ имеется информация, что азербайджанская компания ЗАО «Экол Инженерные услуги» реализует проект по очистке бурового шлама.

Риск загрязнения окружающей среды отходами бурения важный риск:

- данный отход образуется ежедневно при строительстве скважины;
- образующиеся отходы помимо бурового шлама могут содержать буровой раствор (на нефтяной основе/синтетической/водной основе), тяжелые металлы и другие вещества, обладающие потенциально токсическим действием.

4.3 Риски аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при транспортировке

Как уже говорилось, основная часть запасов углеводородов в Социалистической Республике Вьетнам сосредоточена на шельфе. Помимо, аварий при добыче нефти на шельфе, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов возможны при авариях при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

Одной из существенных особенностей процесса транспортировки нефти с морских месторождений Вьетнама является возможность ее доставки как с помощью флота нефтеналивных судов, так и с помощью сети подводных нефтепроводов.

⁹ <https://interfax.az/view/430758>

До момента ввода в эксплуатацию нефтеперерабатывающих комплексов¹⁰ в провинции Тханьхоа (мощность 200 тыс. баррелей нефти/ день)¹¹ вся добытая нефть экспортировалась. Все танкеры с сырой нефтью шли за границу, поэтому доставка нефти с морских месторождений Вьетнама осуществляется с применением танкерной схемы.

Применение танкерной схемы транспортирования нефти – увеличение риска аварийных разливов нефти.

Кроме того, Вьетнам расположен на важнейшем морском транспортном пути (Рисунок 29) из стран крупнейших торговых партнеров мира в другие части земного шара. Поскольку экономика Вьетнама значительно растет, растущий спрос на нефть приводит к разливам нефти в море вокруг Вьетнама.

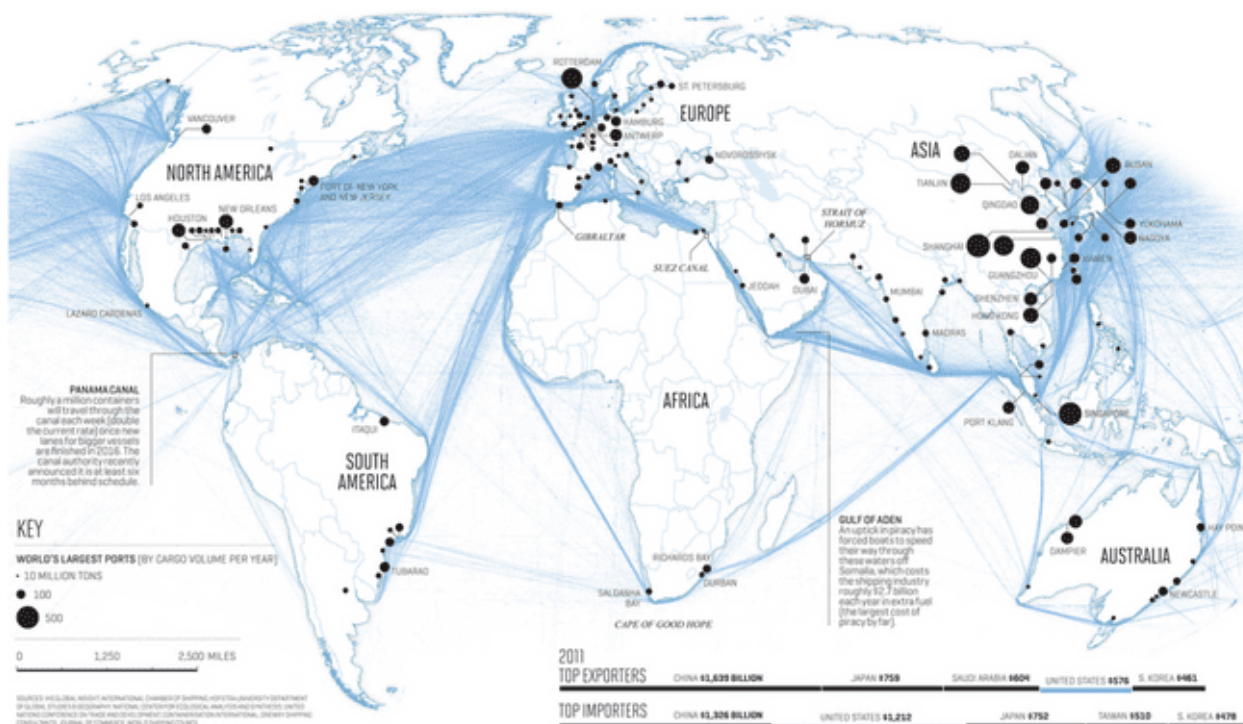


Рисунок 29 – Судоходные пути мира¹²

Восточно-Вьетнамское море, также известное как Южно-Китайское море, играет важную роль в глобальной торговле и является потенциальным источником углеводородов, особенно природного газа. Это море является основным маршрутом для перевозки более половины мировых нефтяных танкеров и обслуживает большую часть мирового торгового флота каждый год.

Важно подчеркнуть, что:

- ¹⁰ Сейчас во Вьетнаме 3 нефтеперерабатывающих завода:
- Зунгкуат (в центральной части Вьетнама) – ввод в эксплуатацию -2009 г.; производственная мощность 6,5 млн. т сырой нефти в год. Нгишон (на севере) – производственная мощность 7 млн. т сырой нефти в год).
 - Фуиен (на юге) – (производственная мощность 3 млн. т в год).
- ¹¹ <https://finance.rambler.ru/markets/41426104-krupnye-npz-postroili-vo-vetname-i-kitae/>
- ¹² https://otvet.imgsmail.ru/download/269727234_fb9c2f3c56123ba1b4c6b14417cdd3.png

– более 1/2 годового объема мировой торговли сжиженным природным газом;

– 1/3 мировой добычи сырой нефти проходят через Южно-Китайское море,

что делает его одним из ключевых торговых маршрутов в мире [76].

На схеме ниже представлена основная динамика торговых потоков сырой нефти в Южно-Китайском море (Рисунок 30).

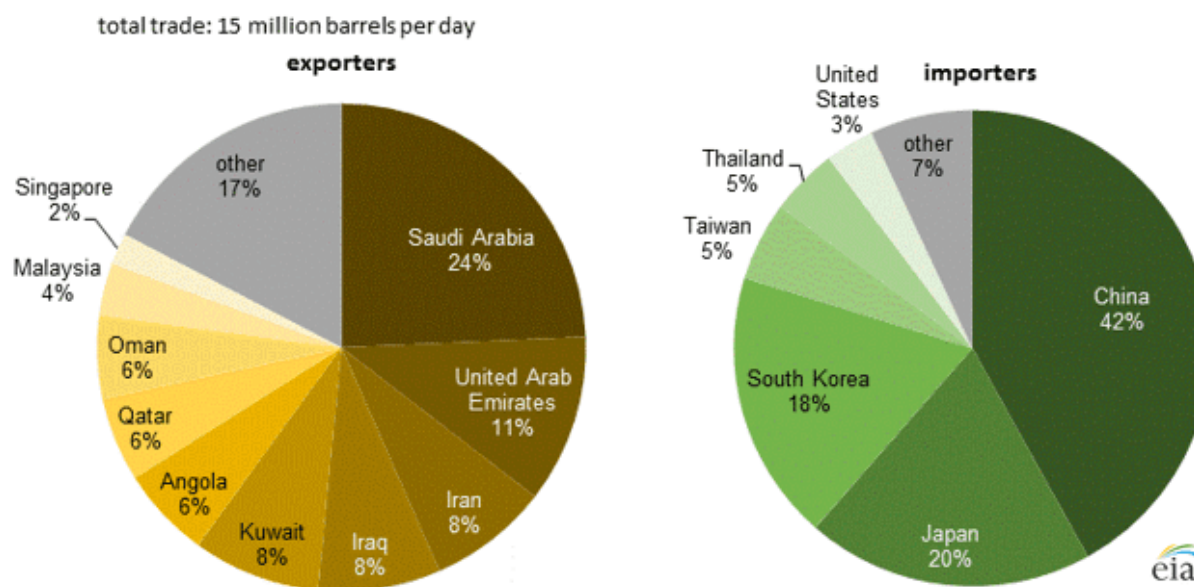


Рисунок 30 – Основные торговые потоки сырой нефти в Южно-Китайском море, 2022 г. [23]

Кроме танкерной перевозки имеется морской трубопровод "Нам Кон Сон", для транспортировки газа и газового конденсата, извлекаемых со шельфовых блоков в бассейне Нам Кон Сон, к береговому комплексу по подготовке газа и конденсата и дальнейшему транспорту продукции на комплекс газотурбинных электростанций для производства электроэнергии. Пропускная способность этой системы – 7,7 млрд м³ в год. В 2020 году было перекачано около 5,6 млрд. м³.

По информации генерального секретаря Вьетнамской ассоциации охраны природы и окружающей среды с 1992 года по настоящее время во Вьетнаме произошло 190 разливов нефти. Из них произошло:

- 37 происшествий на море (шельфе), что составило 19 %,
- 88 происшествий на берегу, что составило 47 %, и
- 65 происшествий на берегу, что составило 34 %.

Автором проведен анализ информации о крупных разливах нефти, зафиксированных на шельфе Вьетнама (Таблица 13). Эти данные основаны на информации от Управления морей и островов Вьетнама, Национального агентства по охране окружающей среды, Министерства природных ресурсов и окружающей среды, а также отчетах по общей статистике,

предоставленных Генеральным статистическим управлением Вьетнама и Национальным комитетом поисково-спасательных работ [94, 115, 76, 74].

Таблица 13 – Крупные разливы нефти во Вьетнаме с 1992 по 2019 гг. [94]¹³

Название источника разлива	Год	Место	Размер разливов (тонн)
Unknown Sources spill	2007	Hai Phong to Tien Giang	3000
Neptune Aries	1994	Saigon river	1700
Army's Petrol	2009	Da Nang	1600
Tanker La Palmas	2006	Saigon river	1500
Oil Ocean Storage	2009	Da Nang	1000
Formosa One vs Petrolimex01	2001	Vungtau	615
Fortune Freighter VOSCO	2003	Saigon river	700
Memed Abashiza	1995	100116'13N, 109041'15E	500
Kasco Monrovia	2005	Hochiminh	500
New Oriental	2008	Phuyen	478
HQ904	2010	Truongsa	388
Bright Troyal	2013	Quangngai	387
Vinaship1 vs Thientan ALC1	2009	16.32.748N, 108.22.663E.	300
DucTri	2018	Binhthuan	250
My Dinh	2014	Haiphong	200
Jian Mao 9	2010	Quangngai	100
Trinity Vs Mimosa	2005	Vungtau	100
Hongan	2003	Cangio	100
Gemini (Singapore)	1996	Saigonport	70
Shun An Xing	2010	Haiphong	67
Truonghai star	2012	Vungtau	51
Hoang Son South	2012	Quangngai	50
H182	2008	Danang	50
VP10	2006	Vungtau	40
Nhatthuan	2009	Vungtau	35
SPM-Vietthanh	2008	Quangngai	30
Songthuong Vosco	2004	Thuathienhue	30
Minhtam 08	2019	Binh Dinh	20

Причины разливов при танкерных нефти и нефтепродуктов это:

✓ Столкновения/ мель:

– в 1994 году на реке Сайгон сингапурский танкер Neptune Aries столкнулся с причалом, что привело к разливу около 1500 тонн дизельного топлива и более 150 тонн масел,

– в 2001 году танкер Formosa One столкнулся с танкером Petrolimex 1 в заливе Ганхрай, в результате чего разлилось 615 тонн газойля.

– в 2006 году танкер "Ла Пальмас" столкнулся с причалом в Сайгоне, и в окружающую среду вылилось более 1500 тонн нефти);

✓ взрыв и дальнейшее затопление (затопление нефтяного танкера Nhat Thuan на южном побережье Вьетнама 17.06.2009, танкер перевозил около 1 800 тонн сырой нефти и 100 тонн дизельного топлива).

Также стоит упомянуть о серии разливов нефти, которые произошли в 2007 году из неизвестных источников и затронули береговую линию многих прибрежных провинций. Эти инциденты можно разделить на четыре периода:

- 28 января – 7 февраля 2007 года – характеризовался дрейфом нефтяных пятен и выбросом их на берега в 6 центральных провинциях.
- 1 – 31 марта 2007 года – разлив затронул 12 центральных и южных провинций.
- 11 – 19 апреля 2007 года – разлив повлиял на 4 провинции, включая Хайфон, Фуйен, Кханьхоа и Ниньтхуан.
- 4 мая 2007 года нефть появилась в провинции Камау, а 20 мая 2007 года нанесла ущерб Тьензянгу [98].

Статистическая информация по разливам нефти и нефтепродуктов на шельфе Вьетнама за 29 лет (1992 по 2021 год) указывает на тенденцию к росту, в отличие от тенденции к снижению в мире (Рисунки 31, 32, 33) [90, 9].

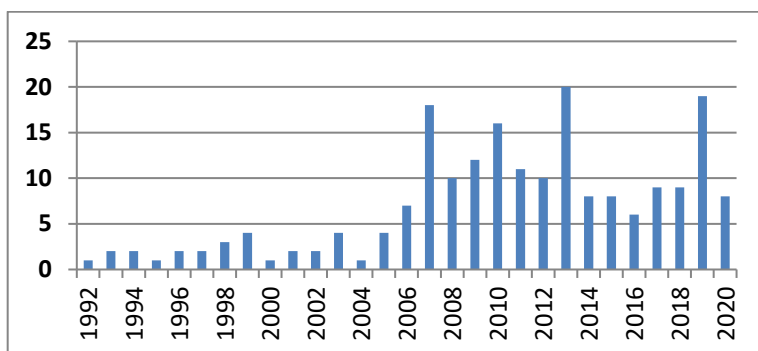


Рисунок 31 – Количество разливов нефти во Вьетнаме с 1992 по 2020 гг. [Чинь К.В. по данным 90, 94]

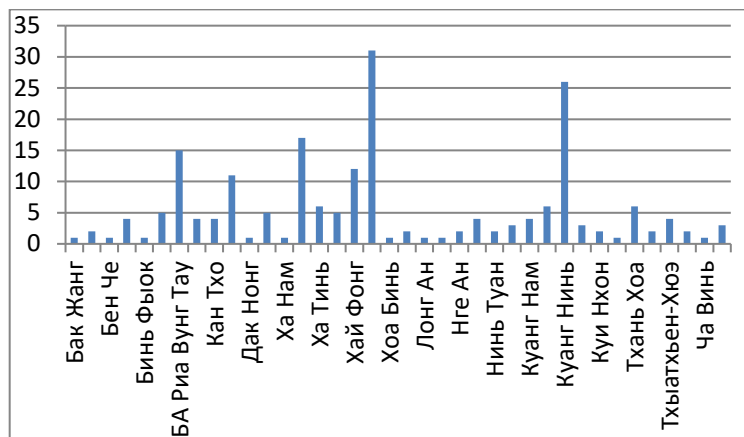


Рисунок 32 – Количество разливов нефти во Вьетнаме по областям с 1992 по 2020 гг. [Чинь К.В. по данным 90, 94]

