



С.Л. ДОРОЖУКОВА,
Е.П. ЯНИН

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ
ТЕРРИТОРИЙ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

МОСКВА – 2004

ООО ГП «ПРОМНЕФТЕГАЗЭКОЛОГИЯ»

**С.Л. ДОРОЖУКОВА,
Е.П. ЯНИН**

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ
ТЕРРИТОРИЙ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

МОСКВА - 2004

УДК 550.4:622.323

Дорожукова С.Л., Янин Е.П. Экологические проблемы нефтегазодобывающих территорий Тюменской области. – М.: ИМГРЭ, 2004. – 56 с.

В работе на основе анализа литературных материалов рассматриваются экологические проблемы нефтегазодобывающих районов Тюменской области. Обсуждаются природные условия Западной Сибири, определяющие интенсивность техногенного воздействия и поведение химических элементов и их соединений в зонах загрязнения. Приводятся сведения об основных химических свойствах нефти и природного газа. Анализируются особенности воздействия на окружающую среду геологоразведочных и буровых работ, добычи и транспортировки природного газа и нефти.

Табл. – 19; рис. – 5; список лит. – 129 назв.

© Дорожукова С.Л., Янин Е.П., 2004
© ГП «Промнефтегазэкология», 2004

Введение

Добыча углеводородного сырья сопровождается существенным ущербом для окружающей среды, поскольку практически ни один из ныне действующих в России нефтегазовых промыслов не относится к так называемым «безотходным производствам». В значительной мере это обусловлено несовершенством технологии добычи и(или) ее нарушениями, плохим качеством или недопустимым износом технологического оборудования, а также природными особенностями нефтегазовых районов, ландшафты которых в основном характеризуются слабой устойчивостью к техногенным воздействиям. При этом чем интенсивнее осуществляется изъятие флюидов, тем активнее идет формирование техногенных потоков разнообразных веществ, поступающих в природную среду [24, 76] и оказывающих негативное воздействие практически на все ее компоненты [10, 11, 31, 43, 47, 65, 95, 101, 127]. Ситуация обостряется тем, что в катастрофическом состоянии находятся промышленные трубопроводные системы большинства нефтедобывающих предприятий России. Действующая на территории страны система магистральных нефтепроводов, газопроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов также не отвечает современным требованиям безопасности [22].

В Тюменской области, где ежегодно добывается порядка 200 млн. т. нефти (не менее 50% общероссийской добычи), расположено свыше 300 месторождений нефти и газа [121], в ее нефтегазодобывающем комплексе развиты все этапы, связанные с использованием углеводородного сырья, - геологоразведочные работы, бурение эксплуатационных скважин, добыча, подготовка, хранение, транспортировка и переработка сырья - каждый из которых характеризуется определенной спецификой техногенного воздействия на окружающую среду. В пределах области подавляющее количество выбросов в атмосферу от стационарных источников приходится именно на предприятия нефте- и газодобычи (соответственно 40,6 и 24,6% общего выброса вредных веществ по Тюменской области, составившего в 1995 г. 1876,2 тыс. т), а отсутствие при их обустройстве пыле- и газоочистного оборудования свидетельствует о самом низком среди всех субъектов Российской Федерации уровне вредных выбросов, достигающего всего лишь 1,5% [119]. Отдельные нефтедобывающие территории по состоянию природной среды приближаются к районам экологического бедствия.

На месторождениях Западной Сибири эксплуатируется свыше 100 тыс. км промысловых трубопроводов (из 350 тыс. км в целом по России), из которых 30% имеют 30-летний срок службы, однако в год заменяется не более 2% трубопроводов. В результате этого ежегодно

происходит 35–40 тыс. инцидентов (из более 50 тыс. в целом по России), сопровождающихся выбросами нефти, в том числе в водоемы, причем их число ежегодно увеличивается [22]. В пределах Тюменской области в результате аварий и технических неполадок простаивают 21783 скважины, связанных с нефтегазодобычей; и существуют тысячи заброшенных амбаров с токсичными отходами, являющихся постоянно действующими источниками загрязнения окружающей среды [42].

Только в Ханты-Мансийском АО существует более чем 90 тыс. добывающих и нагнетательных скважин [37]. Здесь большинство месторождений разрабатывается с превышением обводненности над выработкой в 2 раза и более, т. е. значительные запасы нефти в недрах блокируются закачиваемой водой. Бесконтрольная закачка приводит к нарушению геостатического равновесия в недрах; имеют место случаи вытеснения нефти за контур нефтеносности, прорыва обсадных колонн и даже техногенного землетрясения (Нефтеюганск). В 1998 г. в округе было зафиксировано 1600 случаев аварийных и залповых сбросов сточных вод, подавляющая часть которых связана с изношенностью оборудования и коррозией трубопроводов, принадлежащих нефтегазодобывающим предприятиям [22].

Авторы надеются, что предлагаемый обзор экологических проблем, свойственных нефтегазодобывающим районам Тюменской области, будет полезен как при организации работ по восстановлению нарушенных территорий Западной Сибири, так и при использовании нефтегазового потенциала других регионов России, планы освоения которых активно обсуждались в печати еще в начале 1990-х гг. и продолжают обсуждаться (см., например, [107, 109]). Хорошо известно, что международные и национальные финансовые организации при осуществлении проектного финансирования уделяют огромное внимание вопросам охраны окружающей среды. Так, Соглашение о создании ЕБРР устанавливает, что Банк должен обеспечивать во всех сферах своей деятельности экологически разумное и устойчивое развитие. В проектом финансировании нефтегазодобывающей промышленности финансовые организации всегда настаивают на соблюдении как своих собственных стандартов защиты окружающей среды, так и стандартов Всемирного банка. Естественно, что проектная (инвестиционная) компания будет также вынуждена соблюдать российские требования (стандарты, нормативы, регламенты) по охране окружающей природной среды и рациональному природопользованию, которые нередко более жесткие, нежели международные. Известно также, что участие общественности в обсуждении проектов добычи минеральных ресурсов является одним из приоритетов в работе международных финансовых организаций.

