



*Филиал федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования «Аст-
раханский государственный технический университет» в
Ташкентской области Республики Узбекистан*

Факультет высшего образования

Кафедра «ОЭиЭ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
для проведения занятий по дисциплине
ВОЗДЕЙСТВИЕ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫЧИ НА
ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

для магистров направления

05.04.06 Экология и природопользование
Направленность Экологический мониторинг



Ташкентская область, Кибрайский район – 2025

ТЕМА ГЕОГРАФИЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

Теоретический материал

История освоения нефтегазовых ресурсов

Первые скважины в истории человечества бурили ударно-канатным способом за 2000 лет до нашей эры для добычи рассолов в Китае.

До середины 19 века нефть добывалась в небольших количествах, в основном из неглубоких колодцев вблизи естественных выходов ее на дневную поверхность. Со второй половины 19 века спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием на их основе промышленности, которая требовала больших количеств смазочных веществ и более мощных, чем сальные свечи, источников света.

Исследованиями последних лет установлено, что первая скважина на нефть была пробурена ручным вращательным способом на Апшеронском полуострове (Россия) в 1847 г. по инициативе В.Н. Семенова. В США первая скважина на нефть (25 м) была пробурена в Пенсильвании Эдвином Дрейком в 1859 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности США. Рождение российской нефтяной промышленности принято отсчитывать от 1964 г., когда на Кубани в долине реки Кудак А.Н. Новосильцев начал бурить первую скважину на нефть (глубиной 55 м) с применением механического ударно-канатного бурения.

На рубеже 19-20 веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания. Внедрение их в практику привело к бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности. Масштабы освоения залежей углеводородов представлены на рисунке 1.

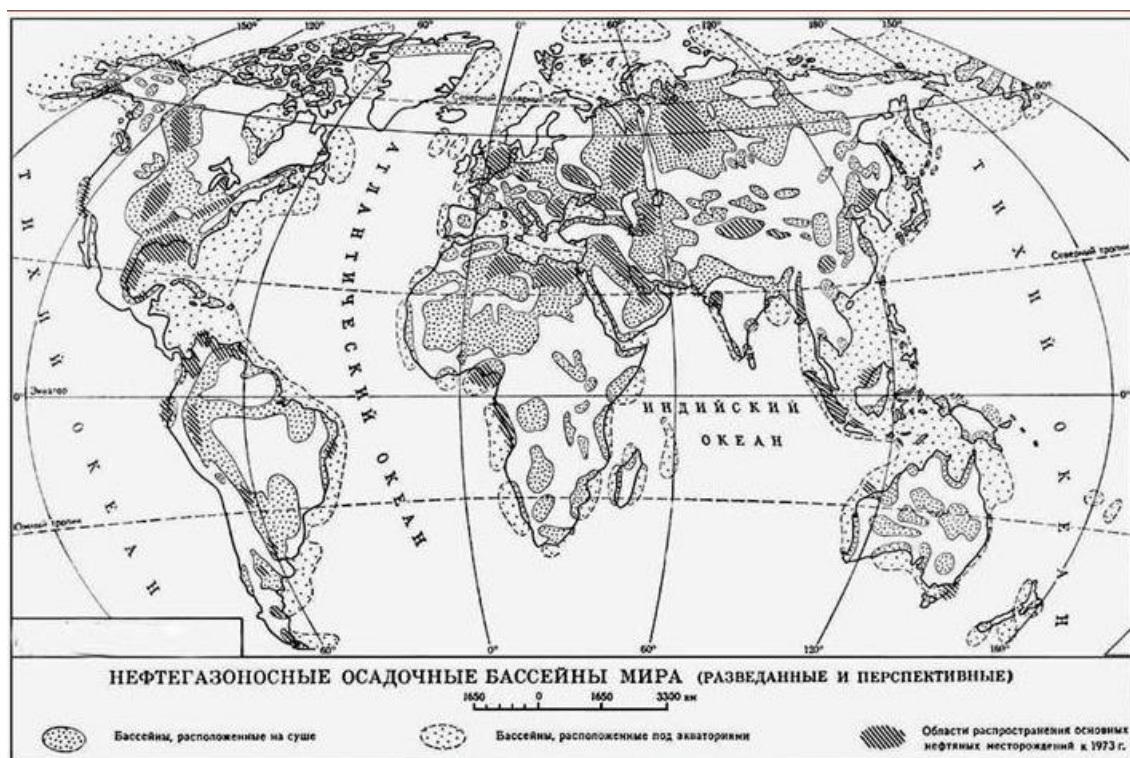


Рис. 1. Нефтегазоносные бассейны Мира

Морские нефтегазовые ресурсы

Особо следует остановиться на добычи нефти в Мировом океане.

В Мировом океане сейчас насчитывают около 1000 нефтегазоносных районов при площади перспективных для промышленного освоения участков морского дна около 60-80 млн. кв. километров, из которых 13 млн.км² приходится на морской шельф.

Большинство известных месторождений нефти и газа тяготеет к прибрежным и шельфовым зонам на глубинах до 400-500 м. Как следует из теории «лавиной седиментации» разработанной академиком А.П. Лисицыным, наиболее благоприятные условия нефтегазообразования складываются в зонах быстрого и интенсивного формирования осадочных отложений. Расположение этих зон совпадает с областями распространения потенциально газоносных акваторий. По современным оценкам, суммарные мировые запасы углеводородов на сушей в пределах шельфа соотносятся примерно в пропорции 3:1.

География современной морской добычи нефти и газа впечатляюще широка - от коралловых рифов Австралии до арктических морей (Рис. 2). Уже в начале 80-х годов в Мировом океане насчитывалось более 800 нефтегазовых месторождений, многие из которых отличаются уникальностью запасов природного газа и газоконденсата. За последние 30 лет были открыты и основательно разведаны месторождения углеводородов на шельфе Атлантического океана (Мексиканский залив, Карибское море, Гвинейский залив), восточной части Тихого океана (залив Кука, прибрежные воды Калифорнии), у берегов Аляски, Канады, Австралии, Новой Зеландии, в Персидском и Суэцком заливах, Северном и Средиземных морях, на шельфе Юго-Восточной Азии и в ряде других морских регионов.

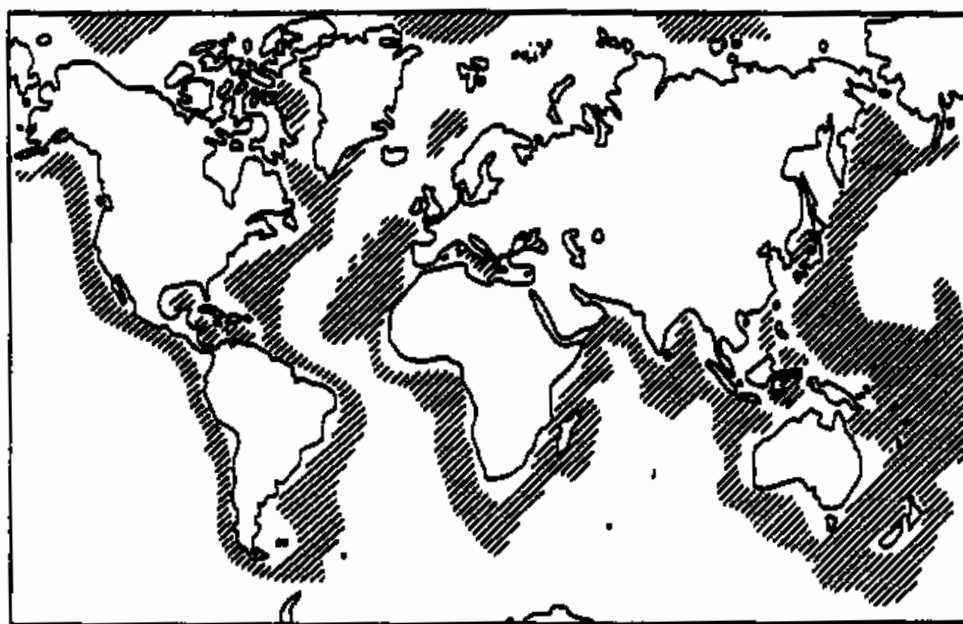


Рис. 2. Расположение потенциальных нефте- и газоносных акваторий в Мировом океане

В региональном плане следует обратить внимание на возможности и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов морских полярных областей, в первую очередь шельфа Арктики. Уже имеющийся опыт разведки и эксплуатации этих ресурсов, а также некоторые предварительные оценки [Engelhard, 1985] дают основания предполагать, что потенциальные запасы нефтегазовых углеводородов в Арктике соизмеримы со всеми мировыми запасами нефти и газа.