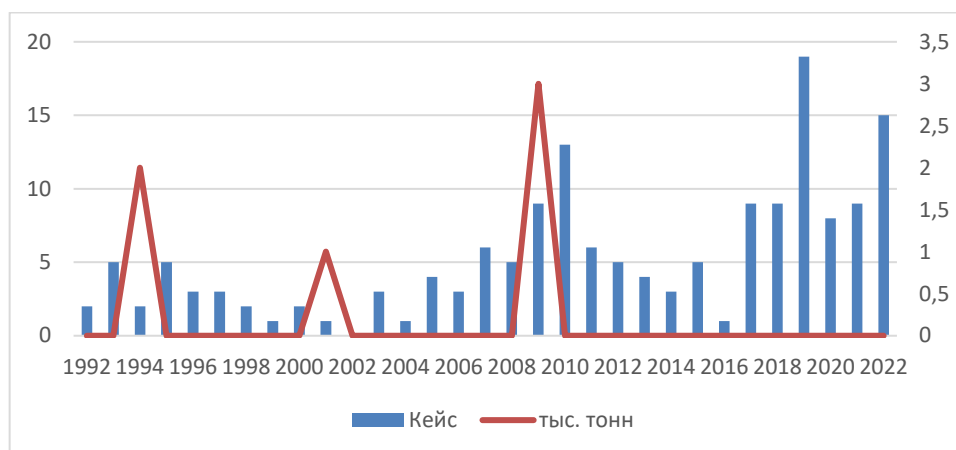


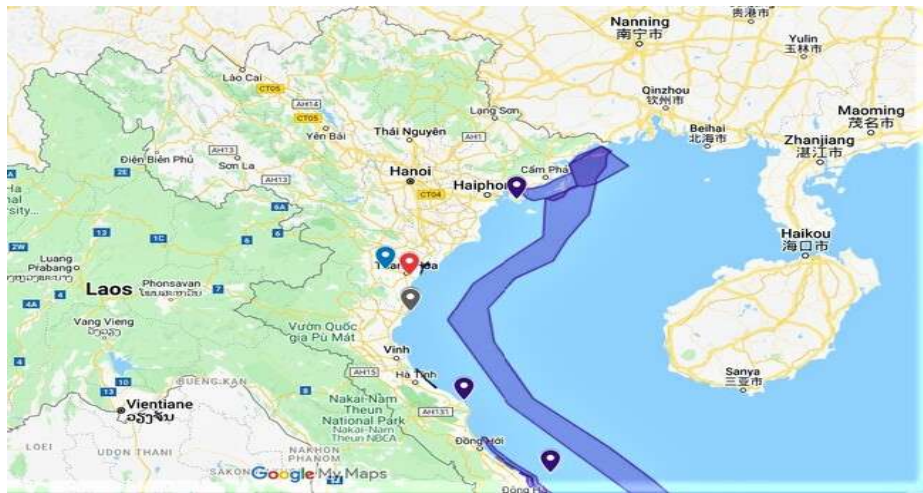
Рисунок 33 – Изменение количества разливов нефти во Вьетнаме (в шт., и тыс. тонн разлитой нефти) с 1992 по 2022 гг. [Чинь К.В. по данным 90, 94]

На основании анализа более 70 источников разливов нефти и нефтепродуктов мною составлены Карты-схемы распределения типичных мест разливов нефти в Северном, Центральном и Южном Вьетнаме за последние 30 лет (Рисунок 34). Таким образом, на основе статистических данных по разливам нефти и нефтепродуктов и анализа распределения источников становится очевидной необходимость оценки действий государственных служб по локализации и ликвидации разливов на шельфе Вьетнама.

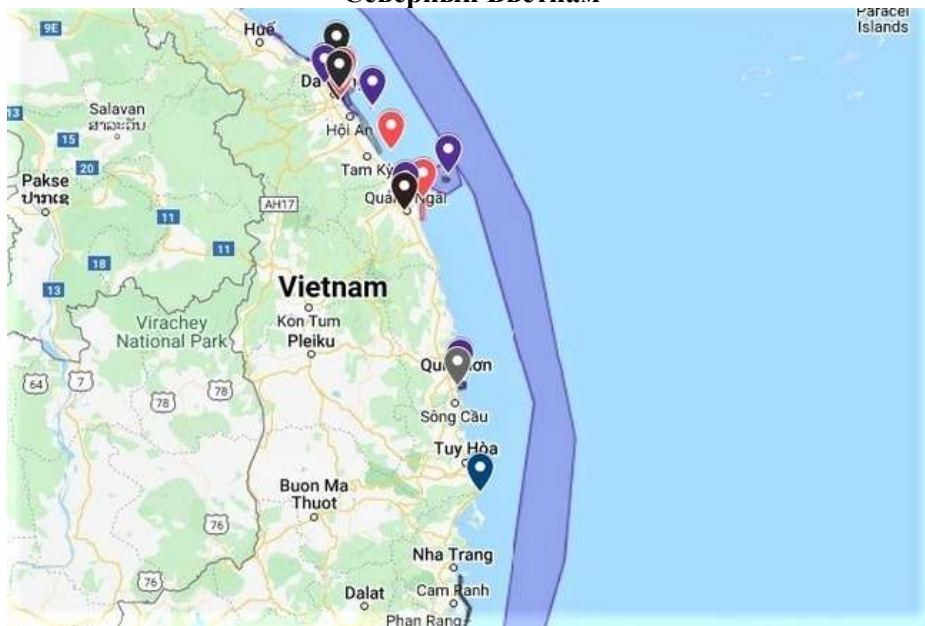
Однако на практике реализация эффективных мер реагирования во Вьетнаме сталкивается с рядом ограничений, в том числе недостатком фундаментальных научных исследований в области методов и процедур по очистке нефти, что создает препятствия для разработки эффективных и экологически безопасных методов борьбы с разливами нефти.

Авария с танкером Neptune Aries (1994 г.) – первый крупный разлив нефти в стране. В ответ на загрязнение Neptune Aries Вьетнам создал национальные центры по реагированию на разливы нефти (SOSRCEN в 2001 году, NOSRCEN в 2005 году и NASOS в 2006 году) и разработал ресурсы для эффективного управления разливами нефти уровня 2. Вьетнам никогда не сталкивался с разливами нефти объемом более 3 000 тонн, и большинство случаев разлива нефти были менее 700 тонн. Некоторые морские районы Вьетнама даже никогда не сталкивались с разливами нефти. Это означает, что у вьетнамских спасателей отсутствует опыт в локализации и ликвидации таких разливов [8].

Важно отметить, что во Вьетнаме существует неравномерное распределение ресурсов (персонала, оборудования, материалов) для ликвидации разливов нефти по всей территории страны.



Северный Вьетнам



Центральный Вьетнам



Южный Вьетнам

Рисунок 34 – Карта-схема распределения типичных мест разливов нефти во Вьетнаме за последние 30 лет [Чинь К.В.]

Отсутствие научной базы для оптимального национального распределения ресурсов ЛАРН для борьбы с морскими разливами нефти создает неотложную потребность в проведении научных исследований. Эти исследования должны направляться на выявление факторов, влияющих на правильное распределение ресурсов ЛАРН, чтобы обеспечить эффективное реагирование на нефтяные разливы во Вьетнаме.

В рамках разработки мероприятий по управлению данным риском разработана модель географической опасности для реагирования и оптимального распределения сил средств ПЛАРН и создана Карта государственного предупреждения о разливе нефти на шельфе Вьетнама (раздел 4.7, приложение 7).

Риск разлива нефти не ограничивается только нефтяными танкерами. Все виды судов, перевозящих разнообразные горюче-смазочные материалы для своего оборудования и двигателей, подвержены этому риску. Фактически, грузы смазочных материалов, которые могут перевозить сухогрузы и контейнеровозы, могут быть даже более объемными, чем те, что перевозят малые нефтяные танкеры.

Несмотря на широкое внедрение международных стандартов безопасности и постоянные усовершенствования в технике и мерах безопасности, риск инцидентов с разливами нефти остается актуальным. Следует отметить, что аварии, происходящие на нефтяных платформах и терминалах, также могут привести к разливам нефти. (≈3 % от общего объема нефти, попадающей в морскую среду).

4.4 Риск аварийных ситуаций при эксплуатации морских нефтедобывающих платформ (технологический риск)

Анализ аварийности объектов нефтегазового комплекса позволил выделить 2 группы причин возникновения чрезвычайных ситуаций (Таблица 14).

Таблица 14 – Причины аварий на объектах нефтегазового комплекса¹⁴

	Организационные	Технические
Характеристика ситуаций	– Неудовлетворительная организация производства – Нарушение нормативных документов (регламентов и инструкций); – Нарушение требований техники безопасности	– Износ оборудования – Использование в пожароопасных зонах приборов без взрывозащищённого исполнения – Использование устройств с неработоспособной системой автоматической безопасности – Коррозия конструкций – Повреждение продуктопроводов

¹⁴ О.Ю. Ковалевская, Я.Ю. Блиновская, А.И. Агошков, Ю.А. Васянович, В.И. Петухов, Ю.С. Дорышев, 2013
Риск возникновения чрезвычайных ситуаций при эксплуатации морских нефтедобывающих платформ

Негативные факторы, возникающие при эксплуатации морских буровых установок, часто имеют катастрофические последствия, так как темпы выделения энергии высоки, а возможности локализации и ликвидации аварий ограничены.

Особенность аварий на морских площадочных объектах – быстротечность развития аварийных процессов, связанных с выбросом УВ и их горения.

Детальные данные по аварийности морских объектов нефтедобычи в мировой практике накоплены по двум основным регионам: по Северному морю и Мексиканскому заливу¹⁵.

Выделяют следующие группы причин аварий, происходящих на морских буровых сооружениях различного типа:

- неконтролируемый выброс нефти и/или газа из скважин;
- нарушение целостности несущих конструкций, а также отказы/неполадки в работе оборудования;
- внешние воздействия техногенного характера (столкновение с морскими судами, падение вертолета, диверсии и др.);
- ошибки персонала (человеческий фактор);
- природные воздействия, не учтенные при проектировании.

Значительная часть всех аварий, в том числе аварий на морских платформах, происходит из-за несоблюдения требований технических/технологических регламентов.

Исследователями рисков выделено 15 видов инцидентов и определена частота их возникновения (Таблица 15):

Таблица 15 – Вероятности инцидентов, случившихся на буровых платформах в период 1990-2003¹⁶

№	Тип инцидента	Частота
1.	Навал на якорные бочки или цепи	0,015
2.	Опрокидывание	$3,7 \times 10^{-6}$
3.	Столкновение	0,013
4.	Контакт	0,133
5.	Взрыв	$9,2 \times 10^{-3}$
6.	Пожар	0,144
7.	Затопление	$1,8 \times 10^{-3}$
8.	Мель	$1,8 \times 10^{-3}$
9.	Нарушение непроницаемости	$5,5 \times 10^{-3}$
10.	Крен	0,012
11.	Потеря места	0,015
12.	Разлив	0,195
13.	Конструкционные разрушения	0,048
14.	Буксировка	0,017
15.	Падение вертолета	$1,8 \times 10^{-3}$

¹⁵ Оценка рисков. Анализ аварийности на морских буровых и нефтегазодобывающих платформах по материалам зарубежных публикаций. Экономика и ТЭК сегодня 11, 2009

¹⁶ Accident statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 – 2003. — Research Report 353 Prepared by Det Norske Veritas, 2005, 79 p.

Нежелательные события в зависимости от своевременности и правильности реагирования могут благополучно завершиться с минимальными потерями, а в ином случае могут перерасти всерьёзную или даже катастрофическую аварию.

Тяжелые, серьёзные аварии, как правило, заканчиваются тем, что буровая платформа разрушается и / или получает большие повреждения, такие, что её восстановление становится экономически нецелесообразным. Например¹⁷, :

- последствия от пожаров и взрывов на морских буровых платформах;
- разрушения элементов конструкций при эксплуатации, вследствие конструктивных ошибок при проектировании или при столкновениях с другими плавающими.
- убытки от повреждения/ выхода из строя элементов якорного или швартовых устройств и невозможности восстановления буксирной линии.

При оценке рисков, в денежном эквиваленте, потери при авариях связанных с воздействием определённых опасностей указываются в максимальном размере, так как события, вызывающие наступление ущерба обычно зависимы и совместны с другими.

Опасности приводящие к разливам нефти – Таблица 16

Таблица 16 – Опасности приводящие к разливам нефти¹⁸

Источник	Основной технологический процесс	Вспомогательный технологический
Опасность	– Неконтролируемые выбросы из скважин – Утечки из технологических систем добычи и подготовки нефти к транспортировке – Утечки из транспортных систем	– Падение вертолётов при транспортировке персонала – Аварии судов обеспечения и проходящих судов

Наиболее типичные ситуации:

– **Выброс из скважин** – неконтролируемое истечение жидкости из скважины. Наиболее опасен выброс углеводородной жидкости, но возможны также выбросы бурого раствора, жидкости для закачивания скважины и воды.

– **Потенциальные утечки нефти** для технологических системы добычи и подготовки нефти к дальнейшей транспортировке могут произойти в результате нарушения герметичности и, в первую очередь через неплотности трубопроводов, соединений, арматуры и аварийные отверстия небольших размеров.

Объекты обустройства морских нефтегазовых месторождений – объекты повышенной опасности, на которых возможны различные аварийные ситуации и обеспечение безопасности

¹⁷ Expensive Oilrig Accidents-Oil Rig Disasters-Offshore Drilling Accidents. — http://home.versatel.nl/the_sims/rig/i-expense.htm (дата обращения 24.09.2013).

¹⁸ Оценка рисков. Анализ аварийности на морских буровых и нефтегазодобывающих платформах по материалам зарубежных публикаций. Экономика и ТЭК сегодня 11, 2009

невозможно без предварительной оценки рисков, прогноза вероятности возникновения ЧС и оценки ущерба. В соответствии с этим обеспечение готовности к ЧС и снижение уровня аварийности достигается путем совершенствования системы управления и применяемых технических средств.

4.5 Риск техногенных землетрясений и последствий связанных с ним

Ежегодно на земном шаре регистрируется не менее 100 тыс. землетрясений, при этом :

- ≈ 1 % из них – вызывает отдельные повреждения,
- $\approx 0,01$ % – проявляется с разрушительными толчками.

В большинстве случаев причиной землетрясений является движением литосферных плит – тектонические землетрясения.

Другой вид землетрясений – это техногенные землетрясения, с каждым годом % их возникновения увеличивается. Техногенная сейсмичность может быть столь же разрушительна, сколько и природная, поэтому необходимо создание системы прогнозирования подобных событий с целью их предотвращения в дальнейшем.

Одним из первых техногенных землетрясений, связанных с добычей нефти, является землетрясение в Калифорнии на месторождении Уилмингтон (1939 г). Оно положило начало целому циклу землетрясений, которые привели к существенным разрушениям зданий, дорог, мостов, нефтяных скважин и трубопроводов. За период 1949-1961 гг. в Калифорнии было зафиксировано пять довольно сильных землетрясений. Проблема была решена путем закачки воды в нефтеносный пласт. Но этот метод – далеко не панацея, т.к. вода, закаченная в подземные пласты, может повлиять на температурный режим массива и спровоцировать новую серию землетрясений.

Примерно 20 % землетрясений, происходящих в американском штате Оклахома, предположительно связаны с добычей газа, с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП).

Таким образом, техногенным землетрясения (или индуцированные / наведенные землетрясения) связаны с разработкой месторождений и могут наблюдаться во многих нефтегазовых бассейнах.

Причины таких землетрясений::

– длительный интенсивный отбор углеводородов, приводящий к изменению поля напряжений в резервуаре и его окрестности:

При этом установлено, что:

- на месторождениях газа сейсмоактивность наступает через 2-16 лет начала освоения месторождения,

- на нефтяных месторождениях – через 7-30 и более лет; •
- мощные тектонические напряжения, девиаторная составляющая которых реагирует сильными откликами даже на мелкие воздействия техногенного характера (отбор – закачка жидкости);
- магнитуа техногенной сейсмичности с очагами в пределах резервуаров углеводородов не превышает 3,5 баллов. При наличие различно-ориентированных современных разломов в региональном поле напряжений и очагов землетрясений вне резервуаров – до 5,0 баллов¹⁹.

При интенсивном отборе флюидов, а также при интенсивной закачке в пласт жидкости могут возникать землетрясения до 3,5 баллов (при расположении очага в продуктивной толще) и до 4,5 (при нахождении очага ниже или выше пласта).