Природные условия Тюменской области

Для нефтегазодобывающих территорий Тюменской области характерны следующие особенности природных условий, в существенной мере определяющие интенсивность техногенного воздействия и поведение различных поллютантов в окружающей среде:

- континентальный климат с избыточным увлажнением, продолжительной холодной зимой и коротким сравнительно жарким летом (рис. 1);

- слабо пересеченный рельеф и небольшие колебания относительных высот, что предопределяет хорошо выраженную зональность ландшафтов - от тундровых на севере до степных на юге (рис. 2);

- интенсивное развитие процессов заболачивания и торфонакопления на значительной части территории, следствием чего является существование обширных болотных массивов, играющих важную роль в формировании поверхностного стока и способствующих еще большему нивелированию поверхности;

- преимущественно мономинеральный состав почвообразующих пород, представленных в основном рыхлыми отложениями четвертичного возраста (песками, супесями и суглинками);

- широкое распространение многолетнемерзлых пород, что в значительной мере определяет многие геохимические особенности почв; мерзлотный барьер способствует торможению оподзоливания в тайге и повсеместному развитию надмерзлотной засоленности и оглеения почв (рис. 3);

- типологическое многообразие почв, которые объединяются в 5 основных групп, отличающихся генезисом и строением профиля, причем верхний почвенный горизонт в каждой группе имеет сходный характер: 1) тундровые и болотно-тундровые почвы с торфяным поверхностным горизонтом и выраженным оглеением; 2) болотные торфяные почвы (северная, средняя и частично южная тайга); 3) подзолы иллювиально-железистые на песчаных и супесчаных породах (северная и средняя тайга); 4) таежные поверхностно-глеевые почвы слабо дренируемых низменных междуречий, сложенных глинистыми и суглинистыми породами (средняя тайга); 5) почвы с гумусовым горизонтом (дерново-подзолистые, серые лесные, черноземы), преобладающие в подзонах южной тайги и подтайги.

С геохимической точки зрения в пределах рассматриваемой территории выделяются три основных ландшафтных пояса, различающихся совокупностью условий миграции химических элементов, процессов и типов биогеохимического круговорота вещества: тундровый, лесной и степной.

Для тундрового пояса типичны малая емкость биогеохимического круговорота веществ, его замедленность и слабая интенсивность, преобладание ландшафтов кислого глеевого класса из-за распространения болот и заболоченных территорий, господство процессов глеегенеза, наличие вечномерзлых пород, длительное замерзание водных объектов, повсеместное развитие криогенеза во всех его проявлениях, обуславливающего повышенную растворимость газов в водах, пониженные значения pH природных вод, активное выщелачивание карбонатов и способствующего механической миграции веществ и криогенной метаморфизации вод.

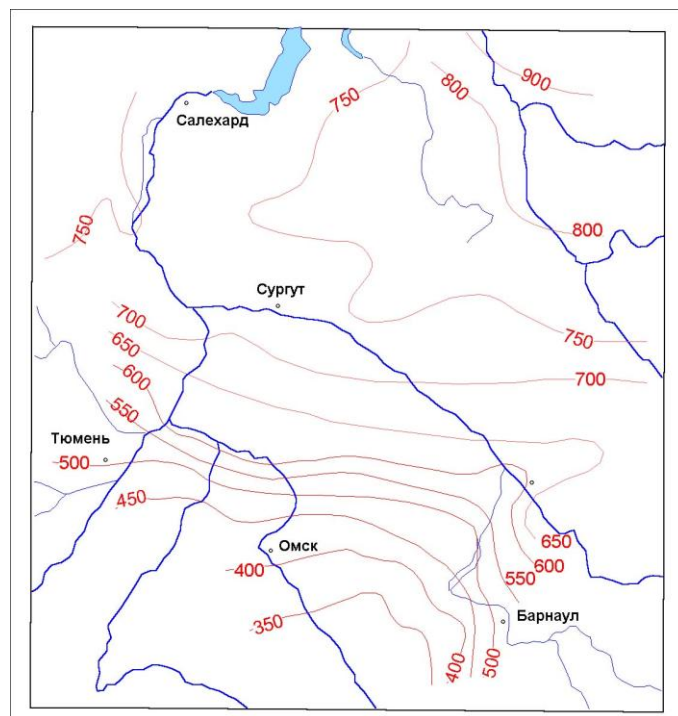


Рис. 1. Общее увлажнение (мм/год) Западно-Сибирской равнины (по В.С. Мезенцеву и И.В. Карнацевичу, 1969).

Особенно велика роль многолетней мерзлоты как геохимического фактора в автономных ландшафтах. Из-за низких температур разложение органических веществ протекает медленно, что проявляется в накоплении подстилки, в невысокой минерализации вод, обогащенных растворенным органическим веществом, их низкой буферной способности.

Все это определяет крайне малую устойчивость тундровых ландшафтов к техногенному воздействию.