Общее количество пробуренных на мировом шельфе скважин глубиной 4-5 км уже в 80-е годы достигло 100 тыс. По данным официальной статистики по состоянию на 1996 г., на континентальном шельфе более 50 стран мира были установлены около 6500 стационарных нефтедобывающих платформ, из них около 4000 – в Мексиканском заливе, около 1000 – на шельфе Азии, 750 – на Ближнем Востоке, более 400 – в морях Европы и 380 – у берегов Африки. Некоторые из этих сооружений отличаются поистине циклопическими размерами и имеют длину подводных свай до 300 м и полную высоту до 400 м. Они способны выдерживать экстремальные динамические нагрузки – ураганные ветры со скоростью до 200 км/ч, 30-метровые волны и цунами, сильные землетрясения и мощные ледяные поля.

По мере расширения географии морской добычи углеводородов и обустройства нефтегазовых месторождений формировались системы транспортировки нефти и газа как по трубопроводам на морском дне, так и с помощью нефтеналивного танкерного флота. Протяженность подводных трубопроводов на шельфе для перекачки углеводородов превышает сейчас 100 тыс. км. Только на дне Северного моря в 1998 г. общая длина магистральных и промысловых трубопроводов составила 9670 км, а морской трубопровод от шельфа Норвегии до Франции имеет протяженность 840 км. Нефтеналивной флот насчитывает сейчас более 6000 крупнотоннажных танкеров и барж и обеспечивает ежегодную перевозку около 1,5 млрд. т сырой нефти. Трассы этих перевозок охватывают обширные морские акватории и шельфы всех континентов.

Нефтегазовые провинции России

На территории РФ выделяют следующие нефтегазоносные провинции: Западно-Сибирскую, Тимано-Печорскую, Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Северо-Кавказско-Мангышлакскую, Енисейско-Анабарскую, Лено-Тунгусскую, Лено-Вилуюскую, Охотскую и нефтегазоносные области: Балтийская, Анадырская, Восточно-камчатская. (Рис. 3).

Среди них стоит выделить три наиболее крупные нефтегазоносные провинции: Западно-Сибирская, Волго-Уральская и Тимано-Печерская.

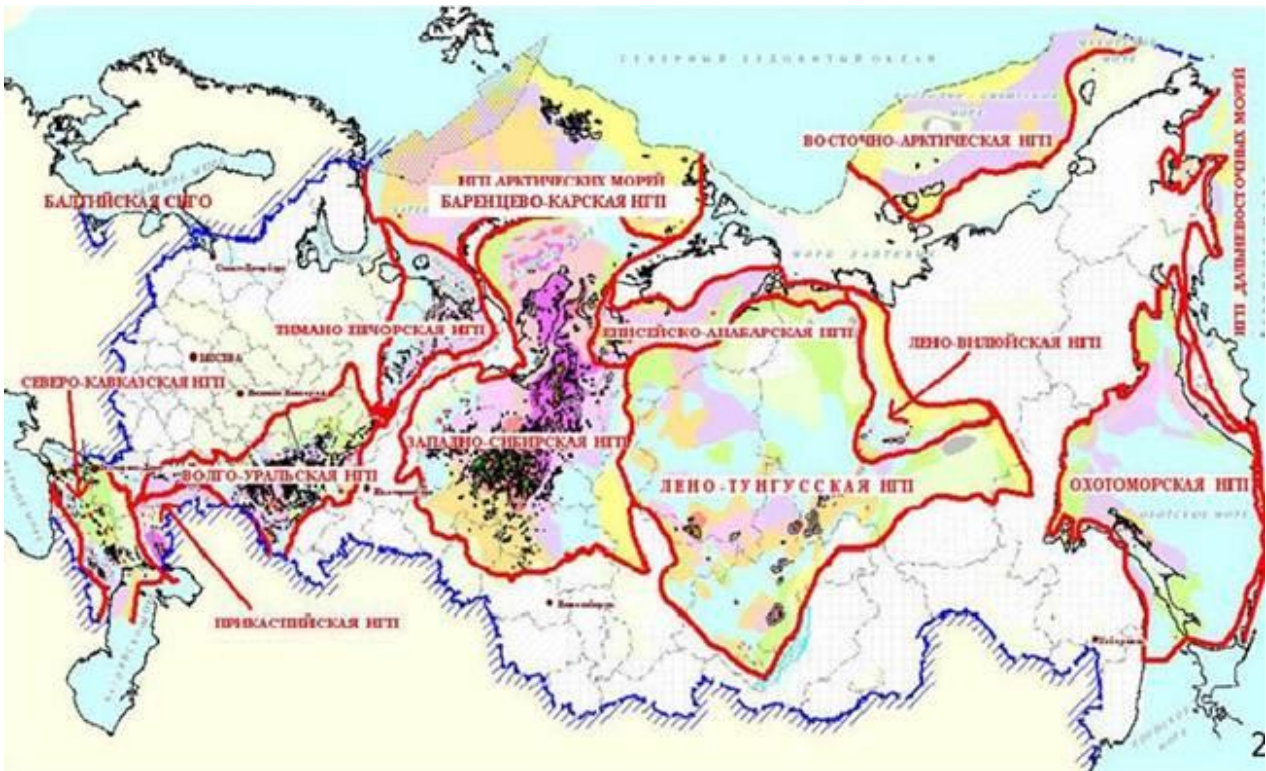


Рис. 3. Нефтегазовые провинции России

Западно-Сибирская – это основная провинция РФ.

Крупнейший нефтегазоносный бассейн в мире. Расположен он в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев, площадью около 3,5 млн. км². Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста. Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 метров. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1%), и парафина (менее 0,5%), содержание бензиновых фракций высокое (40-60%), повышенное количество летучих веществ.

Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Основной ее объем извлекается насосным способом, на долю фонтанной добычи приходится не более 10%. Из этого следует, что основные месторождения находятся на поздней стадии разработки, что заставляет задуматься над важной проблемой топливной промышленности - старением месторождений. Этот вывод подтверждается и данными по стране в целом.

В Западной Сибири находятся несколько десятков крупных месторождений. Среди них такие известные, как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Усть-Балыкское, Убинское, Толумское, Муравленковское, Суторминское, Холмогорское, Талинское, Мортимья-Тетеревское и другие. Большая часть из них расположена в Тюменской области – своеобразном ядре района. В республиканском разделении труда она выделяется как главная база России по снабжению ее народнохозяйственного комплекса нефтью и природным газом. В Тюменской области добывается более 220 млн. тонн нефти, что составляет более 90% всей добычи Западной Сибири и более 55% от всего объема добычи по

России. Анализируя данную информацию, нельзя не сделать следующий вывод: нефтедобывающей промышленности Российской Федерации свойственна чрезвычайно высокая концентрация в ведущем районе.

Основные нефтяные компании, работающие на территории Западной Сибири, это – ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, Сибнефть, СИДАНКО, ТНК.

Волго-Уральская провинция.

Вторая по значению нефтяная провинция – Волго-Уральская. Она расположена в восточной части Европейской территории Российской Федерации, в пределах республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, а также Пермской, Оренбургской, Куйбышевской, Саратовской, Волгоградской Кировской и Ульяновской областей. Нефтяные залежи находятся на глубине от 1600 до 3000 м, т.е. ближе к поверхности по сравнению с Западной Сибирью, что несколько снижает затраты на бурение. Волго-Уральский район дает 24% нефтедобычи страны.

Подавляющую часть нефти и попутного газа (более 4/5) области дают Татария, Башкирия, Куйбышевская область. Добыча нефти ведется на месторождениях Ромашкинское, Ново-Елховское, Чекмагушское, Арланское, Краснохолмское, Оренбургское и другие. Значительная часть нефти, добываемая на промыслах Волго-Уральской нефтегазоносной области, поступает по нефтепроводам на местные нефтеперерабатывающие заводы, расположенные главным образом в Башкирии и Куйбышевской области, а также в других областях (Пермской, Саратовской, Волгоградской, Оренбургской). Основные нефтяные компании работающие на территории Волго-Уральской провинции: ЛУКОЙЛ, Татнефть, Башнефть, ЮКОС, ТНК.

Тимано-Печерская провинция.

Третья по значимости нефтяная провинция – Тимано-Печерская. Она расположена в пределах Коми, Ненецкого автономного округа Архангельской области и частично на прилегающих территориях, граничит с северной частью Волго-Уральского нефтегазоносного района. Вместе с остальными Тимано-Печерская нефтяная область дает лишь 6% нефти в Российской Федерации (Западная Сибирь и Урало-Поволжье – 94%). Добыча нефти ведется на месторождениях Усинское, Харьягинское, Войвожское, Верхне-грубешорское, Ярегское, Нижне-Омринское, Возейское и другие. Тимано-Печорский район, как Волгоградская и Саратовская области, считается достаточно перспективным. Добыча нефти в Западной Сибири сокращается, а в Ненецком автономном округе уже разведаны запасы углеводородного сырья, соизмеримые с западносибирскими. По оценке американских специалистов, недра арктической тундры хранят 2,5 млрд. тонн нефти.