Примеры землетрясений²⁰:

- Старогрозненское месторождение (1971 г.) землетрясение в 7 баллов с глубиной очага в 2,5 км в присводовой части залежи. Повторное землетрясение в 5 баллов через несколько часов на глубине 5 км.
- Ромашкинское месторождение (1986 г.) зарегистрировано 15 землетрясений с очагом до 10 км и силой в эпицентре в 5–6 баллов. Положение очагов техногенных землетрясений определяется разломами, которые предрасположены к сдвиговым деформациям.

Спустя 15-20 лет после начала разработки месторождения, можно очень часто наблюдать поверхностное разломообразование, которое имеет большую разрушительную силу по отношению к объектам обустройства нефтегазовых промыслов. Поверхностные трещины проникают на глубину до нескольких сотен метров²¹. В процессе разработке давление в пласте значительно уменьшается, из чего следует уменьшение эффективного модуля деформации продуктивного пласта. В результате изменяется напряженно-деформированное состояние вышележащего массива, продуктивного пласта и подстилающих пород. Под действием общего веса вышележащего массива начинается просадка, которая постепенно передается на дневную поверхность. Так, на нефтяных месторождениях в Венесуэле в районе озера Маракайбо поверхность опускается до 4 м и сопровождается образованием множества трещин глубиной в пару метров и шириной в несколько десятков сантиметров. Вывод: при сжатии соседних пород осадка земной поверхности может превышать осадку продуктивного пласта. Оседание может увеличиться вследствие эмиграции флюидов из смежных пластов-неколлекторов. Наибольшие

¹⁹ Берчатова А.А., Петрова Е.Ю. Экологические проблемы нефтяной промышленности: Учебное пособие. – Тюмень, 2007. – 67 с.

²⁰ Батлук В.А. Основы экологии и охрана окружающей природной среды: Учебное пособие. – Львов: Изд-во Афиша, 2001. – 326 с.

²¹ Батлук В.А. Основы экологии и охрана окружающей природной среды: Учебное пособие. – Львов: Изд-во Афиша, 2001. – 326 с.

проседания видны над участками залежи с высокими коллекторскими свойствами и наибольшими коэффициентами извлечения нефти.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что поверхностные и глубинные разломы, горизонтальные сдвиги и осадки, массовые локальные сейсмические процессы, а также различного рода происшествия на промыслах так или иначе связаны с изменением напряженно-деформированного состояния земли, которые вызваны разработкой того или иного месторождения и глобальными процессами.

Исходя из этого, разработку крупных нефтегазовых месторождений нужно проводить с большой осторожностью. Все это делать можно только после экологической и технической оценки риска, при этом нужно учитывать последствия, которые в дальнейшем, возможно, навредят всем промышленным объектам и населенным пунктам в регионе.

Вьетнам расположен в зоне субдукции, где сходятся Евразийская и Тихоокеанская плиты. Эти колоссальные тектонические плиты взаимодействуют вдоль своих границ, что приводит к субдукции и накоплению напряжений в земной коре. В конце концов, когда напряжение превышает прочность горных пород, происходят землетрясения, высвобождающие накопленную энергию²².

Наиболее мощные землетрясения вблизи Вьетнам имел величину 5.7. Это землетрясение было записано: 12 июня 1961 г..

Чтобы говорить о периодичности возможных землетрясений достаточно изучить сведения о последних 5 землетрясениях:

- 22 сентября 2023 г., 02:45 Величина: 4.6
- 23 августа 2022 г., 09:08 Величина: 4.8
- 18 апреля 2022 г., 07:54 Величина: 4.8
- 14 апреля 2022 г., 19:43 Величина: 4.3
- 12 июня 1961 г., 11:58 Величина: 5.7²³

Крупнейшие современные землетрясения, зарегистрированных в Вьетнам

- Тхайнгуен понедельник, 12 июня 1961 г., 11:58 Величина: 5.7
- Контум вторник, 23 августа 2022 г., 09:08 Величина: 4.8
- Контум понедельник, 18 апреля 2022 г., 07:54 Величина: 4.8
- Контум пятница, 22 сентября 2023 г., 02:45 Величина: 4.6
- Контум четверг, 14 апреля 2022 г., 19:43 Величина: 4.3²⁴

Исследование связи эпицентров землетрясений с активными геолого-тектоническими

²² <https://zemletryaseniya.ru/raskrytie-posledstvij-zemletryasenij-vo-vetname-klyuchevye-vyvody/>

²³ <https://hikersbay.com/earthquakes/vietnam?lang=ru> .

²⁴ <https://hikersbay.com/earthquakes/vietnam?lang=ru>.

структурами позволило выделить некоторые главные сейсмотектонические зоны на территории Северного Вьетнама, что отражено в работах Нгуен Динь²⁵.

Так были выделены следующие сейсмотектонические зоны:

- река Ма-Шонла,
- река Ка-Раонау,
- река Красной Чяй,
- река Да,
- река Ло.
- уезд Донгчъеу,
- Каобанг-Тьениен.

Необходимо подчеркнуть, что под сильным влиянием находится сейсмотектоническая зона рек Красной-Чяй, на которой отмечаются землетрясения с магнитудой 6,2 балла. Это вторая по величине сейсмичность в Северном Вьетнаме.

В целом же на территории Вьетнама интенсивность землетрясений может достигать 7-8 баллов.

Начиная с XIII в. и до 2002 года на территории города было зафиксировано 155 землетрясений, в том числе:

- 8-балльных – 2 (в 1278 и 1285 годах),
- 7-балльных – 3;
- 6 балльных – 32²⁶.

Проблема оценки и прогнозирования эколого-геодинамических рисков исключительно сложна. Ее решение требует глубоких знаний во многих областях наук о Земле. В рамках данной диссертации данная тема затронута вскользь лишь с целью выделения данного вида риска, имеющего в том числе и экологические последствия.

4.6 Оценка риска техногенного загрязнения окружающей среды при эксплуатации месторождений нефти и газа

На основе экспертной (качественной) оценки автором проведена оценка риска техногенного загрязнения при эксплуатации месторождений нефти и газа во Вьетнаме и составлена матрица рисков (Рисунок 35).

²⁵ Нгуен Динь Классификация глубинных разломов: Главнейшие типы глубинных разломов Вьетнама и их возраст. ДАН СССР.// Геология. - М.: 1983, том 276, с 63 – 69.

²⁶ Нгуен Тьен Чунг Инженерно-геологический мониторинг подземного пространства исторического центра Ханоя (социалистическая республика Вьетнам). Диссертация к.г.-м.н, специальность 25.00.08.



Рисунок 35 – Оценка рисков техногенного загрязнения окружающей среды при эксплуатации месторождений нефти и газа

Комментарии по ранжированию вероятности риска и оценки значимости риска (ущерба) – Таблица 17, Таблица 18.

Таблица 17 – Шкала рисков по степени вероятности

Вероятность риска	Критерии, используемые при оценке значимости
Высокая	Риск имеет место и реализуется с некоторой периодичностью. Можно ожидать реализацию риска не реже 1 раза в год
Средняя	Можно ожидать реализацию риска не реже 1 раза в течение 5
Низкая	Можно ожидать реализацию риска в ближайшие 20 лет (имеется некая статистика по реализации рисков)
Маловероятно	Имеют место риски в отрасли, но в регионе никогда не реализовывались

Таблица 18 – Классификация рисков по степени значимости, масштабу воздействия на окружающую среду

Вероятность риска	Критерии, используемые при оценке значимости
Высокая	При реализации риска возможно масштабное загрязнение окружающей среды. Минимизировать воздействие «штатными» средствами сложно.
Средняя	Воздействие существенно, но учитывая характер последствий существует сил средств направленный на минимизации риска.
Низкая	Последствия риска незначительные и не приведут к существенному изменению окружающей среды в регионе

Результаты оценки экологических рисков при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе Вьетнама – Рисунок 35.

4.7 Основные направления работ по минимизации экологических рисков

Для управления рисками техногенного загрязнения окружающей среды необходимо разрабатывать и выполнять мероприятия. Эти мероприятия могут включать как организационные, так и управленческие действия. Также мероприятия могут выполняться как на уровне руководства страны, так и на уровне отдельных компаний, участвующих в проекте по добыче, транспортировке, переработке углеводородного сырья.

Основные направления этих мероприятий по управлению риском техногенного загрязнения окружающей среды при освоении углеводородов Вьетнама (Таблица 19).

Таблица 19 – Основные направления мероприятий, направленные на управление риском техногенного загрязнения окружающей среды при освоении углеводородов Вьетнама

Риск	Основные направления мероприятий, направленные на уменьшение	
	вероятности реализации риска	масштаба ущерба ОС
риски загрязнения углеводородного сырья		Разработка государственной системы мониторинга углеводородного сырья, с обязательным представлением результатов содержания ПТЭ в нефти государству в момент постановки месторождения к учету и при каждом внесении изменений в лицензию.
загрязнения окружающей среды буровым шламом и отработанными буровыми растворами	Оценка возможности закачки отходов в пласт – проведение опытно-промышленных исследований пластов-коллекторов для определения их фильтрационно-емкостных параметров.	Применение технологий, направленных на увеличение повторного использования буровых растворов и тем самым минимизация отходов бурового шлама –например, система регулирования содержания твердой фазы бурового раствора (MudCube) ²⁷ (Приложение 8)
аварийных ситуаций на буровой платформе (технологический риск)	Отработка навыков ликвидации возможных аварийных ситуаций и обучение безопасным методам работ	
аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при транспортировке	Отработка навыков и постоянное обучение, направленное на безопасную ведение танкеров и прочих судов и выполнение операций по сливу/наливу	Оптимальное распределение сил средств ПЛАРН для своевременной локализации загрязнения и качественной работе по их ликвидации – Приложение 7.
техногенные землетрясения и последствия связанные с ними.		Отработка действий персонала буровых платформ и иных объектов по порядку действий в случае наступления чрезвычайных ситуаций. Автоматический контроль в случае отсутствия герметичности

²⁷ Официальный сайт компании Cubility [Электронный ресурс] / <https://cubility.com>

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании работы выполнены все поставленные **задачи**:

- проведен анализ изученности проблемы нахождения потенциально токсических элементов в углеводородном сырье;
- на основе анализа геологического и тектонического строения недр Вьетнама определены закономерности формирования углеводородных скоплений, обогащенных примесями элементов с потенциально токсическими свойствами;
- сделан прогноз распространения скоплений углеводородного сырья с повышенным содержанием ПТЭ на территории Вьетнама в частности и Юго-Восточной Азии в целом.
- оценка экологических рисков при освоении УВ сырья, нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточной Азии и разработка мероприятий, направленных на уменьшение негативного воздействия на ОС при добыче углеводородного сырья.
- проведена оценка экологических рисков освоении углеводородного сырья на территории Вьетнама и разработать мероприятия, направленные на уменьшение негативного воздействия на окружающую среду при добыче углеводородов.

Таким образом, **цель работы** – проведение анализа обогащения углеводородного сырья примесями элементов с потенциально токсическими свойствами с целью прогноза распространения такого рода месторождений в нефтегазоносных бассейнах Юго-Восточной Азии и разработки мер по минимизации рисков освоения таких ресурсов – достигнута.

При выполнении работы впервые:

1. Для нефтегазоносных структур Вьетнама определены геологические закономерности пространственно-временного обогащения углеводородного сырья токсичными компонентами в виде гранитов и рудных месторождений.

Установлено, что (1 защищаемое положение):

Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама предопределяется пространственным совмещением нефтегазовых бассейнов с массивами гранитов и рудных месторождений в их обрамлении

2. Разработана классификация углеводородных бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы.

Установлено, что (2 защищаемое положение):

Геоэкологическая опасность разработки нефтегазовых месторождений Вьетнама определяется принадлежностью к той или иной группе нефтегазовых бассейнов.

Предлагается следующая классификация нефтегазоносных бассейнов Вьетнама по степени геоэкологической опасности их разработки:

Классификация бассейнов по уровню загрязнения углеводородного сырья ПТЭ, неорганической природы

- группа А – с высоким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы;
- группа В – со средним риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы;
- группа С – низким риском загрязнения УВ-сырья ПТЭ, неорганической природы.

Результаты ранжирования нефтегазовых бассейнов Вьетнама можно представить следующим образом:

- **группа А** – *бассейн Нам Кон Сон*;
- **группа В** – *бассейн Сонг Хонг*;
- **группа С** – *бассейн Кыулонг, бассейн Фукхань, бассейн Малай-Тхо Чу*.

При получении новой информации о веществах неорганической природы, которые могут мигрировать в нефтегазовые бассейны, обогащая их ПТЭ, результаты оценки должны быть пересмотрены и актуализированы сведения о группах нефтегазовых бассейнов Вьетнама по уровню возможного загрязнения углеводородного сырья токсичными веществами неорганической природы.

3. Определены и посредством экспертной оценки оценены риски техногенного загрязнения при эксплуатации месторождений нефти и газа Вьетнама.

На основе оценки рисков техногенного загрязнения окружающей среды при добыче углеводородного сырья Вьетнама разработаны основные направления мероприятий для управления экологическими рисками.

Автором выделены следующие экологические риски, связанные с добычей углеводородного сырья Вьетнама:

- риски загрязнения углеводородного сырья;
- загрязнения окружающей среды буровым шламом и отработанными буровыми растворами;
- аварийных ситуаций на буровой платформе (технологический риск);
- аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при транспортировке
- техногенные землетрясения и последствия связанные с ними.

Для данных рисков указаны ключевые мероприятия, направленные на уменьшение вероятности рисков и их последствий.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Арсеева Н.В., Арсеев А.В. Роль природного газа в снижении содержания бенз-(а)-пирена в окружающей среде НТО. - Серия Использование газа в народном хозяйстве. - М., ВНИИЭГАЗПРОМ., 1975, 32 с.
2. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А. Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопроисловых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли // Вести газовой науки. 2019. №2 (39).
3. Башкирцева Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти. / Вестник технологического университета. 2014, т.17, в.19, с.296-299.
4. Бескровный Н.С. Нафтометаллогения: единство нефте- и рудообразования// Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева, том XXXI, №5, 1986., 569-574 с.
5. Богоявленский В. И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология и экономика. 2014. № 4 (16). С. 48-59.
6. Богоявленский В. И., Дзюбло А. Д., Иванов А. Н., Богоявленский И. В., Никонов Р. А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон // Геология нефти и газа. 2016. №5.
7. Вредные химические вещества. Неорганические соединения V - VIII групп: Справ. изд./А.Л. Бандман, Т.Д. Грекова, В.И. Давыдов и др. -Л., Химия, 1989.
8. Глущенко Н. Н. Физико-химические закономерности биологического действия высокодисперсных порошков металлов. – Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора биологических наук. М., 1988,50 с.
9. Горленко Н. В., Мурзин М. А., Тимофеева С.С. Сравнительная оценка экологического ущерба от загрязнения атмосферы при разработке нефтегазоносных месторождений // Московский экономический журнал. – 2020. - №1. – С. 82-89.
10. Динь Нгуен Ан Экологическая безопасность морской среды во Вьетнаме: современные проблемы и вызовы// Статьи международной он-лайн конференции. Москва, 2021. – С. 149-162.
11. Динь Нгуен Ан Экологическая безопасность морской среды во Вьетнаме: современные проблемы и вызовы// Статьи международной он-лайн конференции. Москва, 2021. – С. 149-162.
12. Доньи Д. А. Воздействие нефтедобычи на окружающую среду // Молодой ученый. - 2014. - № 19. - С. 298–299.