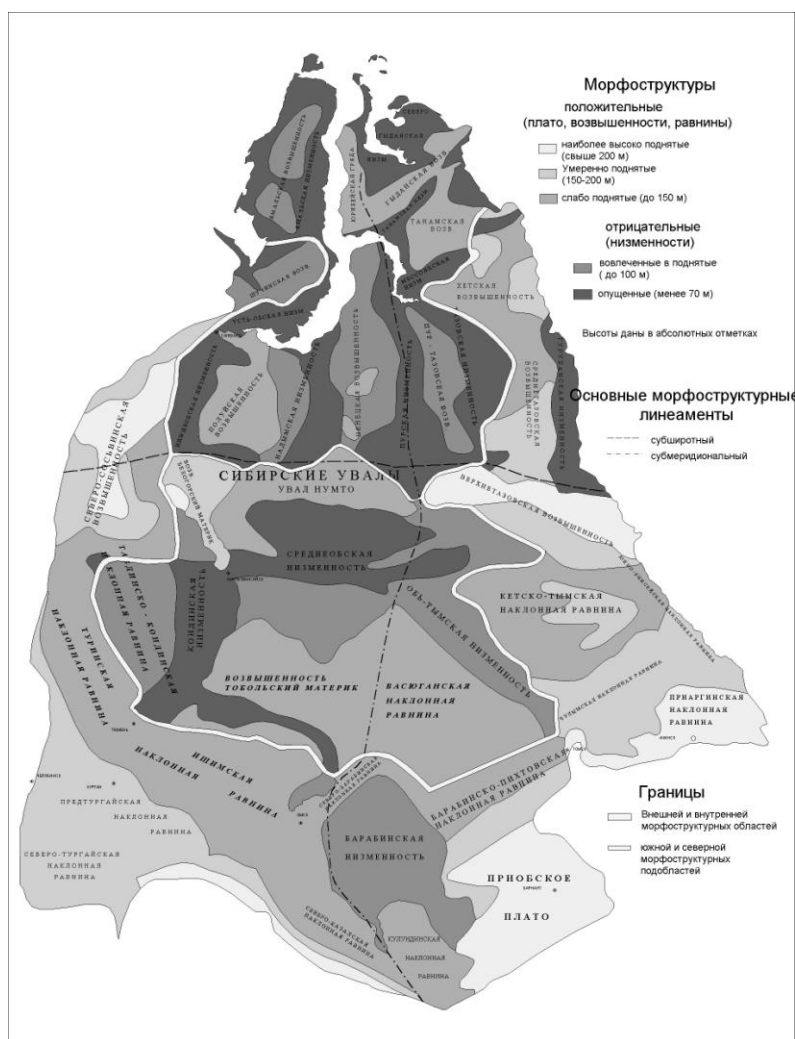


Рис. 2. Морфоструктурное районирование Западно-Сибирской равнины (по Городецкой, Мещерякову, 1971).

В лесном поясе, где на плоских слабодренированных равнинах распространена сильно заболоченная тайга, при значительных запасах живой биомассы, умеренных емкости и скорости биогеохимического

круговорота активно проявляются процессы хелювиального и глеево-элювиального выщелачивания, детритогенеза и оксидогенеза, часто осложненные современным криогенезом.

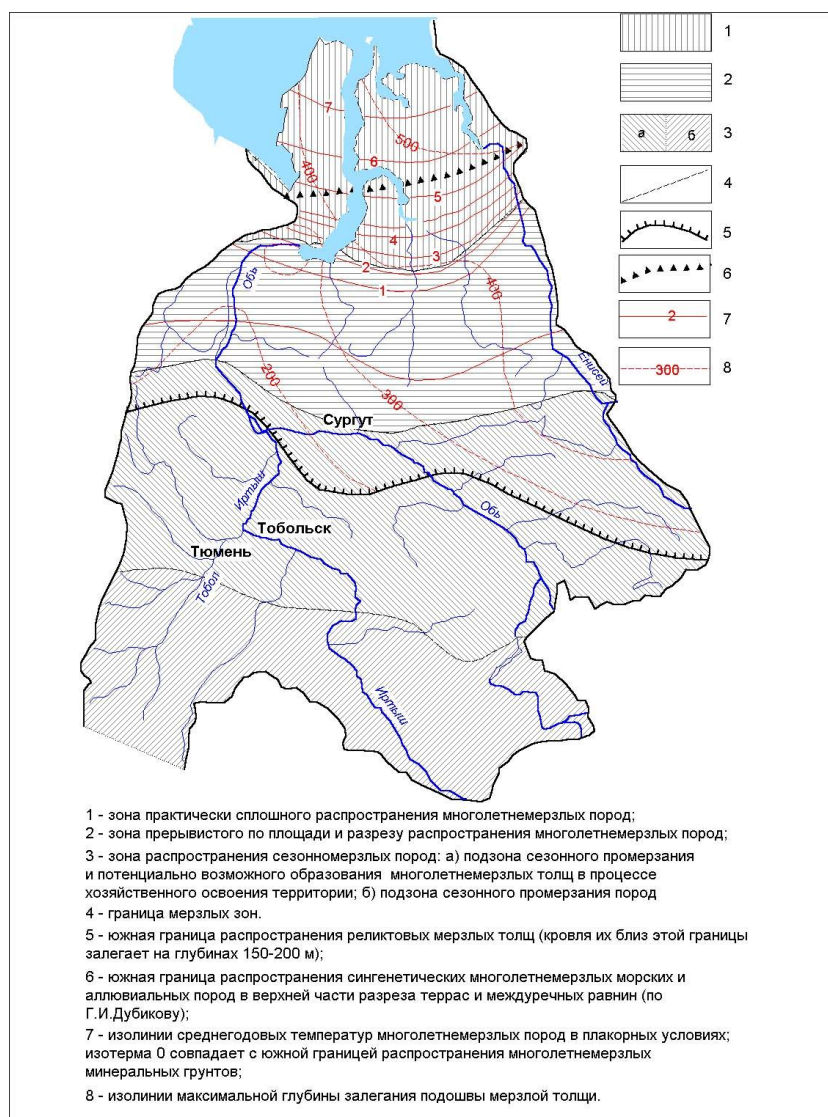


Рис. 3. Схема распространения многолетнемерзлых и сезонномерзлых пород в пределах Западно-Сибирской равнины (по В.В. Баулину и В.Т. Трофимову).

Разложение растительных остатков протекает медленно, что проявляется в формировании мощного слоя подстилки. В подзолисто-болотных почвах развивается оглеение, они характеризуются сильно-кислой реакцией и отличаются подвижными формами гумуса. Природные воды отличаются невысокой минерализацией, содержат органические кислоты и железо. Низкая биопродуктивность кислой глеевой тайги во многом объясняется дефицитом кислорода, который обуславливает недостаток других элементов. Ландшафты этого пояса также характеризуются малой устойчивостью к техногенному загрязнению.