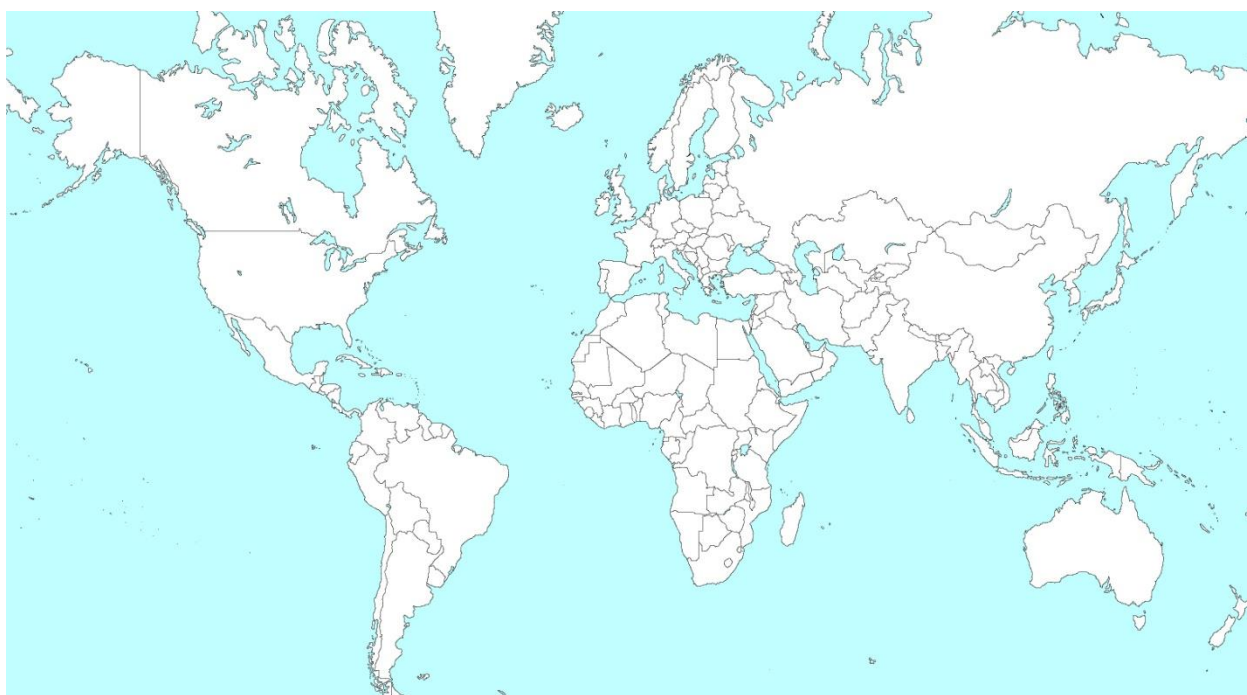
Почти каждое месторождение, а тем более каждый из нефтегазоносных районов отличаются своими особенностями по составу нефти и поэтому вести переработку, используя какую-либо «стандартную» технологию нецелесообразно.

Нужно учитывать уникальный состав нефти для достижения максимальной эффективности переработки, по этой причине приходится сооружать заводы под конкретные нефтегазоносные области.

ЗАДАНИЕ

На контурных картах мира обозначить:

- Основные нефте- и газонасыщенные провинции, в том числе в России.
- Основные страны – производители нефти и газа с указанием годового объема добычи.
- Крупнейшие страны – потребители углеводородного сырья.
- Основные трассы и объемы транспортировки сырой нефти и газа.



ТЕМА

СОСТАВ И СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Теоретический материал

Хотя в нефтях установлено более 450 индивидуальных соединений, основными компонентами, составляющими 90-95 % объема нефтей, являются углеводороды. Число углеродных атомов в углеводородах нефти колеблется от C1-C4 (газы) до C60 (твердые вещества). В состав нефти входят перечисленные ниже углеводороды.

Алканы (парафины) с общей формулой C_nH_{2n+2} имеют прямую (n-алканы) и разветвленную (изоалканы) цепь. Растворимость в воде n-алканов C12-C36 очень мала - до 0,0018 мг/л; n-алканы с числом атомов выше 12 находятся в воде при температуре 20-25 °C не как отдельные молекулы, а в виде агрегатов из нескольких молекул.

Низшие нефтяные углеводороды до бутана ($n = 4$) - газы, входят в состав природного газа и растворены в нефти.

Углеводороды с $n = 5-17$ - жидкости с характерным запахом. Высшие углеводороды ($n > 17$) - твердые вещества. Обычное содержание алканов в нефти составляет 15-55 %.

Циклоалканы - нафтеновые углеводороды (нафтены) с общей формулой C_nH_{2n} , насыщенные циклические углеводороды ряда циклопентана и циклогексана, а также более сложные полициклические соединения (до 5 циклов в молекуле). Атомы водорода могут быть заменены алкильными группами CH_3 , C_2H_5 и т. д.

Нафтены входят в состав всех типов нефтей во всех нефтяных фракциях; в бензиновых и керосиновых фракциях обнаружено более 80 индивидуальных нафтен C_5-C_{12} . В наибольших количествах присутствуют *метилциклогексан*, *циклогексан*, метилциклопентан, по массе их приходится 30-50 %.

Ароматические углеводороды - непредельные циклические соединения ряда бензола. Общая формула C_nH_{2n-m} , где $n-6$, m -четное число, атомы водорода в них могут быть замещены на алкильные группы. Количество атомов углерода в ароматических соединениях сырых нефтей составляет до 13. Ароматические соединения обладают повышенной устойчивостью структуры и более инертны к химическому окислению, чем алканы; их содержание в сырой нефти 5-55 %.

Асфальтены и смолы - гетероциклические и алифатические углеводороды из 5-8 циклов. В этих соединениях крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками (метиленовыми) и гетероатомами S, O, N. возможно присутствие функциональных групп (карбонильной, карбоксильной, меркапто-группы). Асфальтены и смолы склонны к ассоциации, содержание их в сырых нефтях составляет до 15 %.

Олефины - ненасыщенные нециклические соединения с общей формулой C_nH_{2n} . При нормальных условиях углеводороды C_3 и C_4 - газы, C_5-C_{18} - жидкости, высшие олефины - твердые вещества. Эти соединения почти не присутствуют в сырой нефти, но являются основным продуктом ее крекинга, в воде они практически нерастворимы. Но и газообразные и жидкие углеводороды (с числом атомов в молекуле до C_9) хорошо растворяются в воде при невысокой температуре, растворимость жидких углеводородов любой группы падает с увеличением их молекулярной массы.

Так, растворимость нефтяных углеводородов с неразветвленной цепью снижается примерно на порядок на каждые два атома C (для углеводородов от C_6 до C_{16}). С повышением температуры растворимость углеводородов в воде возрастает, с увеличением давления и солености воды - снижается.

Компоненты нефти растворяются в воде пропорционально индивидуальной растворимости в ней и их содержанию в нефти.

В нефтях разного происхождения может присутствовать до 60 элементов, из которых около половины относятся к металлам. Среди отдельных металлов, содержание которых в нефтях превышает доли процентов, доминируют: V – 10-

3-10-2 %; Ni – 10-3-10-2 %; Fe – 10-4-10-3 %; Zn – 10-5-10-3 %; Hg - около 10-5 %; Na K, Ca, Mg – 10-3-10-4%. Суммарное содержание в нефтях металлов в среднем колеблется от 0,01 до 0,04 % (масс). Основная масса металлосодержащих соединений сосредоточена в смолах и асфальтенах, а углеводородные фракции содержат их в следах. Поскольку смол в нефтях и остаточных фракциях значительно больше, чем асфальтенов, то основная масса металлов все же сосредоточена в смолах. При термолитическом воздействии на нефть, например, в процессе перегонки, происходят изменения структурных характеристик смол, а также их элементного состава.

Металлопорфириновые комплексы присутствуют в природных битумах в количестве до 1 мг/100 г, а в высоковязких нефтях - до 20 мг/100 г нефти; установлено, что 40 % ванадилпорфиринов сосредоточено в дисперсных частицах, а оставшаяся их часть (и никель-порфирины тоже) содержится в дисперсной среде. Кстати, оба вида металлопорфиринов в составе асфальтенов вносят значительный вклад в поверхностную активность нефтей, что безразлично при добыче и переработке нефти, равно как и для распространения в окружающей среде.

Один из параметров, по которому могут различаться сырые нефти, - **содержание серы**. Природа наделила нефть таким свойством, как переменное количество серы - в зависимости от типа нефти. Сера представлена не в виде элементной серы, а как ее органические соединения. По принятой в настоящее время классификации малосернистые нефти содержат не более 0,5 масс. % серы, а сернистые - не менее 2,5 масс. %, есть нефти и с промежуточным содержанием серы.

Характеристика фракций нефти с позиций их химических, физических и токсических свойств

Алканы легкой фракции C5-C11, находясь в почвах, водной и воздушной сферах, оказывают наркотическое и токсическое влияние на живые организмы. Особенно быстро действуют нормальные алканы с короткой углеродной цепью (из легких фракций нефти). Эти углеводороды лучше растворимы в воде, легко проникают в клетки организмов и дезорганизуют их цитоплазматические мембраны.