13. Дроздова Т. И., Суковатиков Р.Н. Экологический риск от выбросов загрязняющих веществ при сжигании попутного нефтяного газа нефтегазоконденсатного месторождения // XXI век. Техносферная безопасность, - 2017. - Т. 2. - № 3. - С. 88-101.
14. Зайденварг В. Е., Айруни А.Т. Влияние газопылевых отходов добычи полезных ископаемых на состав и свойства биосферы и на климат планеты. - М., 1993, 274 с.
15. Касаткин С.А. Проявление кайнозойских сдвиговых дислокаций системы разломов красной реки в палеозойских карбонатных толщах острова Катба (северный Вьетнам).
16. Кизильштейн Л. Я., Левченко С. В. Элементы-примеси и экологические проблемы угольной энергетики // Теплоэнергетика, 2003, № 12, с. 14—19.
17. Колесникова, Л. А., Новиков А.С. Методический подход к оценке экологических рисков для достижения устойчивого развития промышленного предприятия // Уголь. - 2019. - № 6. - С. 98-101.
18. Круподеров И. В. Методика выявления и оценки нефтепродуктового загрязнения геологической среды // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. - №2. – С. 384-391.
19. Ле Вьет Чунг, Нгуен Тхань Шон. Вьетнамские нефть и газ и проблемы разведки и добычи // Журнал нефтегазовой энергетики. 2017. № 1. С.18-24.
20. Левинсон Л.М., Буй Ань Ту Особенности техники и технологии бурения скважин на месторождении «БЕЛЫЙ ТИГР» (Республика Вьетнам)// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2018. № 4. С. 20-34.
21. Левинсон Л.М., Буй Ань Ту Особенности техники и технологии бурения скважин на месторождении «Белый тигр» (Республика Вьетнам)// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2018. № 4. С. 20-34.
22. Лисицын А. П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах / - М.: Наука, 1988. - 309 с. ISBN 5-02-003334-0;
23. Милютин А. Г., Андросова Н.К., Калинин И.С. Экология. Основы геоэкологии: учебник для бакалавров. М.: Юрайт, 2013.
24. Митрова Т., Пердеро А., Мельников Ю., Грушевенко Е., Капитонов С., Доброславский Н. Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России. – М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2020. – 65 с.
25. Митрова, Т., Пердеро А., Мельников Ю., Грушевенко Е., Капитонов С., Доброславский Н. Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России. – М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2020. – 65 с.

26. Мурзин М. А. Горные предприятия как источник экологических рисков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – №1. - С. 374-383.
27. Н.Т. Шан, Ч.Д. Фан, В.Т. Фам // Сборник научных статей научной конференции по теме «Нефтегазовая промышленность СРВ на рубеже 21 века» - Ханой. - 2000;
28. Насиров Р. Н., Джексенов М. К. Электронный парамагнитный резонанс нефтей месторождений Казахстана. - М., ВНИИОЭНГ, 1991, с. 62.
29. Нгуен Ань Фыонг Вызовы и возможности развития топливно-энергетического комплекса Вьетнама// Инновации и инвестиции, 2023, №4, С.309
30. Нгуен Ань Фыонг. Государственная энергетическая политика социалистической республики Вьетнам// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2022, № 9, С. 54-60.
31. Нгуен Тиен Тхинь “Геологические условия формирования газовых залежей плиоценовых отложений месторождения Бао-ВАНГ (блоки 111-113 осадочного бассейна Шонгхонг -Вьетнам)]
32. Нгуен Тхань Шон. От добычи к переработке: вопросы, требующие внимания // Энергетический журнал. 2017. № 3. С.30-35
33. Нгуен Тхань Шон. От добычи к переработке: вопросы, требующие внимания // Энергетический журнал. 2017. № 3. С.30-35.
34. Неволько П. А. Золото-сульфидное оруденение рифтовой структуры Шонг Хиен, СВ Вьетнам // Металлогения древних и современных океанов. - 2017. - №23
35. Общая химия. Биофизическая химия. Химия биогенных элементов. /Под ред. Ершова Ю.А. - М., Высшая школа, 2-е издание, 2000, 560 с.
36. Рогалев Н. Д., Рубан Л. С. Развитие сотрудничества в сфере энергетики между Россией и Вьетнамом: проблемы и перспективы // Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития. 2016. № 31. С. 36–37.
37. Садов А.П. Специфика техногенной геохимической трансформации почв и ландшафтов лесотундры Западной Сибири в сфере влияния добычи нефтегазоконденсатного сырья. - Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата географических наук - М., МГУ им. М.В. Ломоносова, 1998, с.24.
38. Современные проблемы изучения и сохранения биосферы, т. II, Живые системы под внешним воздействием. /Под ред. Красногорской Н.В. - СПб., Гидрометеиздат, 1992, 440 с.
39. Сургучёв М. Л. Мировые запасы и ресурсы нефти, природного газа, тяжёлых нефтей, битумов и нефтяных сланцев. - Геология нефти и газа, 1988, №6, с.51-54.

40. Суханов А.А., Прищепа О.М., Макарова И.Р. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - Т.9. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf
41. Торигова М. В., Кудинов Ю. А., Тимофеев П. В. Редкие металлы в нефтях, ископаемых углях, продуктах их переработки и минерализованных водах. - РОН, №8, с. 21-23.
42. Фи Мань Тунг Условия формирования скоплений углеводородов и оценка перспектив нефтегазоносности в бассейне Южный Коншон: шельф южного Вьетнама: диссертация канд. геолого-мин. наук: 25.00.12.-М. 2006, 147 с.
43. Фи Т.М. Условия формирования скоплений углеводородов и оценка перспектив нефтегазоносности в бассейне Южный Коншон (шельф Южного Вьетнама): Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. - Москва, 2016. - С. 5-6.;
44. Хоа Ч. Ч., Изох А. Э., Поляков Г. В. и др. Пермо-триасовый магматизм и металлогения Северного Вьетнама в связи с эмейшаньским плюмом // Геология и геофизика. 2008. Т. 49. № 7. С. 637–651.
45. Хуен Ч. Геотермический режим и геотермический потенциал энергии осадочных бассейнов континентального шельфа СРВ / Ч. Хуен, Ч. Минь, Н.Т. Бао //Сборник научных статей научной конференции по теме «Нефтегазовая промышленность СРВ на рубеже 21 века». - Ханой, 2000.
46. Чан Ле Донг; Хоанг Ван Куан; Фам Суан Шон, Ву Нам Хай, Лой К.М. Разработка оптимального комплекса термогидродинамических исследований нефтяных скважин для месторождений шельфа Вьетнама: Автореф. канд. геол.-минер. наук. - Москва, 1996;
47. Чан Тхи Тху Хоай, Лестев А. Е. Прошлое, настоящее и будущее нефтяной и газовой промышленности Вьетнама.
48. Чинь К.В., Якуцени С.П. Геотоксикологическая оценка в землепользовании// International Agricultural Journal. 2022. Т. 65. № 6. С.1186-1190.
49. Чинь Куок Винь ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВО ВЬЕТНАМЕ // Московский экономический журнал. 2022. №11.;
50. Чинь Куок Винь, Каримов М.Ф. О текущем статусе и обзор текущего состояния ликвидации разливов нефти во Вьетнаме за 30 лет // Естественные и технические науки. 2022. №8.
51. Шабад Л.М. О циркуляции канцерогенов в окружающей среде. М., Медицина, 1973.
52. Шан Н.Т. Особенности геологического развития в позднемезозой- палеозойское время и нефтегазоносность континентального шельфа Вьетнам /

53. Экологический паспорт промышленного предприятия. Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. ГОСТ 17.0.0.04-90. - М., Госкомприрода СССР, 1990.
54. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1.
55. Якуцени С. П. Геолого-геохимические закономерности распространения углеводородного сырья с потенциально-токсическими свойствами компонентов-примесей Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Рос. гос. геологоразведоч. ун-т им. С. Орджоникидзе (РГГРУ). Москва, 2012
56. Якуцени С.П. Геологические условия накопления углеводородного сырья с токсическими свойствами компонентов/ Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук/ Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва, 2010;
57. Якуцени С.П. Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья// Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. Москва, 2022, С.315
58. Якуцени, С.П. Анализ экологических рисков при освоении и утилизации углеводородного сырья // Газовая промышленность. - 2016. - № 7-8. - С. 32-38.
59. Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков / С. П. Якуцени. - Санкт-Петербург: Недра, 2005. - 370 с.
60. Ященко И. Г. Физико-химические свойства сернистых нефтей мира. / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – 2017. – 216 с.
61. Ященко И.Г. География и физико-химические свойства сернистой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №5 (58), дата обращения: 18.12.2022).
62. Ященко, И.Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция: нефть, газ. – 2014. - №1. – С. 30-35.
63. Provenance of Oligocene–Miocene sedimentary rocks in the Cuu Long and Nam Con Son basins, Vietnam and early history of the Mekong River// International Journal of Earth Sciences 2022,July

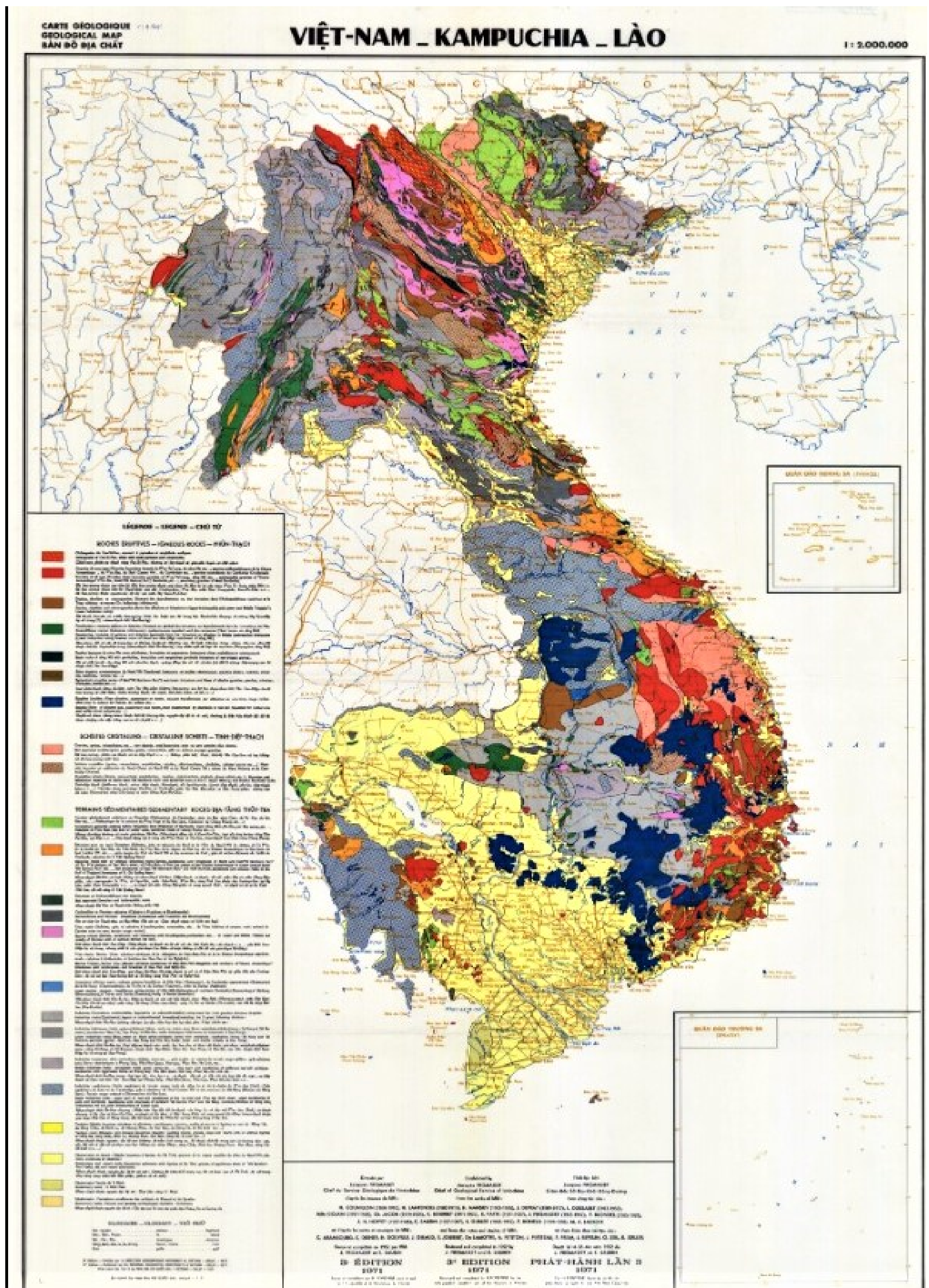
64. The South China block-Indochina collision: Where, when, and how? // Journal of Asian Earth Sciences. 2014. Vol. 79. P. 260–274
65. Dekkers C, Daan R. Metal contents in crudes much lower than expected. Oil and Gas, 1999, v. 97, № 9, pp. 41-51.
66. Drilling Fluid Waste Management in Drilling for Oil and Gas Wells Abdul Razak Ismail*,a,b, Abdul Hadi Alias, Wan Rosli Wan Sulaiman,a,b, Mohd Zaidi Jaafar,a,b, Issham Ismaila.
67. Drilling Fluids and Health Risk Management: A Guide for Personnel, Managers and Health Professionals in the Oil and Gas Industry, IPIECA/OGP, Report 396, United Kingdom
68. Environmental Status Report of Vietnam in Period 2011-2015.
69. Etkin, D. S., Wells, P., Estimates of oil entering the marine environment in the past decade, 1980, pp. 903–910.
70. Farrington, J., & McDowell, J. (2004). Mixing Oil and Water. Oceanus Magazine, 43(1).
71. Faure M., Lepvrier C., Nguyen V. V. et al. The South China block-Indochina collision: Where, when, and how? // Journal of Asian Earth Sciences. 2014. Vol. 79. P. 260–274
72. Faure M., Lepvrier C., Nguyen V. V. et al. The South China block-Indochina collision: Where, when, and how? // Journal of Asian Earth Sciences. 2014. Vol. 79. P. 260–274
73. Gbadebo A.M.A., Taiwo A.M.A., Eghele U.U., 2010, Environmental Impacts of Drilling Mud and Cutting Wastes from the Igbokoda Onshore Oil Wells, Southwestern// Nigeria, Indian Journal of Science and Technology 3 (5), 504-510.
74. General report on the state of oil spills drifted to coast of the central provinces and southern province of Vietnam in 2007// National Committee for Search and Rescue, VINASARCOM, 2007.
75. Geological map of Viet-Nam - Kampuchia - Lao. Scale 1:2000000. 1971. 3rd edition. Established by Jacques Fromaget - Chief of Geological Service of Indochina / Published by the National Geographic Directorate of Vietnam – Dalat
76. Estimates of Oil Entering the Marine Environment from Sea-Based Activities. GESAMP, 2007.
77. Heubeck, M. The Direct Effect Of the Braer Oil Spill on Seabird Populations, and an Assessment of the Role of the Wildlife Response Centre //The Braer. Proceeding of a Symposium Held at the Royal Society of Edinburgh.
78. Hiang, Nguyen "Late Quaternary tectonics and seismotectonics along the Red River fault zone, North Vietnam". Earth-Science Reviews. 114 (3–4): P.224–235.
79. Hickey, G.L. Ecotoxicological Risk Assessment: Developments in PNEC Estimation. Department of Mathematical Sciences University of Durham England, 2010. – 260 c.