Степной пояс отличается (при умеренных/небольших запасах живой биомассы) емким и ускоренным биогеохимическим круговоротом, преобладанием ландшафтов кальциевого класса, развитием процессов кальцитогенеза с локальными проявлениями в ландшафтах кальций-натриевого и содового класса водной миграции, реликтового и современного галогенеза. Для него характерны непромывной режим почв, превышение испаряемости над выпадающими осадками. Техногенное воздействие сопровождается накоплением поллютантов в донных отложениях рек и озер, в пойменных почвах.

Таким образом, природные условия нефтегазодобывающих районов Тюменской области, особенно ее северных территорий, определяют низкую восстановительную способность ландшафтов, небольшую емкость и слабую устойчивость экосистем к техногенным нарушениям и загрязнению.

Краткая характеристика технологии добычи нефти и газа

В общем случае процесс нефтегазоразведки включает три основных этапа: региональный, поисковый и разведочный, в свою очередь включающих ряд стадий [92]. На региональном этапе, результаты которого необходимы для прогноза и оценки зон нефтегазоносности, осуществляют геолого-съёмочные работы, мелко- и среднемасштабные геолого-геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение, проводят промыслово-геофизические исследования, опробование и испытание скважин. В ходе поискового этапа проводятся детальные геолого-геофизические работы (включая геологическую, аэромагнитную и гравиметрическую съемки местности, геохимические исследования пород и вод, составление соответствующих карт) и различные виды бурения. Главные цели разведочного этапа сводятся к оконтуриванию залежей, определению мощности и нефтегазонасыщенности пластов и горизонтов; затем подсчитываются промышленные запасы углеводородного

сырья и разрабатываются рекомендации о вводе месторождения в эксплуатацию. Напомним, что месторождение – это отдельная залежь или группа залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие своих контуров нефтегазоносности [92]. К единому месторождению относится также группа залежей, разобщенных в плане, но контролируемых одной локальной структурой. При указании типа месторождения на первое место ставится компонент с наименьшей величиной запасов, на второе – с наибольшей (например, газо-нефтяное – преобладает нефть, нефтегазоконденсатное – преобладает газоконденсатная система и т. д.). До недавнего времени в отечественной научной литературе наиболее распространенными были следующие градации крупности месторождений нефти и газа (табл. 1).

Таблица 1. Градация месторождений нефти и газа по их крупности [92]

Размер месторождения	Геологические запасы нефти (млн. т), газа (млрд. м ³)
Мелкие	Меньше 10
Средние	10-50
Крупные	50-100
Крупнейшие	100-500
Гигантские	500-1000
Уникальные	Больше 1000

Добыча нефти и газа осуществляется из скважин. Общепринятая система, подразделяющая бурение скважин по категориям в зависимости от их глубины, отсутствует. Обычно различают мелкое бурение (до 1500 м), бурение на средние глубины (до 4500 м), глубокое бурение (до 6000 м), сверхглубокое бурение (глубже 6000 м) [92]. Наиболее распространенными способами бурения скважин являются механические: ударные и вращательные. При ударном бурении скважин породу разрушают ударами специального долота, которое поднимают и опускают механической лебедкой. При вращательном бурении скважин породу высверливают вращающимся долотом. В процессе бурения мелких скважин выбуренную породу поднимают с забоя при помощи желонки (периодический процесс) или используют для ее удаления шнеки, витые штанги, циркуляцию газа, жидкости и др. (непрерывный процесс). Бурение промышленных скважин производят с помощью стационарных установок с тяжелыми станками. При глубоком бурении на нефть и газ забой скважин обычно очищается от выбуренной породы потоком непрерывно циркулирующей промывочной жидкости (бурового раствора); реже производится продувка забоя газообразным рабочим агентом.

Собственно извлечение нефти из земных недр осуществляют за счет энергии двух видов – естественной энергии пласта (фонтанный

способ эксплуатации скважины) и энергии, подаваемой в скважину (механизированный способ) [92, 124]. Фонтанный способ (наиболее экономичный) применяется в начальный период эксплуатации, когда пластовое давление достаточно велико. Существуют две разновидности механизированного способа эксплуатации скважин – компрессорный и насосный. При компрессорном (газлифтном) методе в скважину компрессором закачивают газ, который смешивается с нефтью (этот метод применяют на месторождениях Западной Сибири, Казахстана, Туркмении). Плотность нефти при этом снижается, забойное давление становится ниже пластового, что вызывает движение жидкости к земной поверхности. Иногда в скважину подают газ под давлением из близко расположенных газовых пластов (метод бескомпрессорного газлифта). На некоторых старых месторождениях применяются системы эрлифта, в которых в качестве рабочего агента используется воздух, что вызывает необходимость сжигания попутного нефтяного газа, смешанного с воздухом, и предопределяет повышенную коррозию трубопроводов. При насосном способе эксплуатации на определенную глубину спускают насосы, которые приводятся в действие за счет энергии, передаваемой различными способами. На большинстве нефтедобывающих месторождений мира получили распространение штанговые насосы. Известны также способы извлечения нефти с применением бесштанговых насосов.

Главным показателем эффективности добычи нефти и газа является коэффициент нефте(газо)отдачи (коэффициент извлечения), т. е. отношение количества добытых нефти или газа к первоначальному их запасу в залежи [92]. Величина коэффициента извлечения зависит от режима эксплуатации залежи, литолого-физической характеристики коллекторов, свойств насыщающих флюидов, применяемых методов интенсификации добычи и т. д. Для нефти этот коэффициент обычно колеблется от 0,1 до 0,7 (при прогнозной оценке ресурсов в среднем принимается равным 0,35-0,4), для газа близок к единице (при оценке ресурсов принимается равным 0,85-0,9). Нефтедобыча может осуществляться в следующих режимах: упругий, растворенного газа, газовой шапки, газонапорный, водонапорный. Наименьшее значение коэффициента извлечения характерно для режима растворенного газа, при водонапорном режиме коэффициент извлечения выше. Тем не менее использование методов водного воздействия на пласты не обеспечивает полного извлечения геологических запасов нефти. Как правило, в недрах остается больше половины, а на месторождениях вязкой нефти – до 85% разведанных запасов [8, 124]. Для повышения нефтеотдачи в последние годы применяют новые методы воздействия на пласт – закачку с водой поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, растворителей, эмульсий и др., что позволяет увеличить на 10-30% нефтеотдачу пла-

стов. ПАВ широко используются также для улучшения качества буровых промывочных жидкостей, увеличения скорости бурения (понижение твердости и абразивности пород), предотвращения обвалов и закрепления стенок скважин, обезвоживания и обессоливания нефтей, увеличения продуктивности эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин, предотвращения коррозии оборудования, в борьбе с отложениями парафина, для очистки нефтяных емкостей [92].