Алканы, содержащие в цепочке менее 9 атомов углерода, большинство микроорганизмов не ассимилируют. Отмечено их сильное токсическое действие на микробные сообщества и почвенных животных. Легкая фракция мигрирует по почвенному профилю и водоносному горизонту, расширяя ореол первоначального загрязнения. На поверхности эта фракция подвергается процессам разложения, наиболее быстро перерабатывается микроорганизмами и исчезает.

С наличием легкой фракции коррелируют другие характеристики нефти: углеводородный состав, количество смол и асфальтенов. С уменьшением количества легкой фракции токсичность снижается, но возрастает относительное содержание ароматических соединений и их токсичность. Отмечено, что значи-

тельная часть легкой фракции нефти либо разлагается и улетучивается с поверхности почвы, либо смывается водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется до 40 % легкой фракции (в большей степени это касается легких и средних нефтей).

Частично нефть на земной поверхности подвергается также фотохимическому разложению. В нефтях, богатых легкой фракцией, существенную роль играют и более высокомолекулярные углеводороды (C₁₂-C₂₇), состоящие из нормальных алканов и изоалканов в соотношении 3:1. Для них характерны изопреновые структуры, общее их содержание в нефти 0,2-3,0 %. Углеводороды фракции, кипящей при температуре выше 200 °С, практически нерастворимы в воде, и их токсичность выражена гораздо слабее, чем у более низкомолекулярных.

Содержание *твердых углеводородов (парафина)* в нефти – важная характеристика при изучении нефтяных разливов на почвах. Твердый парафин нетоксичен для живых организмов, но вследствие высоких температур застывания (+18 °С) и растворимости в нефти (в условиях земной поверхности) он переходит в твердое состояние, лишая нефть подвижности.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) - это кольца из звеньев CH₂ с насыщенными связями, где вместо одного атома водорода может быть присоединена цепочка алкана разной длины. Общее содержание нафтеновых углеводородов в нефти изменяется от 35 до 60 %, кольца нафтеновых молекул могут быть как 5-, так и 6-членными (последних не более 10 % всех нафтеновых углеводородов).

На долю молекул с одним-двумя кольцами приходится до 60 % всех нафтенов, о токсичности нафтенов сведений почти не имеется.

Биодеградация полярных циклоалканов идет гораздо легче, окисление происходит главным образом по месту присоединения боковой цепи или по месту соединения циклов.

Основные продукты окисления нафтеновых углеводородов - это кислоты. В/ходе процесса уплотнения кислых продуктов могут образовываться продукты окислительной конденсации (вторичные смолы и незначительное количество асфальтенов).

Ароматические углеводороды нефти составляют от 5 до 55 %. Это наиболее токсичные компоненты нефти, и при концентрации всего 1 % в воде они убивают водные низшие растения. Нефть, содержащая 38 % ароматических углеводородов, значительно угнетает рост и высших растений, а с увеличением ароматичности нефтей возрастает их гербицидная активность. Содержание всех групп полициклических ароматических углеводородов при постепенной трансформации нефти в почве постепенно снижается.

Смолы и асфальтены относятся к высокомолекулярным неуглеводородным компонентам нефти, они играют исключительно важную роль, определяя во многом ее физические свойства и химическую активность. Структурный каркас смол и асфальтенов составляют высокомолекулярные полициклические ароматические структуры, состоящие из десятков колец, соединенных между

собой гетероатомами S, O, N.

Смолы - вязкие, мазеподобные вещества асфальтены - твердые вещества, нерастворимые в низкомолекулярных углеводородах; молекулярная масса смол - до 200, асфальтенов - до 2000.

По содержанию смол и асфальтенов нефти подразделяются на малосмолистые (до 10 % смол и асфальтенов), смолистые (10-20 %), высокосмолистые (до 40 %).

Доля асфальтенов в малосмолистой нефти составляет до 10 %, в смолистой нефти - 15-25 %, в высокосмолистой - до 40 %. Смолы и асфальтены содержат основную часть микроэлементов нефти, в том числе почти все металлы, с общим содержанием микроэлементов в десятые доли процента.

Существует связь между степенью ароматичности и конденсированности полициклических углеводородов, смол и асфальтенов нефти и продуктов ее переработки с канцерогенностью. Но эта канцерогенность появляется только в высокотемпературных продуктах пиролиза, коксования, крекинга. На воздухе смолистая нефть быстро густеет, теряет подвижность. Если нефть просачивается сверху, ее смолисто-асфальтеновые компоненты сорбируются в основном в верхнем (гумусовом) горизонте, прочно цементируя пространство почвы.

Смолисто-асфальтеновые компоненты гидрофобны. Обволакивая корни растений, они резко ухудшают поступление к ним влаги, в результате растения гибнут и долго (годы) не восстанавливаются на этой территории.

Что касается **токсичности**, то пары нефтепродуктов высокотоксичны, они оказывают отравляющее действие на организм человека, особенно токсичны пары сернистых, а также «этилированных» бензинов. Взаимодействие с грунтами, микроорганизмами, растениями, поверхностными и подземными водами имеет свои особенности в зависимости от типа нефтепродукта.

Легкая фракция нефти, куда входят наиболее простые по строению низкомолекулярные метановые (алканы), нафтеновые (циклопарафины) и ароматические углеводороды, является наиболее подвижной и наименее токсичной ее частью.

При оценке и контроле загрязнения окружающей среды выделяют следующие группы нефтепродуктов:

- по степени токсичности по отношению к живым организмам;
- по скорости разложения в окружающей среде;
- по характеру произведенных изменений в атмосфере, почвах, грунтах, водах и биоценозах.

В целях определения принадлежности **к той или иной группе** обычно рассматривают содержание в нефтепродуктах (или в собственно нефтях) легких бензиновых и лигроиновых фракций, тяжелого нерастворимого в гексане остатка и ароматических углеводородов (в том числе и полициклических).

ЗАДАНИЕ

Проанализируйте состав сырьевых углеводородов (нефти и газа) и оцените воздействие каждого компонента на состояние окружающей среды. Результат оформите в виде таблицы.

Компоненты нефти и газа	Экотоксикологическая характеристика (Характер воздействия на атмосферу, гидросферу, почву, живые организмы)
..... 	

ТЕМА

ЭТАПЫ, ОПЕРАЦИИ И ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Теоретический материал

Морская добыча нефти и газа и ее экологические последствия обычно ассоциируются в основном с буровыми и промысловыми работами на нефтяных платформах. Более шести тысяч крупных стационарных платформ возвышаются сейчас на шельфе Мирового океана, извлекая со дна моря каждую третью добываемую в мире тонну нефти и сбрасывая в морскую среду жидкие и твердые отходы. В то же время операции на платформах отнюдь не исчерпывают все виды деятельности морской нефтегазовой индустрии и её последствия. Сейсмическая разведка, установка подводных хранилищ, прокладка морских трубопроводов, строительство береговых терминалов, танкерные перевозки, судоходство, вертолетный транспорт, взрывные работы – вот далеко не полный перечень видов работ и операций, сопровождающих морской нефтегазовый комплекс.

В самых общих чертах можно выделить следующие основные этапы освоения и разработки морских нефтегазовых месторождений:

- геолого-геофизические изыскания и первичная оценка запасов;
- разведочные бурения и уточнение запасов;
- подготовка и обустройство месторождения;
- промысловые работы;
- завершение и ликвидация.

Каждый из этих этапов сопровождается набором определенных видов деятельности и факторов воздействия на окружающую среду, главные из которых показаны на рис. 4.



Рис. 4. Характер, структура и последовательность биологических откликов при рачных видах воздействия на морские экосистемы в процессе освоения нефтегазовых месторождений на шельфе

Это воздействие носит комплексный характер и проявляется в форме физических, химических и биологических нарушений в водной толще, на дне и частично в атмосфере.

По мере истощения старых и освоения новых запасов в пределах крупных месторождений обычно происходит передислокация локальных нефтяных промыслов (среднее время их существования составляет 20-30 лет) и расширение промысловой деятельности на новые акватории. Последовательность смены этапов при разработке отдельно взятого месторождения становится неразличимой на фоне общей картины нефтепромысловой деятельности в регионе. В результате, уже через несколько лет после начала эксплуатации крупных нефтегазовых бассейнов на их акватории можно встретить и вновь сооружаемые нефтяные платформы, и оставленные буровые конструкции, и технические средства для прокладки подводных трубопроводов, и нефтяные танкеры, и суда сейсмической разведки и т.д.

Таким образом локальные (точечные) воздействия сопрягаются друг с другом и формируют поля площадных нарушений. Их характер и интенсив-

ность, естественно, могут быть существенно различными в зависимости от комбинации многих природных и техногенных факторов.

ЗАДАНИЕ

Заполнить таблицу, в которой указать этапы, виды деятельности и факторы экологического воздействия на разных этапах освоения морских нефтегазовых месторождений.