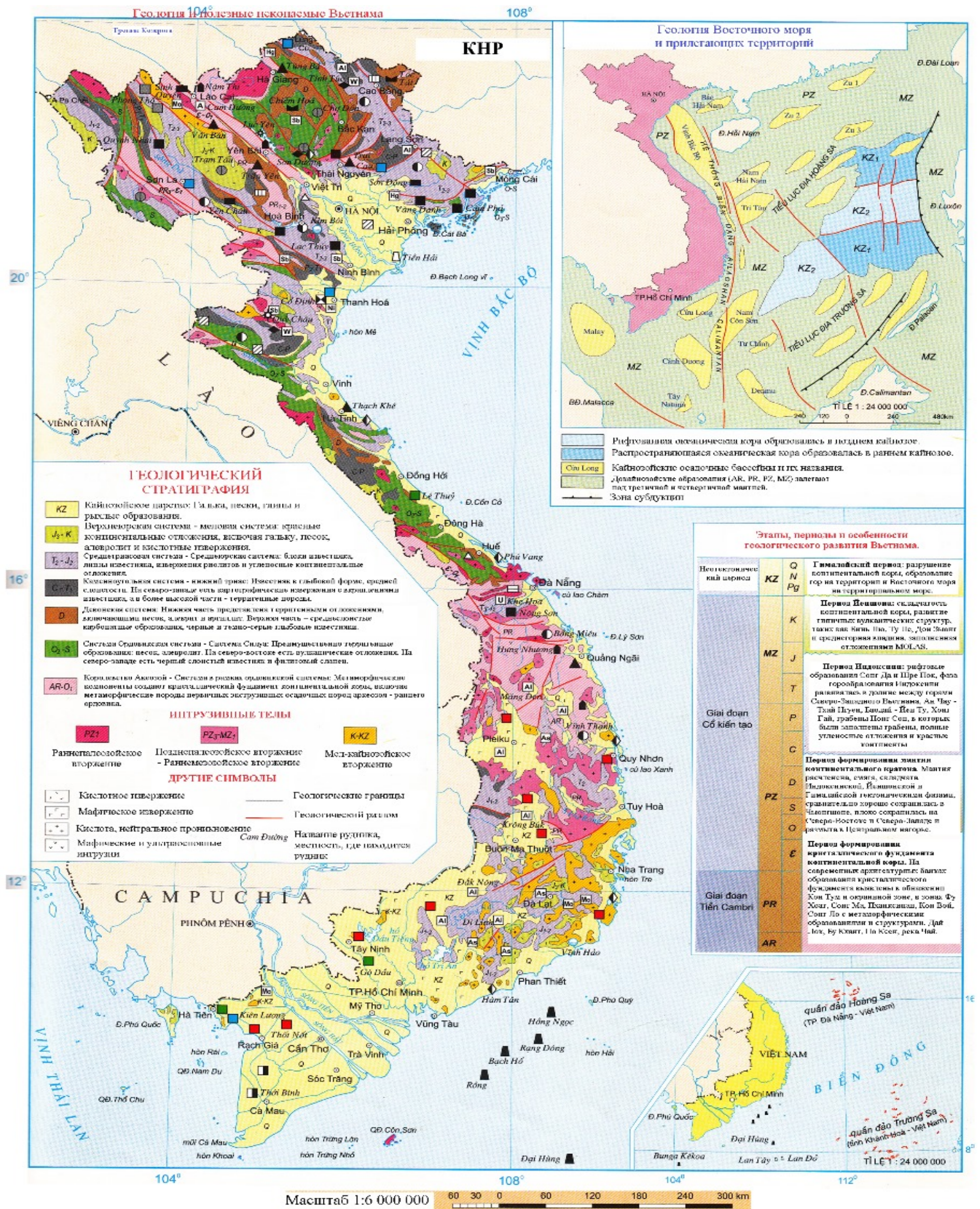
80. Нго Чан Тхиен Кюи, Кириченко Ю. В. Минеральный потенциал подводных месторождений в ЮжноКитайском море Вьетнама. Горная промышленность. 2020;(1), С. 140-143..
81. Ismail A.R., Ahmad N.J., Anam M.N., 1997, Toxicity Study on Marine Organisms due to Drilling Fluids, Regional Symposium on Chemical Engineering, Johor Bahru, Malaysia, Paper MAK14210a.
82. Jørgen A. Bojesen-Koefoed, H. Peter Nytoft, Nguyen Thi Dau, Petroleum composition in the Cuu Long Basin (Mekong Basin) offshore southern Vietnam, Marine and Petroleum Geology, Volume 26, Issue 6, 2009, Pages 899-908.
83. Kristina Killgrove. Archaeological Skeletons From London Prove Some Romans Were Lead Poisoned. Forbes, Nov 29, 2019.
84. Kvenvolden, K. A., & Cooper, C. K. (2003). Natural seepage of crude oil into the marine environment. *Geo-Marine Letters*, 23(3-4), 140–146.
85. Lindgren, F. J., Hassellöv, I.-M., & Dahllöf, I. (2012b). Meiofaunal and bacterial community response to diesel additions in a microcosm study. *Marine Pollution Bulletin*, 64(3).
86. Lindgren, F. J., Hassellöv, I.-M., & Dahllöf, I. (2022a). Analyzing changes in sediment meiofauna communities using the image analysis software ZooImage. *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*, 440(C), 74–80.
87. Minh, Nguyen & Toan, Tran. (2009). Phu Khanh Sedimentary Basin and Petroleum Potential
88. Mozhaisky Yu.A., Zakharova O.L., Artyukhin V.F., Tobratov S.A. Himicheskie i neftegazovoe mashinostroenie (Chemical and petroleum engineering), 2000, no. 10, pp. 2931.
89. Nediljka G., Katarina S., Davorin M. Borivoje P., 2013, Offshore drilling and environmental protection accessed 30.06.2016.
90. Nguyen, B.D. Overview of international legal regulations on prevention, protection and compensation of oil pollution on the sea, *Journal of science of Vietnam National University, Economics and Legal*, Vol. 27. pp. 30-41.
91. Nguyen, B.D. Overview of Vietnam legal regulations on prevention and protection of oil pollution on the sea. *Journal of science of Vietnam National University, Economics and Legal*, Vol. 24. pp. 224-238
92. Nicholas D. Priest, Frank Van de Vyver. Trace Metals and Fluoride in Bones and Teeth. CRC Press, 22 июн. 1990 г., 400 p.
93. Nielsen, L.H., & Abatzis, I. Petroleum potential of sedimentary basins in Vietnam: long-term geoscientific co-operation with the Vietnam Petroleum Institute.

94. Oil tanker spill statistics 2017.
(http://www.itopf.com/fileadmin/data/Photos/Statistics/Oil_Spill_Stats_2017_web.pdf)
95. Onwukwe S., Nwakaudu M., 2012, Drilling Wastes Generation and Management Approach, *International Journal of Environmental Science and Development* 3 (3), 252-257.
96. Peter A. Nevolko, Tran Trong Hoa, Yury O. Redin, Tran Tuan Anh, Ngo Thi Phuong, Ly Vu Hoang, Vladislav F. Dultsev, Dung Pham Thi, Ngo Thi Huong, Geology, mineralogy, geochemistry and $\delta^{34}\text{S}$ of sedimentary rock-hosted Au deposits in Song Hien structure, NE Vietnam, *Ore Geology Reviews*, Volume 84, 2017, Pages 273-288.
97. Petroleum Sector in the Context of International Integration.- PetroVietnam, 2017.
98. Phan Van Hung, Kwang-Soo Kim The Present State of Marine Oil Spills and the Enhancement Plans of National Oil Spill Response Capability in Vietnam Through the Comparison of Statistics and OSR System between Vietnam and Republic of Korea // *Journal of the Korean Society of Marine Environment & Safety*, Vol. 23, No. 6, pp. 690-698.
99. Phan Van Hung, Nguyen Manh Cuong (2017). Risk assessment of oil spill and improving capacity of oil response around Vietnamese sea. *Journal of Marine Science and Technology*, Vol. 49, pp.73-78.
100. Phan Van Hung, Nguyen Manh Cuong, Nguyen Thanh Le (2017a). The Present State of Vietnam Parties to International Conventions on Oil and HNS Pollution at Sea. *Journal of Marine Science and Technology*, Vol. 50, pp. 57-61.
101. Phan Van Hung, Nguyen Manh Cuong, Nguyen Thanh Le (2017b). Overview of HNS Spill Incident at Sea – Legal Basis of Vietnam. *Journal of Marine Science and Technology*, Vol. 51, pp. 14 – 19
102. Phan Van Hung. Estimating Maximum Amount of Oil Discharge in Vietnamese Water - Basis to Build Oil Spill Response. *Journal of Marine Science and Technology* 52: 67–71.
103. Piet, G.J., Knights A.M., Jongbloed R.H., Tamis J.E., de Vries P., Robinson L.A. Ecological risk assessments to guide decision-making: Methodology matters // *Environmental Science and Policy*. - 2017. - Vol. 68. – P. 1-9.
104. Reynolds D. B. World Oil Production Trend: Comparing Hubbert Multi-Cycle Curves, 2014
105. Siegel BZ, Siegel SM. 1978. Hawaii Geothermal Project: geotoxicology; (<https://evols.library.manoa.hawaii.edu/items/346b8214-7680-4bb6-a69c-07b7ed8ce070>).
106. Sil A., Wakadikar K., Kumar S., Babu S., Sivagami S., Tandon S., Hettiaratchi P., 2012, Toxicity Characteristics of Drilling Mud and Its Effect on Aquatic Fish Populations, *Journal of Hazardous, Toxic, and Radioactive Waste* 12 (16), 51-57.

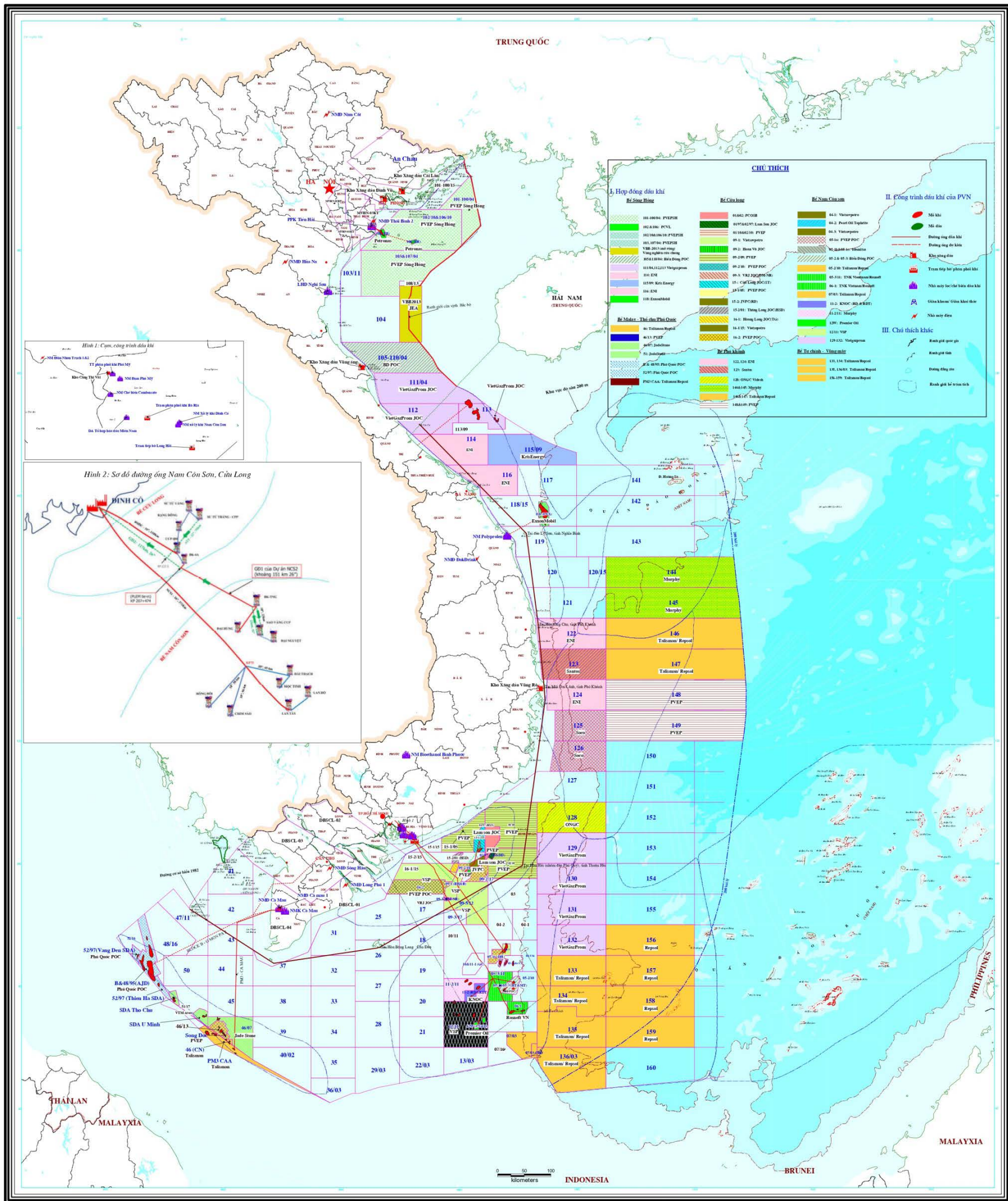
107. Soegianto A., Irawan B., Affandi M., 2008, Toxicity of Drilling Waste and Its Impact on Gill Structure of Post Larvae of Tiger Prawn (*Penaeus monodon*), *Global Journal of Environmental Research* 2 (1), 36-41
108. Statistical Review of World Energy // BP p.l.c. - URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (date of application: 25.10.2022).
109. Tapponnier P., Lacassin R., Leloup H. et al. The Ailaoshan-Red river metamorphic belt: tertiary left-lateral shear between Indochina and South China // *Nature*. 1990. Vol. 343. P. 431–437
110. The South China Sea Is an Important World Energy Trade Route - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration.
111. Treibs, A.E. (1936). "Chlorophyll- und Hämin-derivate in organischen Mineralstoffen". *Angew. Chem.* 49 (38), P. 682–686.
112. Trinh Quoc Vinh, Sergey Yakutseny Environment risk assessment and issues with hydrocarbon and geotoxicological factors // *International Journal of Civil, Mechanical and Energy Science*. 2022 №6.
113. Trinh Quoc Vinh, Sergey Yakutseny, Dinh Tran Ngoc Huy, Classical toxicology and main tasks of geotoxicology and analysis of environmental risks in the development of hydrocarbon raw materials // *International Journal of Ecosystems and Ecology Science*. 2023 №13.
114. U.S. Energy Information Administration (EIA), Lloyd's List Intelligence, GTI Global Trade Atlas, Center for Naval Analyses
115. VASI (2016). Vietnam Administration of Sea and Islands, Database oil spills in 2015. pp. 01-18.
116. Vietnamese sedimentary basins: Geological evolution and petroleum potential. *Geologic survey of Denmark and Greenland bulletin*, 2010.
117. Watkinson, I.; Elders, C.; Hall, R. The kinematic history of the Khlong Marui and Ranong Faults, southern Thailand// *Journal of Structural Geology*. 30 (12): P.1554–1571.