Непосредственно на нефтепромыслах осуществляют специальную подготовку нефти к ее транспортировке (удаляют газы, механические примеси, основную часть воды и минеральных солей). Как известно, значительная доля добываемой в России нефти поступает из скважин в виде водной эмульсии. Таких сильно обводненных скважин насчитывается более 80% (из более чем 114 тыс. скважин, которые эксплуатировались в 2001 г.) [77a]. Сейчас в России остается законсервированными более 30 тыс. скважин, в том числе и потому, что существующая технология разделения эмульсии оказывается нерентабельной. Действительно, при добыче нефти неизбежный ее спутник – пластовая вода (от менее 1 до 80-90% по массе), которая диспергируясь в нефти, образует с ней эмульсии типа «вода в нефти» (дисперсионная фаза – нефть, дисперсная – вода). Их формированию и стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергирующие механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов). Пластовая вода, как правило, содержит высокие концентрации натрия, магния, кальция (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1% воды), а также сульфаты и гидрокарбонаты и содержит механические примеси. Типичное содержание воды в сырой нефти составляет 200-300 кг/т, минеральных солей – до 10-15 кг/т; кроме того, сырая нефть содержит попутный газ (до 50-100 м³/т) [8].

Перед транспортировкой нефти потребителям из нее должны быть удалены газ, механические примеси, основная часть воды и солей [8, 52a] (рис. 4). Вначале от сырой нефти с помощью сепараторов первой ступени отделяют нефтяной газ; затем частично дегазированная нефть поступает на установки подготовки нефти, где происходят вторая и третья ступени сепарации газа от нефти, а также обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти осуществляют на нефтепромыслах обычно термохимическим способом путем разрушения (расслоения) водно-нефтяной эмульсии с применением деэмульгаторов (различных ПАВ) при 50-80°C. В ходе обессоливания из нефти удаляют оставшиеся после обезвоживания соли и воду.

Обессоливание заключается в смешении нефти со свежей пресной водой, разрушении образовавшейся эмульсии и последующим от-

делением от нефти промывной воды с перешедшими в нее солями и механическими примесями. Обезвоженную и обессоленную нефть подают в герметизированные резервуары, далее на установку, предназначенную для оценки качества и количества нефти и после – в товарные резервуары, из которых насосами нефть направляют в магистральный нефтепровод. Если устанавливается, что нефть не соответствует кондициям, то ее возвращают на установку подготовки нефти. На многих нефтепромыслах нефть дополнительно подвергают стабилизации в специальных ректификационных колонках (с целью предотвращения возможных потерь углеводородов и устранения опасности загрязнения воздуха газами и легкими фракциями). Довольно часто заметная доля эмульсии (около 5%) все равно остается неразделенной, которая сбрасывается в специальные ямы.

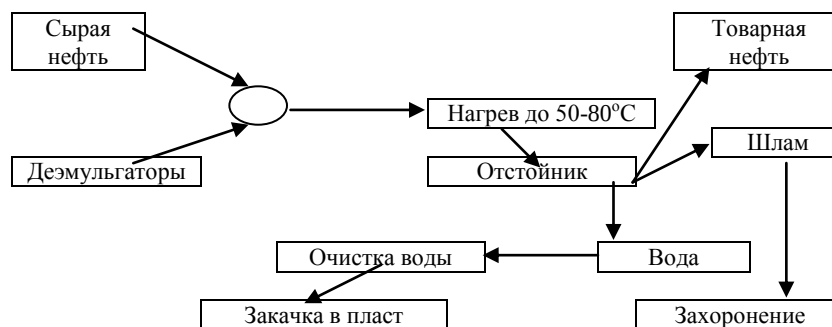


Рис. 4. Упрощенная схема процесса деэмульсации сырой нефти в системе нефтеподготовки.

Существуют различные системы внутрипромыслового сбора и транспортировки нефти, различающиеся условиями перемещения нефти и газа, схемой отделения газа от нефти [92]. Наиболее старой является самотечная система, при которой перемещение нефти происходит за счет превышения отметки устья скважины над отметкой замерной установки. На новых месторождения эксплуатируются герметизированные высоконапорные системы сбора нефти, газа и воды, технологическая схема которых определяется величиной и формой площади месторождения, рельефом местности, физико-химическими свойствами нефти. Добыча природного газа включает его извлечение из недр, сбор и подготовку к транспортировке. Как известно, месторождения горючих газов подразделяются на собственные газовые (скопления природных газов не связаны с другими полезными ископаемыми), газонефтяные (газообразные углеводороды растворены в нефти или находятся над нефтяной залежью в виде так называемой газовой шапки – попутные газы, добываемые совместно с нефтью), газоконденсатные (газ обогащен жид-

кими углеводородами). Газ находится в недрах под высоким давлением, поэтому для его добычи обычно применяют фонтанный способ. Как правило, разработка газовой залежи продолжается 15-20 лет (с коэффициентом извлечения 0,8-0,9).

Добыча нефти и газа сопровождается значительной активизацией подземного и поверхностного механогенеза, что приводит к следующим основным группам экологических нарушений [101]: 1) изменение рельефа и рельефообразующих процессов; 2) трансформация растительного покрова вплоть до его полного уничтожения; 3) физическое и морфологическое преобразование почв; 4) изменение термического, гидрологического и гидрохимического режимов и других процессов в ландшафтах. Одновременно в последних происходят геохимические изменения, предопределяемые технологией добычи углеводородного сырья и его физико-химическими свойствами, а также ландшафтно-географическими особенностями территорий.