Этап	Вид деятельности	Тип и характер воздействий
Геолого- геофизические изыскания	Сейсмические съемки	
	Оценка стратиграфии дна (отбор проб грунта и кернов, поверхностные бурения)	
Разведочно-поисковые буровые работы	Операции с передвижными буровыми установками, проходка глубоких скважин	
	Опробование скважин	
Подготовка и обустройство месторождения	Установка стационарных платформ, прокладка трубопроводов, судоходство, строительство береговых терминалов и др.	
Эксплуатация	Буровые, технологические, транспортные и другие операции	
Завершение и ликвидация	Демонтаж платформ и трубопроводов, консервация скважин и другие операции	

ТЕМА

ОЦЕНКА СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ БУРОВЫХ РАБОТ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ

Теоретический материал

При проведении буровых работ на морских объектах, как правило, используется три основных варианта утилизации жидких и твердых отходов бурения:

удаление в море (сброс со стоками или захоронение (дампинг) шлама на дне моря),

обратная закачка избыточного бурового раствора и шлама в пласт, и утилизация на береговых объектах.

Удаление в море

Существует два основных способа удаления отходов бурения в море: сброс в водную толщу, и захоронение (дампинг) на дне моря.

Сброс

Шлам сбрасывается в море через трубу, известную под названием шурфа, стояка, шунта или трубопровод сброса. Он устанавливается в качестве центрального трубопровода сброса на участке буровой установки с доступом к оборудованию для отделения шлама. На буровом судне он обычно устанавливается как кессон, расположенный в виде стояка на борту судна. Шлам смешивается с морской водой (в соответствии с объемом шлама) в объеме достаточном для подачи шлама в шурф и очистки оборудования и трубопровода от шлама, и перекачивается насосом в стояк.

Перед удалением в море шлам необходимо обработать до достижения допустимого уровня остаточного бурового раствора в шламе, далее шлам смешивается с морской водой и сбрасывается в море через спускной рукав, который заканчивается на глубине от нескольких метров до нескольких десятков метров ниже поверхности воды. Общепринятой практикой является сброс на глубине от 1 до 10 м ниже поверхности моря.

Захоронение на дне

Дампинг подразумевает удаление на дно моря шлама после отделения из него буровых растворов без смешения с морской водой. Этот способ практически редко применялся из-за технических сложностей его реализации.

В России юридически этот способ квалифицируется как «захоронение» и осложнен необходимостью получения «специального разрешения» для захоронения на шельфе.

Закачка шлама в пласт

Закачка шлама в пласт (ЗШП), как правило, предусматривает закачку в подземный пласт бурового раствора и разбавленного морской водой шлама, перемолотого в мелкую фракцию. Таким образом, теоретически должно исключаться поступление отходов бурения в водные экосистемы и контакт токсичных компонентов с биотой. Также исключается воздействие отходов на наземные экосистемы.

Однако перед принятием решения о закачке необходимо получить информацию о геологическом соответствии принимающего пласта. Прежде всего, пласт должен быть трещиноватым, чтобы буровой раствор и шлам могли продавливаться в него из ствола скважины. Распространение закачиваемого материала в принимающем пласте ограничивается механическими и геологическими параметрами. Шлам можно закачивать через затрубное пространство скважины, в которой ведется бурения, или через специальную скважину для закачки отходов.

Наиболее серьезным ограничением использования ЗШП является требование наличия соответствующего геологического пласта, который обеспечит необходимую изоляцию закачиваемых отходов. ЗШП может оказаться непри-

емлемой как технически, так и экономически для утилизации бурового раствора и получаемого шлама при бурении разведочных скважин в море.

Вывоз на берег

Вывоз на берег подразумевает, что буровые отходы не утилизируются на месте или не закачиваются в пласт непосредственно на точке бурения.

На морском объекте, где осуществляется бурение, шлам собирается в шламособорники и доставляется на судах на удобную береговую площадку для утилизации. Перевалка шлама потребует привлечения дополнительного персонала и оборудования, включая вакуумное или шнековое оборудование для подачи шлама в места его хранения или отгрузки. В зависимости от объема получаемого шлама и мощностей для его хранения на буровой установке или платформе, а также организации морских перевозок, шлам может храниться и/или транспортироваться в шламособорниках или скиповых тележках, или насыпных контейнерах.

После отгрузки на берег шлам транспортируется по необходимости на другой объект, где он проходит дополнительную обработку перед утилизацией или переработкой для возможного использования.

Ряд основных ограничений использования вывоза на берег связан и с производственными аспектами. Одним из главных является мощность транспортного оборудования и вспомогательных судов для обеспечения своевременного вывоза производимого в процессе бурения шлама. При утилизации шлама на берегу возникает целый ряд экономических, производственных и экологических ограничений, связанных с морской перевалкой и транспортировкой шлама на берег.

ЗАДАНИЕ

Рассмотреть основные преимущества и недостатки каждого из способов утилизации отходов бурения по следующим критериям:

Экологические:

- Риски аварийных ситуаций для окружающей среды при работе с отходами,
- Воздействие на морскую среду (включая морскую биоту),
- Воздействие на атмосферный воздух,
- Воздействие на почвы, растительность и подземные воды,
- Влияние на материальные ресурсы и отходы производства,
- Влияние на геологические ресурсы,
- влияние на здоровье людей

Производственные:

- Вопросы безопасности
- Производительность процесса
- Надежность
- Габариты и возможности транспортировки установок
- Техническая реализуемость

- Метод утилизации после переработки
- Погодные условия
- Применение в морской нефтегазоразведке

Экономические:

- Непосредственные затраты на удаление
- Эксплуатационные расходы
- Энергозатраты
- Техническое обслуживание
- Трудозатраты
- Стоимость оборудования
- Утилизация конечных продуктов
- Будущие затраты на зачистку

Результаты анализа представить в виде таблиц

Например,

Преимущества и недостатки транспортировки на сушу

Экологические	Производственные	Экономические
Преимущества		
1.Отсутствие воздействия отходов на морскую среду и биоресурсы 2.Отходы могут быть вывезены с точки бурения, что исключает дальнейшие риски на буровой.	0.Не выявлены	0.Не выявлены
Недостатки		
1.Повышение риска воздействия на персонал 2.Дополнительные выбросы судов и автотранспорта при погрузке/выгрузке и транспортировке отходов бурения. 3.Воздействие на воздушную среду при подготовке береговых площадок для размещения отходов.	1.Дополнительные работы со шламом на точке бурения и на береговой базе - такие как подъем, отгрузки 2.Необходимость привлечения дополнительного персонала 3.Необходимость в эффективной организации сбора и транспортировки на точке бурения	1.Транспортные расходы на аренду судов могут быть высокими в зависимости от удаленности точки бурения от береговой базы 2.Дополнительные расходы на транспортное оборудование на морском объекте (например, вакуумные и шнековые транспортеры), шламоборники или насыпные контейнеры, а также персонал
+2/-3	0/-3	0/-2

ТЕМА

МАСШТАБЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГИДРОСФЕРЫ

Теоретический материал

(Авторы: Пашаян А.А., Нестеров А.В., г. Брянск)

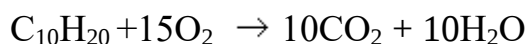
В настоящее время ежегодно в мировой океан попадает до 10 млн. тонн нефтяных углеводородов. При этом 31% от этого количества попадает в океан реками и столько же приходится на долю перевозок по воде на танкерах. И лишь 5% приходится на долю катастроф.

Около половины потерь нефти, при транспортировке, приходится на загрузку балласта и очистку танков. После разгрузки пустые резервуары танкера заполняют морской водой, которая служит стабилизирующим балластом на обратном пути. Морская вода образует эмульсию с нефтепродуктами, оставшимися в танках, которую сливают в море на небольшом расстоянии от порта назначения.

После попадания в океан нефть начинает перемещаться (ветром, течениями, и т.п.). Тонна нефти загрязняет 12 км² поверхности океана. В течение нескольких дней около 25% нефтяного пятна исчезают в результате испарения. Низкомолекулярные компоненты растворяются в воде, где под воздействием бактерий они подвергаются биохимическому преобразованию. Этот процесс сопровождается процессами химического и фотохимического окисления.

Зобелл (Zobell С.Е., 1964) рассчитал, что отношение потребности в кислороде к объему нефти в морской воде составляет примерно 400000: 1. Это означает, что для полного окисления 1 л нефти требуется кислород, содержащийся в 400 тыс. л морской воды.

Если принять для нефти усредненную брутто формулу C₁₀H₂₀, то по реакции:



можно показать, что ХПК (нефть) = 3,43 мг О₂/л, то есть для полного окисления 1 мг нефти потребуется в среднем 3,43 мг кислорода. Для сравнения ХПК (формальдегида) = 1,1 мг О₂/л.

Содержание кислорода в поверхностных слоях воды постоянно пополняется за счет контакта с атмосферой. Однако на глубине более 10 метров это пополнение происходит очень медленно. Именно здесь развиваются икринки многих рыб. При концентрации нефти 0,1- 0,01 мл/л икринки погибают в течение нескольких суток. На 1 га морской поверхности может погибнуть более 100 млн. мальков рыб, если на этой поверхности имеется нефтяная пленка. Для этого достаточно вылить один литр нефти.