Приложение 1. Геологическая карта Вьетнама, Кампучии, Лаоса, 1971 год [75]

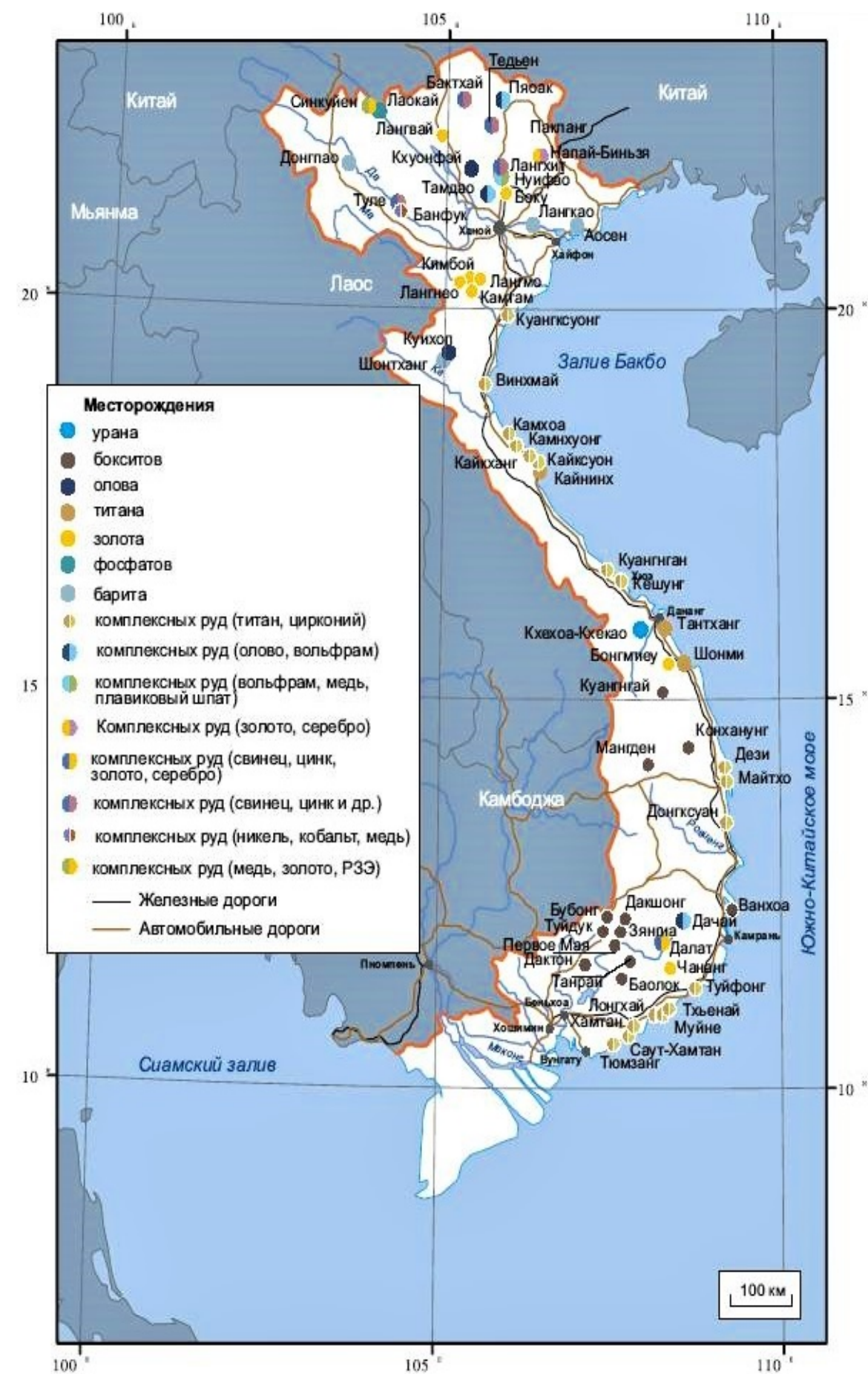
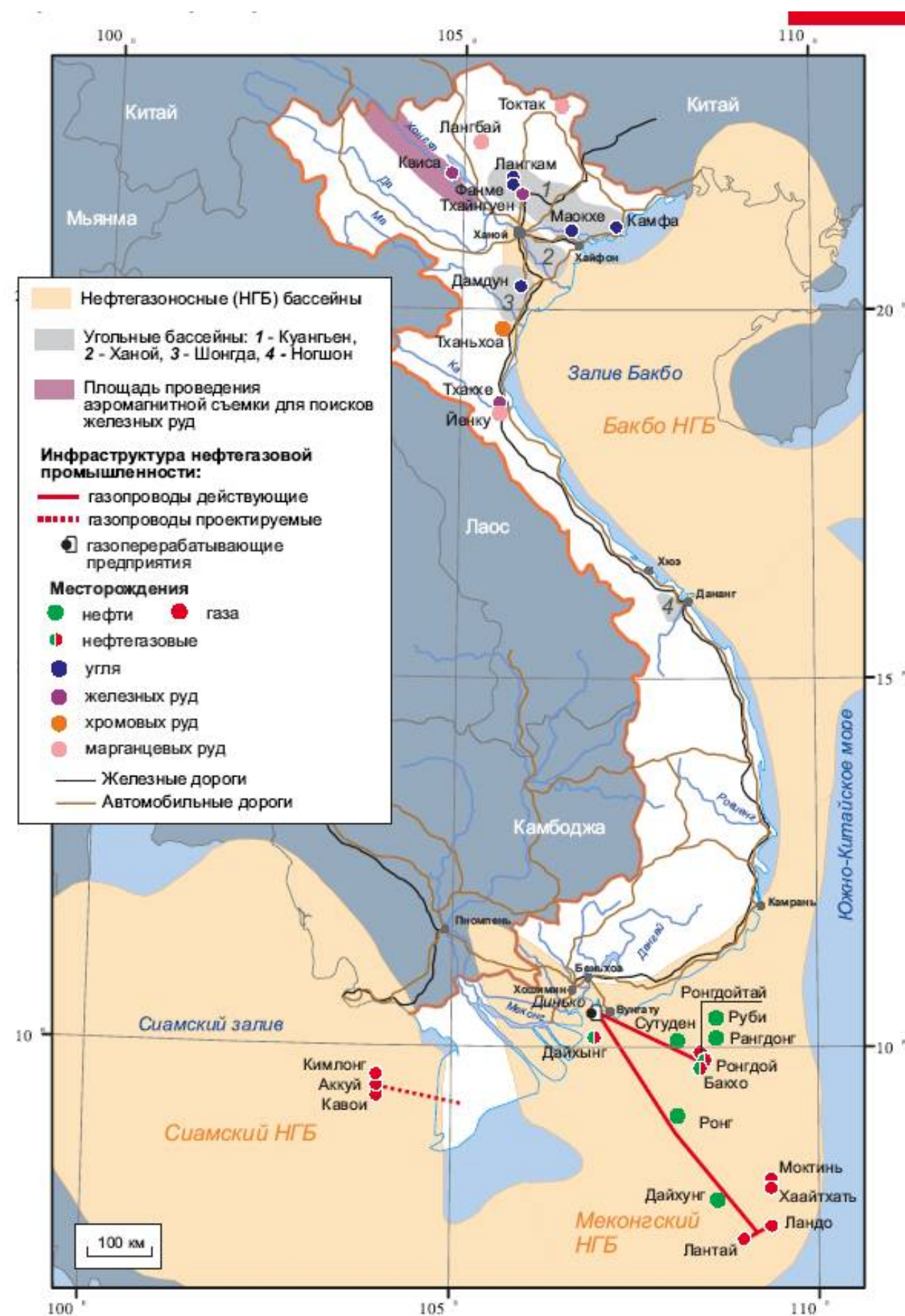




Приложение 3. Карта полезных ископаемых на шельфе Вьетнама



Приложение 4. Размещение основных полезных ископаемых Вьетнама



Приложение 5. Характеристика нефтегазоносных бассейнов Вьетнама

Бассейн	Период формирования	Основные типы ловушек	Покрышки	Нефтематеринские породы
Сонг Хонг	Олигоцен - плиоцен	• перекатные складки, • наклонные блоки разломов, • поднятия фундамента • карбонатные постройки	• третичная покрышка	• олигоценные озерные нефтеносные сланцы • олиго-миоценовые дельтовые/паралические газонасыщенные угли/углистые сланцы
Фукхань	Олигоцен - ранний миоцен	основные типы ловушек связаны с блоками разломов, связанными с трансформационными и трансформационными движениями	• олигоценные и миоценовые аргиллиты и аргиллиты с прослоями алевролитов	• олигоценные нижнемиоценовые сланцы • эоценовые сланцы
Кыулонг	поздний эоцен	• поднятия фундамента, перекатные складки, наклонные блоки разломов, драповые антиклинали и стратиграфические выклинивания.	• нижнеолигоценными озерными глинами и нижнемиоценовыми аргиллитами	• олигоценные озерные аргиллиты с высоким содержанием C_{org}
Нам Кон Сон	Палеоген - ранний плиоцен	• перекатные складки, наклонные блоки разломов растяжения, поднятия фундамента и карбонатные постройки	• Олигоценные, миоценовые прослои аргиллитов	• Паралические аргиллиты нижнего миоцена верхнего палеогена
Малай-Тхо Чу	ранний олигоцен - плиоцен	• наклонные блоки растяжения, драповое замыкание, связанное с растяжением, четырехстороннее падение падения, стратиграфические выклинивания	• чередование аргиллитов олигоцена и миоцена	• Отложения угля и аргиллитов верхнего олигоцена и нижнего миоцена

Приложение 6. Характеристика токсичности элементов и их соединений, наиболее распространенных в качестве компонентов-примесей в нефти, битумах и газах

Элементы, их соединения	Класс опасности	Проявление токсических свойств	ВОЗДУХ					ВОДА		ПОЧВА	Пищевые и кормовые соли, %
			Предельные концентрации, мг/м ³		ПДК, мг/м ³			ПДК, мг/л		ПДК _н , мг/кг	
			ПДК _{мр} ²⁸ Одноразового воздействия, ПК _{ост}	Хронического воздействия, ПК _{хр}	В рабочей зоне	Максимальное разовое ПДК _ц	Среднесуточное ПДК _{вр}	Водоемы санитарно-бытовые, ПД _{вр}	Водоемы рыбного хозяйства ПД _{вр}	В пахотном слое (естествен, содержание в почвах, г/т)	
S	-	В химически чистом виде не ядовита, но при длительном воздействии возможна общая хроника. Ядовиты соединения S.		4-5		SO ₂ - 0,5	SO ₂ - 0,05	-	-	-	-
H₂S	II	Высокотоксичен. Нервный яд. Его резкий запах (тухлых яиц) ощущается уже при его содержании в воздухе от 0,00002 мг/л, но чувствительность быстро теряется. При концентрации в воздухе более 1 мг/л - летален.			В смеси с УВ - 3,0	0,08	0,008	-	-	-	-
V	I-II	Высокотоксичен, канцероген, мутаген	0,06		-	0,5	0,002	0.05-0,1	0,001	Не уст. (38-460)	-
Cr	I-III	Токсичен и высоко токсичен (оксид хрома). Раздражения, дерматиты. Cr(VI) - канцероген			Cr ⁺³ - 1,0 CrCl ₃ - 0,01	CrO ₃ - 0,01 Cr ₂ O ₃ - 1,0	CrO ₃ - 0,0015	Cr - 0,05 CrO ₃ - 0,1 Cr ₂ O ₃ - 1,0	CrO ₃ - 0,1 Cr ₂ O ₃ - 0,5 Cr ⁺⁶ - 0,001 Cr ⁺³ - 0,005	Cr ⁺⁶ - 0,05 (до 1000)	-
Co	I-II	Высокотоксичен, канцероген, мутаген			CoSO ₄ - 0,005	CoSO ₄ - 0,001	Co - 0,001 CoSO ₄ - 0,004	Co - 0,1	Пресн.- 0,01 Мор. - 0,005	Не устан.- (5,0-26)	
Ni	I-II	Высокотоксичен, канцероген, мутаген, тератоген. В соединениях с S токсичность увеличивается.	0,06	0,001	NiC ₄ O ₄ - 0,0005	NiSO ₄ - 0,002	Ni - 0,001 NiO - 0,001 NiSO ₄ - 0,0002	Ni - 0,1 NiO - 0,05	Ni - 0,01	4 (5,4-61)	
Cu	II	Высокотоксична и токсична. Общетоксическое действие.	0,22		Cu - 0,1 CuSO ₄ - 0,003	Cu - 0,1 CuSO ₄ - 0,003	Оксид меди - 0,002	0,1-0,5	Пресн. - 0,01 мор. - 0,005	Подвижн. формы -3,0 (4,0 - 7,0)	2*10 ⁻⁴

Элементы, их соединения	Класс опасности	Проявление токсических свойств	ВОЗДУХ					ВОДА		ПОЧВА	Пищевые и кормовые соли, %
			Предельные концентрации, мг/м³		ПДК, мг/м³			ПДК, мг/л		ПДК _п , мг/кг	
			ПДК _{мр} ²⁸ Одноразового воздействия, ПК _{ост}	Хронического воздействия, ПК _{хр}	В рабочей зоне	Максимальное разовое ПДК _п	Среднесуточное ПДК _{ср}	Водоемы санитарно-бытовые, ПД _{бпр}	Водоемы рыбного хозяйства ПД _{рпр}	В пахотном слое (естествен, содержание в почвах, г/т)	
Zn	II-III	Токсичен, общетоксичное и канцерогенное действие.		5	ZnS - 5 Циней - 0,5 фосфид - 0,1	ZnCl ₂ - 0,005	Оксид - 0,05; ZnSO ₄ - 0,008	Zn - 1,0 Циней - 0,03	Пресн. ZnO - 0,01 мор. ZnO - 0,05	Подвежн. формы - 23 (31 -160)	
As	II	В химически чистом виде не ядовит. Высокотоксичные соединения As, особенно с S и металлами, что характерно для нефти, а также мышьяковистый ангидрид. Канцероген, Тератоген.			Арсин (AsH ₃) - 0,1 Оксид - 0,3	As ⁺ - 0,1	As - 0,003	As - 0,03	As - 0,01	2 (5-10)	1*10 ⁻⁴
Mo	II-III	Токсичен, канцероген и мутаген, общетоксичное действие, остеопорозы.			н.св.	4,0		0,5		Не уст. (1.0-2.0)	-
Cd	I	Высокотоксичен. Общетоксическое действие.			0,01	0,01	0,0003	0,001 - 0,01	Пресн. - 0,005 мор. - 0,01	(0,1 -0,6)	2*10 ⁻⁵
Hg	I	Высокотоксична, аллерген, мутаген, канцероген, общетоксическое действие, действует на психику (болезнь сумасшедшего шляпочника).		0,01	Hg - 0,0003 HgCl - 0,00001	0,0003		Соли Hg - 0,0005	HgCl - 0,00001	Не уст. (0,06-0,3)	1*10 ⁻⁶
Pb	II	Высокотоксичен, канцероген, мутаген, тератоген и гонадотоксичен.			0,005 - 0,01	PbS - 0.0017	0.003-0.004	0.03	Пресн. - 0,03 мор. - 0.01	(10-38)	2*10 ⁻⁵
U	I	Высокотоксичен. Радиоактивен и ядовит.			0,075			0,05		(Th-4-20)	

Приложение 7. Оптимальное распределение сил средств ПЛАРН для своевременной локализации загрязнения и качественной работе по их ликвидации

Выявление факторов и анализ иерархического риска модели разлива нефти и ОВВ

В настоящее время во Вьетнаме на государственном уровне определяют как наиболее значимые 34 морских порта (Решение № 804/QĐ-TTg от 08.07.2022). Критерии оценки и классификации морских портов во Вьетнаме учитываются степенью влияния их на экономику и экосистемы, а также инфраструктурные параметры (Постановление № 76/2021/ND-CP от 28.07.2021). Критерии сферы влияния морских портов оцениваются на основании генерального плана развития системы морских портов, утвержденного компетентными государственными органами по следующим уровням развития:

- социально-экономического развития страны в целом с функцией международной перевалки и/или международных морских ворот;
- социально-экономического развитие всей страны или региона;
- социально-экономического развития региона;
- местного социально-экономического развития.

Критерии размера морского порта оцениваются исходя из грузооборота и тоннажа судов, прибывших в морской порт.

С учетом выше представленных подходов морские порты оцениваются и делятся на 4 класса по 100 бальной методике:

- Класс специальных морских портов (более 90 баллов) – 2 порта (Хайфон и Вунгтау).
- I класс (от 70 до 90 баллов) – 11 портов;
- II класс (от 50 до 70 баллов) – 7 портов;
- III класс (менее 50 баллов) – 14 портов;

Анализ и оценка рисков разлива нефти и ОВВ (РОН) в районе порта в соответствии с его классом осуществляется иерархической моделью по методологии нечеткой аналитической иерархии факторов: 7 факторов верхнего уровня и 22 фактора нижнего уровня (рис. 7.1 и табл. 7.1).