Основные химические свойства нефти и газа

Главными компонентами нефти (и продуктов ее переработки) являются углеводороды следующих четырех классов: алифатические (парафины), алициклические (циклопарафины), ароматические и олефиновые [66]. Добытая нефть содержит попутный газ (50-100 м³/т), воду (200-300 кг/т), минеральные соли (до 10-15 кг/т), механические примеси [8]. Элементарный состав некоторых нефтей Тюменской области приведен в табл. 2.

Таблица 2. Элементарный состав самотлорской и усть-балыкской нефтей, % [8]

Нефть	C	H	S	O	N	Смолы силикагелевые	Асфальтены
Усть-балыкская	85,37	12,69	1,53	0,22	0,19	11,10	2,30
Самотлорская	86,23	12,79	0,63	0,25	0,10	10,00	1,36

Качественный состав полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), присутствующих в нефтях, представлен алкильными гомологами нафталина, бензфлуоренов, фенантрена, хризена, пирена и 3,4-бензпирена [19]. В нефтях Западной Сибири содержание ПАУ в среднем составляет около 4%, что заметно больше, нежели содержание этих соединений в нефтях других месторождений России и СНГ (табл. 3). Для тюменских нефтей характерно также более высокое относительное содержание хризен в составе ПАУ. К минеральным компонентам нефти принадлежат содержащиеся в ней соли, образованные металлами

и кислотами, металлокомплексы, а также коллоидно-диспергированные минеральные вещества. Практически все известные нефти характеризуются присутствием повышенных содержаний целого ряда элементов, особенно S, Na, V, Cr, Ni, Co, Cu, Zn, As, Mo, Pb и др. (табл. 4, 5).

Таблица 3. ПАУ в нефтях некоторых месторождений Зап. Сибири, % от суммы ПАУ [19]

ПАУ	Ингинская площадь	Покамасовская площадь	Варь-Еганская площадь	Федоров- ское
Нафталины	66,0	62,0	56,0	57,0
Бензфлуорены	5,4	6,6	7,2	2,5
Фенантрены	23,0	19,0	24,0	8,0
Хризены	-	9,1	9,4	6,0
Пирены	5,5	3,4	2,1	25,0
3,4-бензпирены	0,3	0,2	1,1	0,1
Сумма (в % к нефти)	1,9	5,2	3,6	4,0

Таблица 4. Средние величины концентрации элементов в газоконденсатах (ГК), конденсационных водах (КВ), нефти кайнозойских (НКЗ) и мезо-кайнозойских (НМЗ) месторождений и законтурных водах (ЗВ), ppm [106]

Элемент	ГК	КВ	НКЗ	НМЗ	ЗВ
Li	-	0,11	-	-	18,3
Na	0,45	64,8	3,6	2,8	53409,0
K	6,96	10,72	57,0	25,3	2018,6
Mg	-	11,20	3,1	4,5	374,0
Ca	-	48,00	3,7	5,5	6399,0
Sr	-	1,22	0,063	0,32	275,0
Ba	-	1,05	0,17	0,23	350,0
V	0,50	-	1,4	0,63	0,33
Cr	2,96	0,067	0,024	0,071	0,66
Mn	0,48	2,64	0,11	0,180	41,20
Fe	1,89	141,7	5,50	7,00	155,10
Co	0,10	0,11	0,32	0,031	1,75
Ni	0,27	0,53	4,20	1,400	1,75
Cu	0,14	3,77	0,31	0,22	1,13
Zn	0,59	3,25	4,00	1,22	56,90
Al	-	0,51	6,40	3,20	1,50
Ca	-	0,11	0,25	-	5,74
Cl	17,46	80,23	14,40	31,30	114752,60
Br	4,78	92,70	1,50	3,00	181,00
I	0,98	6,70	3,60	7,10	4,30

Сера в нефтях встречается в виде растворенной элементарной серы, сероводорода, меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и производных тиофена, а также в составе сложных соединений, содержащих одновременно атомы серы, кислорода, азота в различных сочетаниях [8].

Таблица 5. Химические элементы в летучей золе жидкого топлива, мг/кг

Элемент	Летучая зола топлива [85]	Кларк осадочных пород [14]
Li	5	60
Be	0,2	3
B	8	100
Na	30000	6600
Mg	20000	13400
Al	30000	104500
Si	10000	238000
P	130	770
S	75000	3000
Cl	400	1600
K	1300	22800
Ca	3000	25300
Sc	2	10
Ti	400	4500
V	50000	130
Cr	800	100
Mn	450	670
Fe	25000	33300
Co	1200	20
Ni	15000	95
Cu	1500	57
Zn	600	80
Ga	30	30
Ge	80	2
As	40	6,6
Se	6	0,6
Br	13	6
Rb	4	200
Sr	700	450
Y	15	30
Zr	20	200
Nb	3	20
Mo	100	2
Cd	5	0,03
Sn	7	10
Sb	20	2
Ba	1000	800
La	60	40
Hg	0,06	0,4
Tl	0,2-10	1
Pb	1000	20
Th	5	11

Считается, что микроэлементы в нефтях могут находиться в виде мелкодисперсных водных растворов солей, тонкодисперсных взвесей

минеральных частиц, а также в виде химических связанных с органическим веществом комплексных или молекулярных соединений [36]. Последние обычно подразделяют на: 1) элементоорганические соединения (содержащие связь углерод-элемент); 2) соли металлов, замещающих протон в кислотных функциональных группах; 3) хелаты (внутримолекулярные комплексы металлов); 4) комплексы нескольких однородных или смешанных лигандов; 5) комплексы с гетероатомами или π -системой полиароматических асфальтеновых структур. Наличие элементоорганических соединений и солей металлов (особенно в виде индивидуальных соединений) в нефтях строго не доказано, хотя имеются косвенные данные, свидетельствующие о вероятности их существования. Наиболее хорошо изучены различные комплексные соединения металлов (V, Fe, Mn, Ni, Co, Cu, Cr, Zn). В частности, примерно от 4 до 20% общего количества V и Ni, присутствующих в нефти, связано с порфириновыми комплексами. Остальное количество обнаружено в других более сложных соединениях, все еще не идентифицированных.