Значительная часть живущих в воде организмов, обитающих в этих районах, усугубляет сложность проблемы, в связи с чем, последствия, обусловленные попаданием в гидросферу нефти, могут быть усилены во много раз. Если, как это происходит в большинстве случаев, рассматриваются только внешние явления, то проблема может считаться решенной, как только нефть будет убрана или рассеяна. Долговременные явления, включающие взаимодействие раз-

личных фракций в воде, могут оказаться наиболее катастрофичными и должны учитываться при любом исследовании, связанном с последствиями выбросов нефти.

В прошлом, нередко нефть рассеивали путем ее осаждения с карбонизированным песком или путем добавления различных диспергирующих агентов, что приводило к разрыву нефтяной пленки на маленькие капли. Это чисто внешнее решение только отодвигало действительную проблему на более позднее время и, возможно, в другое место. Во многих случаях возникающие сложности только усиливались, так как диспергирующий агент нередко был более токсичным, чем нефть. Более того, установлено, что рассеянная нефть более токсична по отношению к организмам, живущим в воде, чем нефть, разлитая по поверхности.

Все это указывает на то, что ошибочно делать упор на физическую очистку от нефти. Нефть следует не «рассеивать», а удалять из системы возможно быстрее.

Некоторые из фракций, содержащихся в нефти, весьма токсичны, причем их токсичность возрастает по мере увеличения концентрации этих фракций при поглощении или растворении их в водной системе. Низкокипящие насыщенные углеводороды и некоторые ароматические соединения (бензол и ксилол) токсичны и в разной степени растворимы в воде. В состав высококипящих фракций входят канцерогенные вещества, по-видимому, относящиеся к полициклическим соединениям. Нефть сама по себе тоже токсична, но данных об отравлении нефтью, попадающей внутрь организма немного. Нефть эмульгируется, образующиеся эмульсии с разным содержанием нефти могут быть токсичны и, физически воздействовать на организмы, вызывая удушье.

Утолщение поверхностной пленки сильно уменьшит проникновение света, препятствуя фотосинтезу, а также заметно снизит скорость и полный перенос кислорода и углекислого газа через пленку. Если площадь нефтяного слоя мала по сравнению с поверхностью воды, нефть, в конце концов, начнет разлагаться, образуя остаточный гудрон и эмульсии.

В процессе разложения нефти протекает ряд химических реакций, при этом в воду попадают некоторые фракции, обладающие высокой токсичностью.

Для разложения нефти требуются различные микроорганизмы (бактерии) и скорость ее разложения зависит от количества и вида имеющихся бактерий, доступности кислорода и температуры. Окисление нефти в холодной воде обычно протекает медленнее; общим же явлением будет потребность в кислороде и удаление его из воды.

Таким образом, нефть будет оставаться в системе, и вступать в реакции в течение длительного промежутка времени. Например, в заливах нефть, осевшая на дно, будет реагировать с осадком и уменьшит количество доступного кислорода в этом месте. Соответственно снизится жизнеспособность системы и скорость окисления нефти, поэтому она останется в системе длительное время. В предельном случае водная система насытится нефтью и «умрет», оставаясь в таком положении в течение длительного времени.

Еще одной особенностью нефтяных загрязнений является способность захватывать и концентрировать другие загрязнения, например, тяжелые металлы и пестициды (ДДТ). Когда нефть распределится на большой площади, то сильно возрастет вероятность протекания различных реакций, так как вещества, растворимые в нефти, получают возможность участвовать в разнообразных химических процессах.

В случае образования пленки концентрирование происходит на поверхности и возможно в самой пленке. Концентрирование металлов изменяет их токсичность и усложняет молекулярный перенос в пленке вследствие реакций между металлами и органическими соединениями. Эти процессы, протекающие в нефтяной пленке, могут также вызвать концентрирование в замкнутой биологической цепи питания с участием низших организмов. Таким образом, введение загрязнений в питательную среду моря ускорится. Ко всем упомянутым выше последствиям следует отнести и физические особенности загрязнения нефтью, например, прямое заглатывание ее устрицами. Таким образом, становится очевидным, что проблемы, возникающие при попадании нефти в гидросферу, нередко значительно шире и имеют более долговременный характер, чем это обычно предполагается.

Все перечисленные факты являются последствием попадания нефти и нефтепродуктов в акватории. Таким образом, если запустить надежные механизмы, предотвращающие попадания нефти в воду, начиная из простых городских котельных, АЗС, ТЭЦ, НПЗ, химических заводов кончая до большегрузных танкеров, и на океанских водах ее и не будет.

Однако для решения этой простой и очевидной задачи, необходимо наличие надежных и приемлемых методов и способов очистки воды от нефти и ее производных.

ЗАДАНИЕ

Решите задачи на оценку масштабов нефтяного загрязнения.

1. Из танкера в море случайно вылилось 10 литров нефти. В результате чего через некоторое время на поверхности воды образовалось нефтяное пятно толщиной 10^{-9} м.

Какова будет площадь пятна?

2. На поверхности воды разлили нефть объемом 1 м^3 .

Какую площадь займет нефтяное пятно, если толщина нефтяной пленки составит $2,5 \cdot 10^{-5}$ мм?

3. Подсчитано, что для полного окисления 4 литров сырой нефти требуется кислород, содержащийся в $1,5 \cdot 10^6$ литров морской воды, насыщенной воздухом при 60°C . Это эквивалентно количеству морской воды, содержащейся в слое глубиной 30 см и поверхностью $0,5 \cdot 10^4 \text{ м}^2$.

При разливе 100 л нефти образовалась нефтяная пленка, покрывающая водную поверхность площадью 270 м^2 . В течение года в водах Мирового океана потерпели крушение 8 танкеров вместимостью 250 тыс. литров нефти каждый.

1. Какая площадь Мирового океана оказалась покрыта нефтью?
2. Учитывая, что спустя некоторое время 25% нефти испарится, достаточно ли будет кислорода в воде, покрытой нефтью, чтобы окислить разлившуюся нефть. Ответ обоснуйте расчетами.

ТЕМА РАСЧЁТ УЩЕРБА ОТ СБРОСА БУРОВОГО РАСТВОРА В ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ

Теоретический материал

Отработанные буровые растворы (промывочные жидкости), особенно на нефтяной основе, относятся к числу основных источников загрязнения и экологической опасности, связанной с добычей нефти и газа на морском шельфе. Их технологическое назначение сводится в основном к обеспечению смазки и охлаждения работающего бурового инструмента, выноса на поверхность и сепарации выбуренной горной породы, контроля и регулирования гидростатического давления в скважине и, наконец, для предотвращения аврийных выбросов из скважины в случае повышения давления в пласте. С физико-химической точки зрения буровые растворы представляют собой полидисперсную коллоидальную или эмульсионную смесь, состоящую в основном из воды (до 80-90%) или нефтяных углеводородов (до 60-70%), суспензии глинистых минералов (до 10-20%), неорганических солей (сульфат бария, хлориды, гидроокиси, карбонаты и бикарбонаты натрия и кальция) и микродобавок органических веществ (лигнит, крахмал, танин, синтетические полимеры и др.). Каждый из этих компонентов выполняет ту или иную технологическую функцию.

Универсальные стандартные рецептуры буровых растворов фактически отсутствуют, так как их применение зависит от конкретных ситуаций и условий, которые существенно различны в разных районах. Более того, они могут радикально меняться в процессе каждого бурения по мере нарастания глубины или изменения наклона скважины и при прохождении разных по структуре горных пород.

До настоящего времени в практике буровых работ наибольшее распространение получили два основных типа буровых композиций: буровые растворы на нефтяной основе и буровые растворы на водной основе.

Типовой буровой раствор на неводной основе компании Halliburton

Компоненты	г/л	% (масса)	ПДК	класс опасности
Утяжелитель барит BaSO_4	736,6	43,9	н/у	5
Буровая жидкость Escaid 110	567,2	33,8	н/у	4
Хлорид кальция CaCl_2 (97%)	250,0	14,9	3,5 мг/л	4
Кальцинированная сода Ca_2CO_3	57,6	3,4	н/у	4
Эмульгатор EZ-MUL NT	22,8	1,4	5,0 мг/л	4

Компоненты	г/л	% (масса)	ПДК	класс опасности
Органофильная глина GELTONE II	11,4	0,7	н/у	5
Регулятор вязкости ADAPTA	8,0	0,5	1,0 мг/л	3
Известь гашеная Ca(OH) ₂	6,0	0,4	3 мг/л	4
Регулятор вязкости RM-63	5,1	0,3	2 мг/л	4

Исчисление размера вреда, причиненного водному объекту сбросом вредных (загрязняющих) веществ в составе сточных вод (в том числе и содержащих компоненты буровых растворов) вод, производится по формуле:

$$Y = K_{\text{вг}} \times K_{\text{в}} \times K_{\text{ин}} \times \sum_{i=1}^n H_i \times M_i \times K_{\text{из}}$$

где: Y - размер вреда, тыс. руб.;

K_{вг} - коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года, определяется в соответствии с таблицей 1;

K_в - коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние водных объектов), определяется в соответствии с таблицей 2;

K_{ин} - коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития;

H_i - таксы для исчисления размера вреда от сброса i-го вредного (загрязняющего) вещества в водные объекты определяются в соответствии с таблицей 3, тыс. руб./т;

M_i - масса сброшенного i-го вредного (загрязняющего) вещества определяется по каждому загрязняющему веществу, т;

K_{из} - коэффициент, учитывающий интенсивность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект.