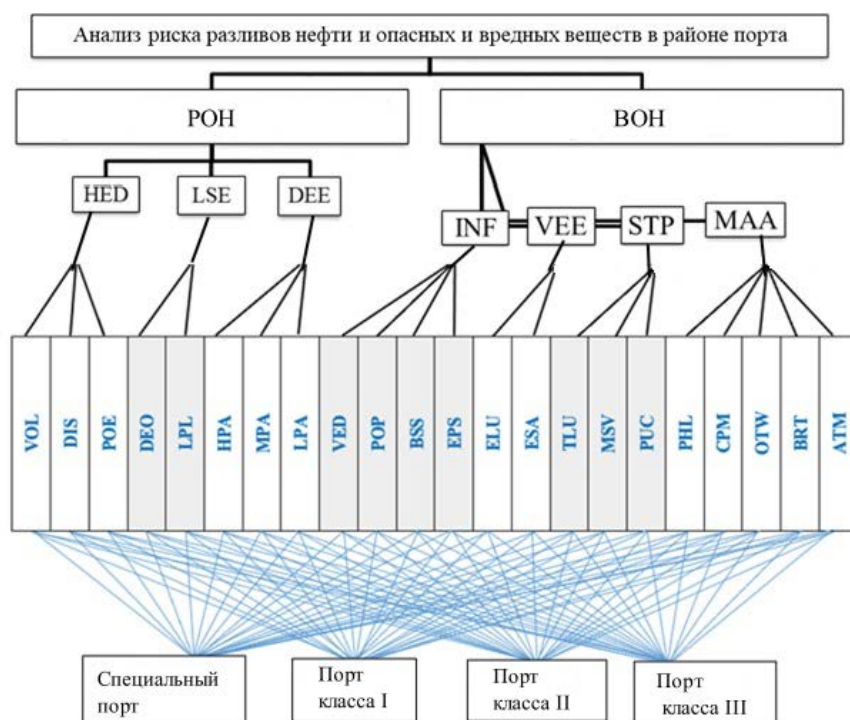


Рис. 7.1 – Анализ риска разливов нефти и опасных вредных веществ в районе порта

Таблица 7.1 – Важные факторы для оценки РОН

Цель / Target	Верхний уровень / Top level	Нижний уровень / Lower level
РОН Вероятность возникновения разливов нефти и ОВВ / Possible consequences of an oil and HNS spills	HED Ущерб здоровью / Damage to health	VOL Объем конкретных опасных и ядовитых веществ / The volume of specific hazardous and toxic substances
		DIS Расстояние от порта до жилого района / Distance from port to residential area
		POE Количество людей, работающих в районе порта / Number of people working in the port area
	LSE Потеря социально-экономической деятельности / Loss of socio-economic activity	DEO Нарушение работы морского порта / Seaport disruption
		LPL Потеря людьми средств к существованию / Loss of people's livelihood
	DEE Ущерб экосистеме и окружающей среде / Damage to the ecosystem and the environment	HPA Высокоприоритетные охраняемые районы / High priority protected areas
		MPA Охраняемые территории со средним приоритетом / Protected areas with medium priority
		LPA Охраняемые районы с низким приоритетом / Low priority protected areas
ВОН Вероятность разлива нефти и ОВВ / The probability of an oil and HNS spills	INF Инфраструктура / Infrastructure	VED Безопасность на море / Maritime safety
		POP Положение порта / Port position
		BSS Причал и система хранения / Berth and storage system
		EPS Система защиты окружающей среды, реагирование на нефть, опасные и ядовитые вещества / Environmental Protection System, Response to Oil, Hazardous and Poisonous Substances
	VEE Транспортные средства и оборудование / Vehicles and equipment	EUU Загрузка (разгрузка) оборудования / Loading (unloading) equipment
		ESA Оборудование, складское помещение / Equipment, storage room
	STP Масштаб и тип портовых операций / Scale and type of port operations	TLU Тип погрузки (разгрузки) в порту / Type of loading (unloading) in the port
		MSV Максимальный объем хранилища за один раз / Maximum storage at one time
		PUC Упаковка, разгрузка и очистка контейнеров, цистерн / Packaging, unloading and cleaning of containers, tanks
	MAA Управленческая деятельность / Management activities	PHL Процесс обработки, погрузки/разгрузки, хранения нефти и опасных и ядовитых веществ / The process of handling, loading / unloading, storage of oil and hazardous and toxic substances
		CPM Планы действий в чрезвычайных ситуациях, меры по предотвращению загрязнения и реагированию на инциденты / Contingency plans, pollution prevention and incident response measures
		OTW Организовать обучение работников безопасной погрузке и разгрузке нефти, опасных и ядовитых веществ и реагированию / Organize training for workers on the safe loading and unloading of oil, hazardous and toxic substances and how to respond
		BRT Создание группы реагирования и обучение / Creation of a response team and training
		ATM Применять технологии в управлении / Apply technology to management

Модель анализа риска разливов нефти и ОВВ позволяет отдельно определить ущерб здоровью (HED) и окружающей среде (DEE), потерю социально-экономической деятельности (LSE) от вероятного возникновения разлива нефти и ОВВ (РОН). А также оценить вероятность разлива нефти и ОВВ (ВОН) исходя из состояния инфраструктуры (INF), используемых транспортных средств и оборудования (VEE), масштаба и типа портовых операций (STP) и

деятельности по управлению рисками (МАО).

В основу представленных исследований положены работы Лотфи А. Заде (1965). Он впервые предложил обобщить теорию стандартных множеств на нечеткие множества, чтобы избежать различных ошибок аппроксимации и расплывчатых характеристик, которые ориентировали рациональность неопределенности из-за расплывчатости. В данной статье найден метод нечеткой аналитической иерархии, который будет использоваться для нахождения конечных весовых коэффициентов для четырех классов портов.

Процесс аналитической иерархии (analytical hierarchy process) многокритериальный инструмент принятия решений, был первоначально представлен Р. Саати (1987). Процесс нечеткой аналитической иерархии предлагается для принятия решений по нескольким критериям в различных областях, таких как политика и стратегия, социально-экономические аспекты, науки об управлении, планирование, оптимизация и т.д..

Чоу и Лян (2001) представили подходы к использованию систематизации иерархической структуры и сложных критериев оценки. Кроме того, процесс аналитической иерархии был интегрирован с различными методами, такими как нечеткая логика, линейная программирование и т.д.. Поэтому, для более желаемой цели, некоторые ученые объединили теорию нечеткости с методом процесса аналитической иерархии для обработки матриц нечеткого сравнения.

Нечеткие числа и нечеткий синтетический экстенст

Принимая во внимание, что нечеткая модель аналитического иерархического процесса является релевантным методом решения управленческих задач, предлагается использовать нечеткий лингвистический подход, позволяющий учитывать оптимистическое и пессимистическое отношение лиц, принимающих решения, поставленной задачи. Функции принадлежности решения характеризуются числом нечетких треугольников и оцениваются рейтингами предпочтения вместо обычных числовых мер эквивалентности. Этот подход позволяет получить оценки рисков разлива нефти и ОВВ для каждого района порта.

Нечеткое множество – это класс объектов с континуумом степеней значений в диапазоне от 0 до 1. Полное отсутствие представительства - 0, а полное представительство - 1. Значения, лежащие между 0 и 1, относятся к нечетким множествам. Нечеткое число m на R должно быть треугольным нечетким числом (TFN) с тремя точками, если его функция принадлежности m равна уравнению (1).

$$f_m(x) = \begin{cases} 0, & x < l \\ \frac{x-l}{m-l}, & l \leq x \leq m \\ \frac{u-x}{u-m}, & m \leq x \leq u \\ 0, & x > u \end{cases}, \quad (1)$$

Рассматривая два треугольных нечетких числа $m_1 = (l_1, m_1, u_1)$ и $m_2 = (l_2, m_2, u_2)$, которыми можно управлять в соответствии с их законами, как показано ниже:

$$\text{- сложение: } m_1 + m_2 = (l_1 + l_2, m_1 + m_2, u_1 + u_2), \quad (2)$$

$$\text{- вычитание: } m_1 - m_2 = (l_1 - l_2, m_1 - m_2, u_1 - u_2), \quad (3)$$

$$\text{- умножение: } m_1 \times m_2 = (l_1 \times l_2, m_1 \times m_2, u_1 \times u_2), \quad (4)$$

$$\text{- деление: } m_1^{(-1)} = (1/u_1, 1/m_1, 1/l_1), \quad (5)$$

Значение нечетких методов рассматривали как лингвистическое значение того, что определенные значения преобразуются в нечеткие числа в соответствии с определениями в табл. 7.2.

Таблица 7.2 – Лингвистические ответы и диаграмма преобразования нечеткого масштаба [6]

Лингвистическая шкала / Linguistic scale	TFN шкала / scale	TFN взаимная шкала / reciprocal scale
Просто равная / Just equal	(1,1,1)	(1,1,1)
Равная важность / Equal Importance	(1/2,1,3/2)	(2/3,1,2)
Наименее важно / Weakly more important	(1,3/2,2)	(1/2,2/3,1)
Более важно / More important	(3/2,2,5/2)	(2/5,1/2,2/3)
Наиболее важно / Much more important	(2,5/2,3)	(1/3,2/5,1/2)
Абсолютно важно / Absolutely more important	(5/2,3,7/2)	(2/7,1/3,2/5)

Алгоритм нечеткого аналитического иерархического процесса

Этапы процесса нечеткой аналитической иерархии, который первоначально был представлен Д. Чангом [15], используется в соответствии со следующим алгоритмом:

- пусть $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ - набор объектов, а $U = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ - набор целей;
- тогда берется объект и выполняется анализ степени для каждой цели соответственно.

Следовательно, m значений анализа степени для каждой цели можно получить со следующими признаками:

$$M_{g_1}^1, M_{g_2}^2, \dots, M_{g_i}^j, i = 1, 2, \dots, n. \quad (6)$$

где все $M_{g_i}^j$ ($j = 1, 2, \dots, m$) являются треугольными нечеткими числами, а g_i соответствует цели.

Далее в соответствии с предложенным алгоритмом осуществляется пошаговый расчет.

Шаг 1. Определяется значение нечеткой синтетической протяженности по отношению к i -му объекту с выполнением операции нечеткого сложения m значений анализа степени для конкретной матрицы, с вычислением обратной величины вектора.

Шаг 2. Поскольку M_1, M_2 являются двумя треугольными нечеткими числами, степень вероятности $M_1 = (l_1, m_1, u_1) \leq M_2 = (l_2, m_2, u_2)$ определяется как:

$$V(M_1 \leq M_2) = \sup_{x \leq y} [\min(\mu_{m_1}(x), \mu_{m_2}(y))], \quad (7)$$

$$V(M_1 \leq M_2) = hgt(M_1 \cap M_2) = \mu_{M_2}(d) = \begin{cases} 1, \text{ if } m_1 \leq m_2 \\ 0, \text{ if } l_1 \geq u_2 \\ \frac{l_1 - u_2}{(m_2 - u_2) - (m_1 - l_1)} \text{ otherwise} \end{cases}, \quad (8)$$

где d – ордината наивысшей точки пересечения между μ_{M_1} и μ_{M_2} , а hgt - высота. Числа M_1 и M_2 следует сравнить, рассчитав как значения $V(M_1 \leq M_2)$, так и значения $V(M_1 \geq M_2)$.

Шаг 3. Степень вероятности того, что выпуклое нечеткое число будет больше, чем k выпуклых нечетких M_i ($i = 1, 2, \dots, k$) чисел, может быть определена с помощью:

$$V(M \geq M_1, M_2, \dots, M_k) = V[(M > M_1) \text{ and } (M > M_2) \text{ and } \dots \text{ and } (M > M_k)] \\ = \min V(M \geq M_i), i = 1, 2, 3, \dots, k \quad (9)$$

$$\text{Допустим, } d'(A_i) = \min V(S_i \geq S_k) \quad k = 1, 2, \dots, n; k \neq i. \quad (10)$$

И тогда вектор веса задается с помощью

$$W' = (d'(A_1), d'(A_2), \dots, d'(A_n))^T \quad (11)$$

где A_i ($i = 1, 2, \dots, n$) – это n элементов.

Шаг 4. С помощью нормализации, нормализованные весовые векторы являются

$$W = (d(A_1), d(A_2), \dots, d(A_n))^T \quad (12)$$

где W – нечеткое число.

Индекс согласованности (CI)

Р. Саати (1987) [9] предложил индекс согласованности (CI), который связан с методом собственных значений, применяемым в матрице, для которых:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (13)$$

где n : размерность матрицы и $\lambda_{\max}$ = максимальное собственное значение. Р. Саати предположил, что, если $CI/RI < 0,1$, матрица попарного сравнения характеризуется приемлемым уровнем согласованности. RI – это случайный индекс (средний CI 500 случайно заполненных матриц), значения которого были предопределены Р. Саати для задач с $n \leq 10$, как указано в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Значения случайного индекса (RI)

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49

Для того чтобы проверить непротиворечивость матрицы, необходимо рассчитать коэффициент непротиворечивости:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} = \frac{7,0683 - 7}{7 - 1} = 0,01138 \quad (14)$$

$$CR = \frac{CI}{RI} = \frac{0,01138}{1,35} = 0,00843 < 0,10 \quad (15)$$

Это означает, что результат последовательности процессов нечеткой аналитической иерархии отличается высокой согласованностью. Распределение весовых коэффициентов очень разумно.

Окончательный вес и ранжирование RОН основаны на сочетании процесса аналитической иерархии и нечеткого метода, что привело к окончательному весу в целом и ранжированию основного фактора RОН для конкретного порта, в результате чего процесс обработки погрузки/разгрузки, хранения нефти и опасных и ядовитых веществ (13 % от PHL) считался лучшим RОН для специального порта Хайфон (рис. 7.2).

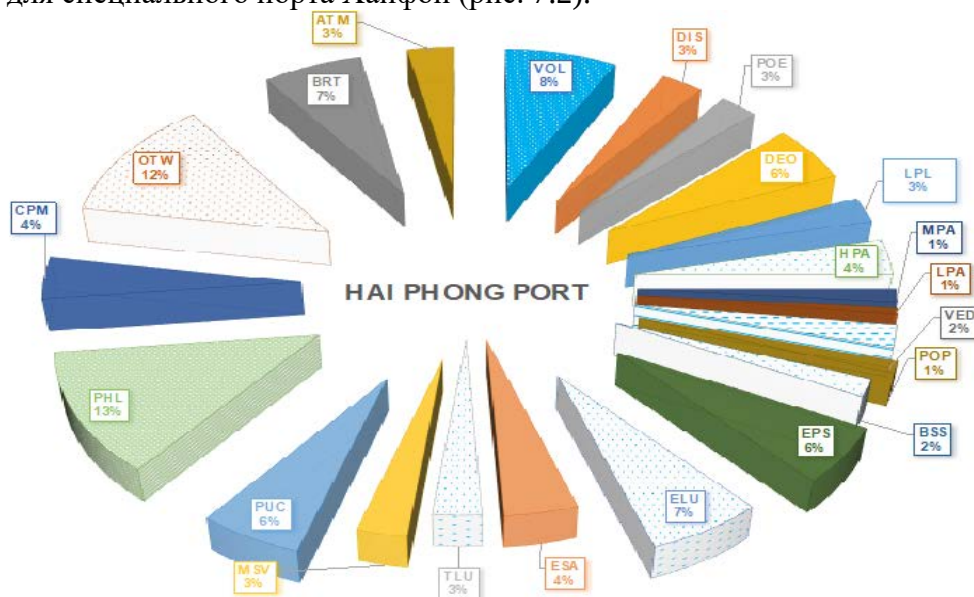


Рис. 7.2 – Соотношение важных факторов для модели RОН порта Хайфон

Результаты и обсуждение

Для анализа рисков разливов нефти и ОВВ в районе порта Вунгтау (СРВ) в исследовании провели анкетирование специально отобранной группы экспертов «объединения экспертов» Вьетнамской ассоциации судовладельцев, состоящей из лиц, представляющих следующие организации:

- Морская администрация / Агентство береговой охраны;
- Министерство окружающей среды, Институт природных ресурсов и охраны окружающей среды, изменения климата и энергетики;
- Судоходство компании и ассоциации судовладельцев;
- Верфи, судостроители, морские архитекторы;
- Морские университеты и научно-исследовательские институты;
- Поставщики судового топлива/бункеровка;
- Международные разработчики технологий и поставщики судового оборудования, имеющие опыт работы не менее 5 лет.