Добываемая сырая нефть является, как подчеркивает Н.П. Солнцева, «комплексным загрязняющим веществом», главными составными частями которого являются: а) собственно нефть, представляющая собой сложную смесь углеводородов и растворенных в них смолисто-асфальтеновых веществ; б) природные минерализованные воды, в которых присутствуют в высоких концентрациях многие макро- и микроэлементы. Именно поэтому при добыче нефти ее воздействие на почвы и другие компоненты ландшафта неоднозначно и определяется как составом и свойствами органической составляющей, так и количеством и составом неорганических компонентов (минерализованных вод) [99], а также поступающими в атмосферу продуктами сжигания попутных газов.

Природные газы, добываемые на собственно газовых месторождениях, относятся к группе сухих газов и состоят в основном из метана (до 93-98%) с небольшой примесью этана, пропана, бутенов, пентанов, а также азота, сероводорода, диоксидов азота, углерода, редких газов (аргон, гелий и др.) (табл. 6, 7). В природных газах различают аргон радиогенный и атмосферный. Попутные газы принадлежат группе жирных газов и отличаются (в зависимости от месторождения) неоднородным составом. Так, содержание метана в них колеблется от 29 до 94%, существенно возрастает доля C_2H_6 и C_3H_8 , иногда C_4H_{10} и C_5H_{12} , количество CO_2 достигает чаще всего 2,2-5,8%, азота и редких газов - изменяется от 0,1 до 27% [8].

Газоконденсатные залежи представляют собой скопления в недрах газообразных углеводородов, из которых при снижении давления выделяется жидкая углеводородная фаза – конденсат (смесь пентана и более высоких гомологов метана). Газы газоконденсатных месторожде-

ний содержат большое количество метана и до 2-5% и более жидких углеводородов (табл. 8).

Таблица 6. Объемный состав природных газов месторождений Тюменской области, % [8]

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ + редкие газы
Уренгой	98,5	0,10	сл *	сл	нет	0,21	1,112
Медвежье	98,6	0,35	0,02	0,003	0,04	0,22	0,017
Комсомольское	97,8	0,15	0,004	0,001	нет	0,28	1,74
Заполярное	98,5	0,20	0,05	0,012	сл	0,50	0,70

* Здесь и далее в таблицах – «следы».

Таблица 7. Состав газов в некоторых газовых месторождениях Зап. Сибири, % [8]

Месторождение	CO ₂	N ₂	He	Ar	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂
Мессояхское	0,65	0,45	0,005	-	сл	-	-	-
Губкинское	0,10	1,20	0,02	0,02	0,12	0,015	сл	сл
Уренгойское	0,21	1,10	0,01	0,0025	0,10	сл	сл	нет
Тазовское	0,30	0,50	0,01	0,02	0,15	0,030	0,005	0,002
Заполярное	0,50	0,70	-	-	0,20	0,05	0,012	сл
Комсомольское	0,28	1,69	0,02	0,05	0,15	0,004	0,001	-
Ныдинское	0,30	2,12	0,01	0,01	0,80	0,003	0,05	0,002
Медвежье	0,22	0,73	0,007	0,01	0,35	0,02	0,003	0,04

Примечание. Содержание метана колеблется в пределах 97,80-98,97%.

Таблица 8. Объемный состав природных газов месторождений Тюменской области, % [8]

Месторожде- ние	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	C ₅ и более высококипя- щие (тяжелые)	N ₂ + редкие газы
Мессояхское	98,87	сл	-	-	0,68	-	0,455
Губкинское	97,50	0,12	0,015	сл	0,10	сл	1,244
Заполярное	98,50	0,2	0,05	0,012	0,50	сл	0,70
Комсомольское	97,80	0,15	0,004	0,001	0,28	нет	1,71
Медвежье	98,63	0,35	0,02	0,008	0,22	0,04	0,74

В природных и попутных газах газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений практически всегда присутствует ртуть [70-72]. Это, в частности, не исключает возможности ее поступления в окружающую среду в ходе добычи, подготовки, транспортировки и использования углеводородных газов [25, 26]. В общем случае выявлены следующие основные закономерности в распределении ртути в углеводородных газах [84]. Содержания ртути в газах колеблются в зависимости от месторождения в пределах от менее 0,01 до 14000 мкг/м³. На отдельных углеводородных месторождениях запасы ртути по масштабу

соответствуют собственно ртутным месторождениям. Ртуть в газах находится преимущественно в атомарной форме; предполагается также вероятность ее присутствия в виде Hg-органических соединений. На ряде газовых месторождений отмечается корреляция содержания ртути с He, N₂, H₂, CO₂. Концентрации ртути, превышающие 1 мкг/м³, наблюдаются в отложениях практически всех стратиграфических горизонтов палеозоя, мезозоя и кайнозоя при самом разнообразном литологическом составе вмещающих пород-коллекторов. Одновременно фиксируется увеличение ее содержания с глубиной залегания продуктивных пластов, что типично как для нефтегазоносных провинций в целом, так и для отдельных месторождений. Общей чертой Hg-содержащих газовых месторождений является их приуроченность к зонам пересечения продольных глубинных разломов, параллельных молодым складчатым системам, с поперечными к ним крупными планетарными зонами долгоживущих разломов древнего заложения с чертами рифтогенеза.