Таблица 1

Коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года (K_{вг})

№ п/п	Месяцы	Коэффициент, K _{вг}
1	Декабрь, январь, февраль	1,15
2	Март, апрель, май	1,25
3	Июнь, июль, август	1,10
4	Сентябрь, октябрь, ноябрь	1,15

Таблица 2

**Коэффициент, учитывающий экологические факторы (Кв)
(состояние водных объектов)**

№ п/п	Наименование	Коэффициент, Кв
I.	Речные бассейны, бассейны озер, морей	
1.	Бассейн р. Невы	1,51
2.	Бассейн р. Неман	1,21
3.	Реки бассейнов Ладожского и Онежского озер, озера Ильмень и указанные озера	2,10
4.	Прочие реки бассейна Балтийского моря	1,18
5.	Бассейн р. Северной Двины	1,36
6.	Прочие реки бассейна Белого моря	1,16
7.	Бассейн р. Печоры	1,37
8.	Прочие реки бассейна Баренцева моря	1,22
9.	Бассейн р. Волги	1,41
10.	Бассейн р. Терек	1,55
11.	Бассейн р. Урал	1,60
12.	Бассейны рр. Сулак, Самур	1,45
13.	Прочие реки бассейна Каспийского моря	1,39
14.	Бассейн р. Дон	1,29
15.	Бассейн р. Кубани	2,20
16.	Прочие реки бассейна Азовского моря	1,64
17.	Бассейн р. Днепр	1,33
18.	Прочие реки бассейна Черного моря	1,95
19.	Бассейн р. Оби	1,22
20.	Бассейн р. Енисей	1,36
21.	Прочие реки бассейна Карского моря	1,23
22.	Бассейн р. Лены	1,27
23.	Прочие реки бассейна моря Лаптевых	1,18
24.	Бассейн озера Байкал и озеро Байкал	2,80
30.	Озера	1,80
II.	Моря или их отдельные части	
	Азовское, Каспийское моря	
31.	до 10 км (от береговой линии)	1,25
	более 10 км	1,1
32.	Черное море	
	до 10 км (от береговой линии)	1,15
	более 10 км	1,05
33.	Балтийское, Белое, Баренцево, Японское моря	
	до 10 км (от береговой линии)	1,05
	более 10 км	0,95
34.	Карское, Охотское и Берингово моря, Тихий океан	
	до 10 км (от береговой линии)	1,02
	более 10 км	0,9

Таблица 3

Таксы для исчисления размера вреда от сброса органических и неорганических вредных (загрязняющих) веществ в водные объекты (Н_и)

№ п/п	Вещества с ПДК в интервале	Н _и , тыс. руб./т
1.	Более 40 мг/дм ³	5
2.	5,0-39,9 мг/дм ³	10

3.	2,0-4,9 мг/дм ³	170
4.	0,2-1,9 мг/дм ³	280
5.	0,06-0,19 мг/дм ³	510
6.	0,02-0,05 мг/дм ³	670
7.	0,006-0,019 мг/дм ³	4 350
8.	0,003-0,005 мг/дм ³	4 800
9.	0,001-0,002 мг/дм ³	12 100
10.	Менее 0,001-0,0007 мг/дм ³	240 100
11.	От 0,00008 мг/дм ³ и менее	2 960 000
12.	Взвешенные вещества	30

ЗАДАНИЕ

Рассчитать ущерб, причиненный экосистеме прибрежной акватории Чёрного моря при аварийном сбросе 10 т бурового раствора на водной основе. Коэффициент Киз принят равным 1,0.

ТЕМА

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Теоретический материал

История и география добычи сланцевых углеводородов

Добыча сланцевого газа имеет долгую и богатую историю. Впервые попытка добыть газ из сланцев имела место на территории США в далеком 1821 году. О масштабной добыче сланцевого газа первыми заговорили известные американские предприниматели Том Уорд и Джордж Митчелл. Попытки наладить добычу сланцевого газа предпринимались и в XX веке, в том числе в СССР.

Месторождения сланцевого газа встречаются практически на всех континентах. Любое государство, испытывающее проблемы в топливно-энергетической сфере, может обеспечить себя достаточным количеством энергоресурсов благодаря сланцевому газу. Его запасы хранятся в толще сланцевых осадочных пород, и хоть по отдельности они невелики, зато в совокупности весьма внушительны, что усложняет технологию добычи. По физико-химическим свойствам обработанный сланцевый газ ничем не отличается от привычного природного газа, основную часть которого составляют метан и примеси более тяжелых углеводородов - этана, пропана, бутана.

Крупные месторождения сланцевого газа обнаружены в ряде государств Европы, в частности, в Австрии, Англии, Венгрии, Германии, Польше, Швеции, Украине.

Масштабная промышленная добыча сланцевого газа была начата компанией Devon Energy в США в начале 2000-х, которая на месторождении Барнетт в Техасе.

в 2009 году США стали мировым лидером добычи газа (745,3 млрд куб. м), причём более 40 % приходилось на нетрадиционные источники (метан угольных пластов и сланцевый газ).

После начала широкомасштабной добычи сланцевого газа цены на газ в США стали падать.

Помимо сланцевого газа, существует и сланцевая нефть. Но себестоимость добычи этого ресурса пока не позволяет всерьез говорить о революционных преобразованиях на нефтяном рынке. А вот сланцевый газ действительно может стать силой, которая изменит энергетический баланс мира.

Сланцевый газ содержится в небольших концентрациях (0,2 - 3,2 млрд м³/км²), поэтому для добычи значительных количеств такого газа требуется бурение скважин на больших площадях.

Ресурсы сланцевого газа в мире составляют 200 трлн. м³, но только малая часть является извлекаемыми запасами. В настоящее время сланцевый газ является региональным фактором, который имеет значительное влияние только на рынок стран Северной Америки.

Ведущей корпорацией в США по добыче сланцевого газа является Chesapeake Energy.

Крупнейшие по количеству добычи месторождения сланцевого газа: месторождение Барнетт (штат Техас), Marcellus, Haynesville, Fayetteville, Eagle Ford.

В числе факторов, положительно влияющих на перспективы добычи сланцевого газа: близость месторождений к рынкам сбыта; значительные запасы; заинтересованность властей ряда стран в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов. В то же время у сланцевого газа есть ряд недостатков, негативно влияющих на перспективы его добычи в мире. Среди таких недостатков: относительно высокая себестоимость; непригодность для транспортировки на большие расстояния; быстрая истощаемость месторождений; низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов; значительные экологические риски при добыче.

Технологии добычи сланцевых углеводородов

Добывают этот газ из горных пород - горючих сланцев. Как правило, сланцевый газ представляет собой метан. Общие запасы газа в твердых осадочных породах невелики, но главная проблема добычи сланцевого газа не в этом, а в том, чтобы до него добраться. Для этого используют технологию гидравлического разрыва пластов (фрекинга).

Суть гидроразрыва заключается в бурении вертикальной скважины, от которой затем пробуривается боковое отверстие. Затем в сланцевую породу под давлением до 1500 атмосфер вводится специальный водный раствор с химикатами. Все это приводит к образованию в сланцах трещин, через которые газ вырывается наружу. После проведения гидравлического разрыва в образовавшиеся в сланцах трещины закачивают песок, чтобы предотвратить их смыкание.

Одна из главных проблем сланцевого газа - его высокая себестоимость. Дело в том, что скважины сланцевого газа быстро исчерпывают запасы ценного ресурса. За год добычи общие объемы газа могут быть выработаны на 40%. Уже сейчас на территории США прибыльных месторождений сланцевого газа почти не осталось.

Получается, что в наше время добычу сланцевого газа сложно назвать рентабельной. С другой стороны, пока сохраняются высокие цены на обычный газ, сланцевые ресурсы будут выглядеть перспективной альтернативой.

Экологические риски и угроза окружающей среде

Угрозу окружающей среде представляет не сам сланцевый газ, а технология гидроразрыва. Для добычи каждой 1000 кубометров сланцевого газа приходится расходовать более двух тонн пресной воды. При таком раскладе для осуществления пресловутой «сланцевой революции» придется осушить целые озера!

Но главная проблема даже не в этом. Для гидроразрыва используется не обыкновенная вода, а специальный вязкий раствор. В этой жидкости содержатся сотни химических веществ, многие из которых токсичны.