Этим экспертам предлагается выявить зависимость семи основных критериев от 22 факторов, ранее представленных в таблице 7.1, в диапазоне RОН для конкретного порта. Результаты опроса проанализированы с использованием показателей процесса нечеткой аналитической иерархии, которые представлены ниже.

На первом этапе анализа настраивается матрица парного сравнения для выявления относительной важности между различными факторами, путем преобразования результатов анкетирования в нечеткие числа (табл. 7.2).

В итоге формируется матрица нечеткой оценки (табл. 4), включающая локальные веса и попарное сравнение факторов, в том числе семь факторов верхнего уровня (HED, LSE, DEE, INF, VEE, STP, MAA) и элементы (VOL, DIS, POE, DEO, LPL, HPA, MPA, LPA, VED, POP, BSS, EPS, ELU, ESA, TLU, MSV, PUC, PHL, CPM, OTW, BRT и ATM) на нижнем уровне. Эти нечеткие значения сравниваются (матрицы попарного сравнения). Весовой коэффициент был определен как W_p .

Таблица 7.4 – Взвешенные баллы в целом по каждому фактору с помощью нечетко-аналитического иерархического процесса

Высшая оценка / Top grade			Более низкая оценка / Lower score			Глобальные взвешенные баллы в целом / Global weighted scores generally,
Основной фактор / Main factor	Местный вес / Local weight	Глобаль ный вес / Global weight	Фактор / Factor	Местный вес / Local weight	Глобаль ный вес / Global weight	
1	2	3	4	5	6	7
HED	0,39	0,1229	VOL	0,36	0,140	0,0442
			DIS	0,29	0,113	0,0356
			POE	0,35	0,137	0,0430
LSE	0,33	0,1040	DEO	0,65	0,215	0,0676
			LPL	0,35	0,116	0,0364
DEE	0,28	0,0882	HPA	0,521	0,146	0,0460
			MPA	0,312	0,087	0,0275
			LPA	0,167	0,047	0,0147
INF	0,2	0,1370	VED	0,30	0,060	0,0411
			POP	0,11	0,022	0,0151
			BSS	0,24	0,048	0,0329
			EPS	0,35	0,070	0,0480
VEE	0,16	0,1233	ELU	0,58	0,093	0,0636
			ESA	0,42	0,067	0,0460

Окончание таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7
STP	0,18	0,1233	TLU	0,29	0,052	0,0358
			MSV	0,25	0,045	0,0308
			PUC	0,46	0,083	0,0567
МАО	0,46	0,3151	PHL	0,31	0,143	0,0977
			CPM	0,16	0,074	0,0504
			OTW	0,27	0,124	0,0851
			BRT	0,15	0,069	0,0473
			ATM	0,11	0,051	0,0347

Результаты анализа показывают, что (МАО) как основной фактор занимает первое место в верхней оценке, местный вес (0,46) и глобальный вес (0,3151). Это означает, что (МАО) является наиболее предпочтительным основным фактором по сравнению с другими факторами. Другие основные факторы и подфакторы рассчитываются аналогичным образом.

Первая часть процедуры ранжирования заключалась в анализе конкретной области применения каждого критерия, поскольку их целевыми значениями могут быть максимальные (VOL, DIS, POE и т.д.) или минимальные (POP, TLU, PUC). В работе для всех критериев использовались максимальные значения.

Результаты средних критериев нормализации РОН представлены в таблице 5.

Как показало исследование количество аварий вокруг порта класса II должно быть ниже, чем в портах других классов. Прогнозируется, что экономика Вьетнама будет расти до 2050 года, спрос на товары через морские порты будет увеличиваться. В инфраструктуру морского порта класса I вкладываются значительные средства с целью повышения пропускной способности грузопотока. Таким образом, риск инцидентов, связанных с опасными и ядовитыми веществами, в порту класса I в ближайшем будущем возрастет. Требуются эффективные решения для контроля опасных и ядовитых веществ в порту с разработкой специальных инженеринговых решений.

Таблица 7.5 – Результирующая нормализация среднего значения с использованием процесса аналитической иерархии

Критерии / Criterion	Специальный порт / Special port (Hai Phong)	Порт класса I / Type I port (Thanh Hoa)	Порт класса II / Type II port (Binh Thuan)	Порт класса III / Type III port (Ca Mau)
VOL	0,7092	0,1460	0,1268	0,0180
DIS	0,3328	0,0666	0,0333	0,5674
POE	0,2525	0,4503	0,1518	0,1455
DEO	0,3455	0,2909	0,2182	0,1455
LPL	0,2877	0,3973	0,1644	0,1507
HPA	0,3117	0,0584	0,3636	0,2662
MPA	0,1898	0,2190	0,0292	0,5620
LPA	0,1795	0,3675	0,1026	0,3504
VED	0,2326	0,0233	0,5814	0,1628
POP	0,3273	0,3091	0,2000	0,1636
BSS	0,2230	0,5145	0,2208	0,0417
EPS	0,5000	0,2143	0,1429	0,1429
ELU	0,4286	0,2857	0,1429	0,1429
ESA	0,3810	0,2857	0,1905	0,1429
TLU	0,3243	0,3243	0,1622	0,1892
MSV	0,3846	0,3077	0,1538	0,1538
PUC	0,4286	0,2857	0,1429	0,1429
PHL	0,5263	0,2632	0,1053	0,1053
CPM	0,3390	0,2542	0,2034	0,2034
OTW	0,6000	0,2000	0,1000	0,1000
BRT	0,5882	0,1765	0,1176	0,1176
ATM	0,3750	0,2500	0,1875	0,1875

Результат каждого критерия RОН определялся путем суммарного умножения нормировочной оценки и веса в целом каждого фактора конкретного порта с помощью процесса нечеткой аналитической иерархии

$$H_i = \sum_{j=1}^{11} Z_{ij} \times W_{ij}^G \quad (16)$$

где: H_i : - результат порта i ; Z_{ij} : - оценка нормализации коэффициента j порта i ; W_{ij}^G - общий вес фактора j порта i .

В таблице 6 представлен глобальный конечный вес 22 важных факторов для RОН в деталях по четырем классам портов. Риск разливов нефти и опасных и ядовитых веществ в порту является сложной проблемой, зависящей от многих факторов и конкретных условий. В соответствии с моделью RОН анализируются и ранжируются важные факторы, которые в значительной степени влияют на риск разлива нефти, а также ОБВ в районе порта. Эти результаты отражают уровень воздействия, основанный на экспертном мнении и фактических данных в каждом порту, путем сочетания метода нечеткой и аналитической иерархии процессов.

Таблица 7.6 – Конечный вес каждого RОН

Критерии / Criterion	Специальный порт / Special port (Hai Phong)	Порт класса I / Type I port (Thanh Hoa)	Порт класса II / Type II port (Binh Thuan)	Порт класса III / Type III port (Ca Mau)
VOL	0,0313	0,0065	0,0056	0,0008
DIS	0,0118	0,0024	0,0012	0,0202
POE	0,0109	0,0194	0,0065	0,0063
DEO	0,0234	0,0197	0,0147	0,0098
LPL	0,0105	0,0145	0,006	0,0055
HPA	0,0143	0,0027	0,0167	0,0122
MPA	0,0052	0,006	0,0008	0,0155
LPA	0,0026	0,0054	0,0015	0,0052
VED	0,0096	0,001	0,0239	0,0067
POP	0,0049	0,0047	0,003	0,0025
BSS	0,0073	0,0169	0,0073	0,0014
EPS	0,0240	0,0103	0,0069	0,0069
ELU	0,0273	0,0182	0,0091	0,0091
ESA	0,0175	0,0131	0,0088	0,0066
TLU	0,0116	0,0116	0,0058	0,0068
MSV	0,0118	0,0095	0,0047	0,0047
PUC	0,0243	0,0162	0,0081	0,0081
PHL	0,0514	0,0257	0,0103	0,0103
CPM	0,0171	0,0128	0,0103	0,0103
OTW	0,0511	0,017	0,0085	0,0085
BRT	0,0278	0,0083	0,0056	0,0056
ATM	0,0130	0,0087	0,0065	0,0065

Как видно из проведенных исследований наиболее значимыми факторами для специального порта Вунгтау являются:

- процесс обработки погрузки /разгрузки, хранение нефти и опасных и ядовитых веществ (0,0514);
- организация обучения работников безопасной погрузке и выгрузке нефти / опасных и ядовитых веществ и реагированию (0,0511);
- объем конкретных опасных и ядовитых веществ (0,0313);

- создание группы реагирования и обучение (0,0278);
- погрузка/разгрузка оборудования (0,0273).

Результаты анализа свидетельствуют об общем консенсусе экспертов. Все эксперты были ознакомлены с неопределенностью метода, прежде чем ответить на вопросы и высказать свое мнение о целостном подходе. Метод процесса нечеткой аналитической иерархии был подтвержден путем демонстрации его применимости на реальном примере и достижения компромиссного решения, приемлемого для всех заинтересованных сторон. В будущем различные изменяющиеся условия, такие как увеличение добычи и транспортировки нефти и опасных и ядовитых веществ в связи с потребностями экономики, кадрового потенциала, изменения глобальной политики и законодательства будут приводить к корректировке важности рассмотренных критериев.

Предложенные подходы позволяют наметить хорошую тенденцию для сторон, участвующих в операциях морского порта, выполнять свои обязательства в соответствии со строгими правилами контроля над нефтью и опасными, и ядовитыми веществами, создавая при этом безопасную среду для всех классов портов.

Приложение 8. Норвежская технология MudCube по очистке бурового раствора

Внешний вид норвежской технологии MudCube по очистке бурового раствора и принцип ее работы, представлен на рисунке 8.1

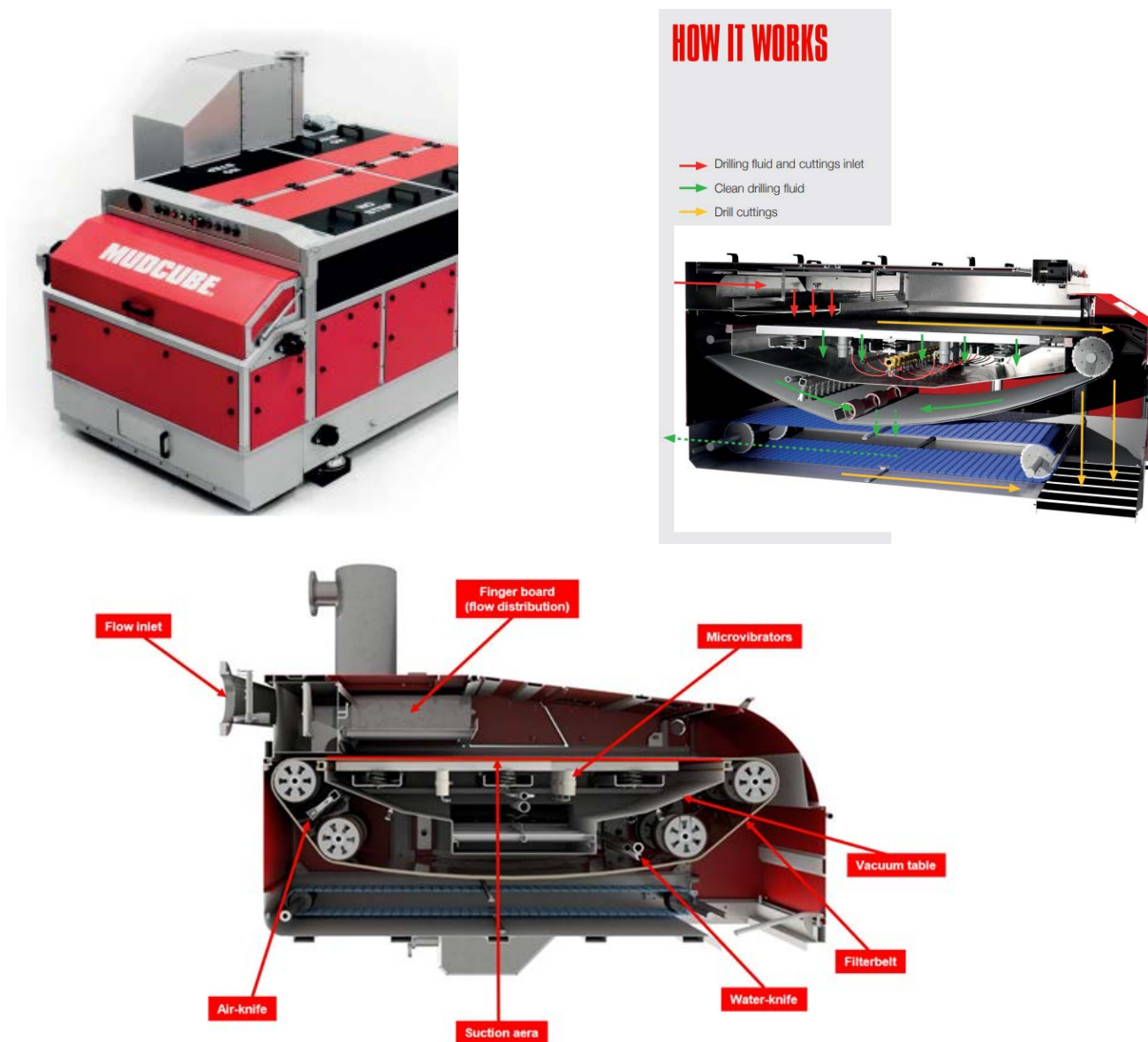


Рисунок 8.1 Основные элементы MudCube и принцип ее работы²⁹

Принцип действия: вращающаяся лента фильтра подаёт буровой раствор и выбуренную породу вперёд, в тот момент, когда воздух в объёме 20 000 литров в минуту подаётся через ленту, захватывая при этом жидкую фазу, бурового раствора.

Данная технологии MudCube имеет ряд положительных особенностей:

- небольшой вес, незначительный объем (компактное оборудование);
- полный контроль за твердыми частицами;
- MudCube работает с одним фильтровальным поясом, время на замены фильтра – 2-3 минуты;
- Возможность работать с растворами на ЭРОУ;

- замкнутая система и высокая скорость воздушного потока
- минимизировано воздействие на операторов H_2S , крышки блокируются или подают сигнал при открытии;
- Увеличение эффективности при бурении;
- Уменьшение потребления бурового раствора;
- Снижение требований для системы HVAC2 (Нагревание, вентиляция и кондиционирование воздуха);
- Снижение количества отходов;
- Снижение уровня шума;
- Устранение вибрации;
- Уменьшение пара и тумана в процессе.

Система MudCube позволяет осуществлять контроль в реальном времени и дистанционное управление.

Регулирование и эксплуатация системы MudCube могут осуществляться дистанционно благодаря камерам, датчикам и системе управления.

Различия в буровом шламе, отделенном от бурового раствора на традиционном вибросите и установке MudCube демонстрирует рис. 8.2

A direct comparison, offshore Malaysia.



Traditional shakers

- High mud loss
- High noise and vibration
- Extensive exposure to mist and vapour



MudCube

- Drier cuttings
- Less waste
- Improved HSE conditions



Up to 80% less mud on cuttings.
See for yourself using the QR
code or type MudCube into your
YouTube search bar.

Рис. 8.2 – Сравнение бурового шлама после отделение от бурового раствора³⁰