Только для одного гидравлического разрыва может использоваться до 3000 т химикатов. Чтобы предотвратить их утечку, скважину делают максимально герметичной - впрочем, в некоторых случаях в почву все равно попадает от 20% до 40% использованной для гидроразрыва жидкости.

В регионах США, где активно добывается сланцевый газ, вода часто становится непригодной для употребления.

Сейсмическая активность - еще один немаловажный аспект, о котором постоянно говорят противники сланцевого газа. Уже доказано, что гидравлический разрыв пласта может стимулировать землетрясения. Так, в апреле 2011 года в английском городе Блэкупл после проведения гидроразрыва были зафиксированы подземные толчки магнитудой 2,3. Похожие явления наблюдались и во многих других городах и странах, хотя проведенные в США исследования показали: лишь в 10% случаев гидроразрывы вызывали сейсмическую активность. Скорее всего, землетрясения наблюдались лишь там, где имело место повышенное давление в пластах породы, и проведение работ по добыче сланцевого газа лишь способствовало высвобождению энергии.

Видя все эти проблемы, добычу сланцевого газа на законодательном уровне уже запретили некоторые страны. Единственной страной, которая масштабно ведет добычу сланцевого газа, являются США. В Европе о серьезных перспективах этого сырья речь не идет, кроме разве что Польши, где имеются крупные залежи газоносных сланцев, а также инфраструктура для их добычи.

В соседних странах, особенно Германии и Франции, в которых действуют строгие законы по охране природы, эту промышленность скорее всего не будут развивать. Добыча сланцевого сырья запрещена или приостановлена также в, Нидерландах, Болгарии, ряде штатов США.

В России до настоящего времени сланцевым газом ни одна компания не занимается. Однако правительство РФ предлагает начать разработку сланцев в ближайшее время. Тем не менее, Газпром не планирует в ближайшие десятилетия начинать разработку месторождений сланцевого газа в России.

В то же время, многие европейские лидеры выступают в защиту добычи сланцевых ресурсов. Ведущие государства Евросоюза не желают оставаться энергетически зависимыми от России. Но прежде чем приступить к добыче

сланцевого газа у себя на родине, влиятельные страны Запада, похоже, пытаются проверить ее безопасность на новых членах ЕС и своих союзниках вне этого объединения. Одной из таких стран стала Польша, которая заключила соглашение с компанией Chevron о разработке собственных месторождений сланцевого газа.

В 2010 году корпорации Royal Dutch Shell и Exxon Mobil подписали соглашения с Украиной о разработке газа в Донецкой, Харьковской и Львовской областях.

Практически немедленно после этого в Харьковской, Луганской и Донецкой областях начались акции и пикеты экологов, коммунистов и ряда других активистов, направленные против разработки сланцевого газа и, в частности, против предоставления такой возможности зарубежным компаниям.

В 2014 году, с началом вооруженного конфликта на Юго-Востоке Украины, компания Chevron вышла из проекта по добыче сланцевого газа, расторгнув заключенные договоры в одностороннем порядке по причине неисполнения правительством Украины обязательств по подготовке необходимой нормативной базы.

Китай начал добычу сланцевого газа в 2012 году.

Технологии не стоят на месте, и специалисты всего мира ломают голову над тем, как можно добывать сланцевый газ без разрушительных последствий для экологии. Самым перспективным методом добычи считается так называемый пропановый фрекинг.

Суть его заключается в разрыве пласта без использования воды и вредных химикатов: вместо водного раствора используется специальное вещество из сжиженного пропана. После применения такого вещества оно не оседает в породе, а полностью испаряется. Еще одно несомненное преимущество нового способа состоит в том, что он позволяет начать добычу в разы быстрее.

Впрочем, правительство ведущей страны ЕС - Германии по-прежнему крайне скептически относится к добыче сланцевого газа у себя дома.

Сегодня в США и Канаде с использованием новой технологии работает больше тысячи скважин. Крупные энергетические компании Chevron и BlackBrush Oil & Gas уже заключили соглашения о добыче сланцевого газа с использованием пропанового фрекинга. Впрочем, связывать с новым методом добычи надежды на «сланцевую революцию» пока рано: защитники окружающей среды уже успели назвать пропановый фрекинг рискованной затеей, поскольку пропан очень взрывоопасен.

Существует еще одна причина, ставящая использование нового метода добычи сланцевого газа под вопрос. Пропановый фрекинг обходится, как минимум, в полтора раза дороже гидроразрыва. Компаниям, использующим этот способ добычи, приходится делать патентные отчисления его разработчикам из GASFRAC Energy Services inc. Если в самой Америке этот метод получил довольно широкое распространение, то в Восточной Европе использование новой технологии не планируется. Так что экологические риски, связанные со «сланцевой революцией», не спешат уходить с повестки дня.

ЗАДАНИЕ

1. Дайте ответы на вопросы:

- Где и когда впервые началась добыча сланцевых углеводородов?
 - Какие страны являются лидерами по добычи сланцевых углеводородов?
 - Какие технологии используют при добыче сланцевых углеводородов?
- Дайте экологическую оценку применяемых методов.

2. Проанализируйте социально-экономическое значение и возможные экологические последствия добычи сланцевых углеводородов. Приведите доводы «за» и «против». Аргументированные ответы представьте в виде таблицы.

Аргументы «за»	Аргументы «против»
1.	1.
2.	2.
.....	

ВОПРОСЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

Основные аспекты нефтегазовой промышленности России. История развития отрасли.

История освоения нефтяных и газовых месторождений на территории России.

Основные нефтегазоносные провинции России.

Нефтедобывающие страны и страны-экспортёры нефти

Перспективные нефтяные районы.

Теории происхождения нефти.

Состав и свойства сырой нефти и природного газа

Углеводородный состав нефти и газа.

Металлы, входящие в состав нефти.

Фракции нефти и их экологические свойства.

Экотоксикология соединений нефти и природного газа

Факторы, определяющие токсичность нефти и газа.

Токсические свойства компонентов нефти и газа.

Экологические проблемы геологоразведки углеводородов.

Геологические нефтегазоносные структуры

Производство сейсморазведочных работ на суше.

Производство сейсморазведочных работ на морском шельфе.

Влияние сейсморазведочных работ на окружающую среду.

Проведение разведочного бурения и его влияние на окружающую среду.

Пути попадания углеводородов в биосферу

Природные очаги поступления углеводородов в окружающую среду.

Техногенные источники поступления углеводородов в окружающую среду.

Экологические риски при добыче, транспортировке и переработке сырьевых углеводородов.

Характеристика экологических проблем, связанных с добычей углеводородов в Астраханском регионе.

Превращение нефтепродуктов в разных средах.

Миграция и превращение нефтепродуктов в водной среде.

Миграция и превращение нефтепродуктов в почве.

Роль растений и микроорганизмов в превращении нефтепродуктов.

Современные ресурсосберегающие технологии добычи и переработки углеводородного сырья.

Аварийные ситуации и нефтяные разливы

Наиболее масштабные аварии в нефтегазовом секторе, приведшие к загрязнению окружающей среды.

Способы ликвидации нефтяных загрязнений.

Основные способы утилизации отходов бурения при производстве работ на суше и в море.

Принципы «нулевого сброса» при освоении нефтяных месторождений.

Экологические проблемы добычи сланцевых углеводородов (фрекинг).

История добычи сланцевых углеводородов.

Особенности технологии добычи сланцевых углеводородов.

Экологические риски при добыче сланцевых углеводородов.

ПРИМЕРНЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ РЕФЕРАТОВ

1. География, масштабы и перспективы освоения морских нефтегазовых ресурсов.
2. Загрязнение окружающей среды нефтепродуктами при авариях и катастрофах.
3. Нефтегазовые углеводороды на суше и на шельфе морей России
4. Геолого-геофизические изыскания и обустройство месторождений
5. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов
6. Влияние нефти и нефтепродуктов на свойства почв.
7. Влияние нефтяного загрязнения на почвенную биоту.
8. Промысловые и ликвидационные работы на нефтегазовых месторождениях
9. Физико-географические и океанографические параметры шельфовых экосистем в рай
10. Экотоксикология отходов буровых работ.
11. Экотоксикология пластовых вод
12. Оценка эффектов и последствий на основных этапах работ: бурение разведочных скважин, промысловая эксплуатация месторождений
13. Эффекты и последствия сейсморазведки и шумов.
14. Воздействие на биоресурсы и рыболовство нефти и газодобычи.
15. Аварийные ситуации и нефтяные разливы. Общая характеристика, причины и статистика

16. Распределение и миграция нефти в морской среде. Экологические эффекты и последствия
17. Типы и сценарии нефтяных разливов.
18. Аварийные выбросы газа в море
19. Методы борьбы с нефтяными разливами
20. Экологический мониторинг в районах освоения морских нефтегазовых месторождений. Общая структура, цели и задачи мониторинговых наблюдений.
21. Международный и российский опыт обращения с отходами при морской добыче углеводородов.
22. Международные конвенции и соглашения в области газо- и нефтедобычи
23. Основные способы утилизации отходов бурения
24. Альтернативные методы обращения с отходами бурения.