Как уже отмечалось, известны месторождения, в нефтях которых, как сообщается в литературе, наблюдаются высокие и даже очень высокие концентрации ртути (при вариации в нефтях в пределах 0,003-21 мг/кг, в конденсате – < 0,037-1,1 мг/кг). Следует отметить, что, во-первых, исследования распределения ртути в нефтях, как правило, осуществлялись не с целью изучения особенностей (закономерностей) распределения металла собственно в товарных нефтях, а главным образом с целью доказательства того, что существуют «зоны региональных разломов мантийного заложения, по которым ртуть в составе флюидов поступает в зоны газо-, нефте- и рудообразования и участвует в этих процессах». Действительно, в таких районах реально присутствие ртути в значительных концентрациях в сырой нефти. Во-вторых, в литературе, судя по всему, обычно приводятся данные о распределении ртути в сырой нефти, представляющей собой, как отмечено выше, сложную смесь углеводородов и растворенных в них смолисто-асфальтеновых веществ, природных минерализованных вод, количество которых может быть очень значительна, а также диспергирующих механических примесей (частицы глины, песка, известняка и др.). Очевидно, что существенная часть ртути связана именно с пластовой водой и механическими примесями. Товарная нефть – после обезвоживания, обессоливания, отделения механических примесей – априори будет содержать существенно меньшее количество ртути (очевидно, что в пределах ее кларка в литосфере). Тем не менее вероятность включения повышенных количеств ртути в миграционные цепи при добыче, предварительной подготовке и транспортировке нефти следует учитывать. По различным оценкам, количество ртути, содержащейся в ежегодно добываемой в Западной Сибири нефти, варьируется от 5-6 т до 40-60 т (значительная вариация объясня-

ется использованием различных средних концентраций ртути в нефтях; по мнению авторов этих строк, наиболее реальны оценки в 5-6 т ртути). Например, на некоторых газовых и газонефтяных месторождениях встречается самородная ртуть, главным образом, в трубопроводах, на установках по очистке газов, на газоперерабатывающих заводах (это, возможно, свидетельствует о ее «конденсационном происхождении» – авт.). В любом случае необходима организация детальных исследований распределения и поведения ртути по всей технологической цепочки: добыча – подготовка – транспорт – переработка.

Воздействие на окружающую среду геологоразведочных и буровых работ

В северных районах Тюменской области геологоразведочные работы сопровождаются главным образом механическим воздействием на земную поверхность, уничтожением растительного покрова транспортом (здесь широко развита хаотическая сеть неглубоких, до 20-30 см, дорожных колеи, играющих роль искусственной дренажной сети), а также приводят к незначительному (в региональном масштабе) поступлению углеводородов на рельеф и к увеличению источников возникновения пожаров. В конечном счете площадные техногенные воздействия разрушают естественную ландшафтную обстановку и усиливают развитие криогенных геологических процессов [5, 23, 40, 73]. В центральных районах области геологоразведочные работы обуславливают сведение лесов (вырубки и пожары), разрушение или даже полное удаление почвенно-растительного слоя.

Техногенно деградированные тундровые почвы Западной Сибири отличаются чрезвычайно слабой способностью к самовосстановлению [83]. В общем случае из-за деградации почв и ландшафтов тундры и лесотундры площадь оленьих пастбищ за период с 1965 по 1990 г. сократилась на 70 600 000 га [46]. Для зоны тундры характерны наличие многолетнемерзлых грунтов и высокий коэффициент стока, достигающий 0,7-0,8. Обычно в естественных условиях эрозия почв здесь проявляется слабо, поскольку большая часть стока воды, обусловленного снеготаянием, приходится на период, когда почвы находятся еще в мерзлом состоянии [78]. Естественный растительный покров (мхи и лишайники) относительно хорошо защищает поверхность почвы от воздействия неруслового стока. Как правило, на ненарушенных территориях смыв почвы практически отсутствует. Однако достаточно даже незначительного нарушения дернового покрова, чтобы эрозионный процесс стал катастрофическим. Этому способствуют также термокарстовые процес-

сы, часто инициированные деятельностью человека. Скорость роста оврагов в тундре достигает 25 м/год, а интенсивность смыва на участках с нарушенным почвенным покровом – 50 т/га [46]. Ветровая эрозия носит очаговый характер и проявляется в основном на песках. В центральных районах Тюменской области ее интенсификации способствует вырубка лесов при проведении геологоразведочных работ. Довольно часто при поисково-оценочных работах происходит сброс высокоминерализованных пластовых вод и рассолов (с минерализацией более 200 г/л) вместе с другими сточными водами, содержащими в повышенных концентрациях широкий спектр загрязняющих веществ, в отстойники или прямо на рельеф, что для условий Тюменской области особенно опасно, поскольку поверхностные водные объекты здесь обладают чрезвычайно низкой способностью к самоочищению.

Все отмеченные выше явления типичны и для начального этапа строительства нефтегазодобывающих объектов (связанного главным образом с бурением скважин и обустройством территорий), однако проявляются еще интенсивнее и разнообразнее. В свое время земельные отводы под скважины глубокого разведочного бурения на нефть и газ были установлены в размере 3-4 га на одну скважину. Однако фактически размеры нарушенных земель составляют от 10-12 до 22 га. Значительные площади приходятся на подъездные пути, особенно в районах нового освоения и на севере области. На 1 м бурения нефтегазоразведочной скважины по нормативам расходуется до 6 м³ воды, из которых 5 м³ составляют безвозвратные потери. На строительных площадках и в районе подъездных дорог происходит уплотнение почвы, уничтожается (снимается) их торфянистый горизонт, что ухудшает аэрацию и уменьшает содержание гумуса в почве [112].

В большинстве случаев причины загрязнения при строительстве скважин обусловлены несовершенством используемой при этом технологии, несоблюдением технологического регламента, а также эксплуатационной ненадежностью оборудования и конструкций [12, 56]. Потенциальными источниками загрязнения окружающей среды при строительстве скважин и начальном обустройстве промыслов являются буровые и тампонажные растворы, буровые сточные воды и шлам, пластовые и минерализованные воды, продукты испытания скважин, материалы для приготовления, утяжеления и обработки буровых и тампонажных растворов, горюче-смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы, загрязненные ливневые сточные воды, диффузная миграция газа, продукты сгорания топлива. При бурении скважин используются различные типы буровых растворов, которые включают достаточно широкий спектр токсичных веществ, в том числе бентонитовую глину, сырую нефть, бариты, соединения на-

трия, кальцинированную соду, метанол, синтетические органические полимеры (табл. 9).

Таблица 9. Химические добавки в буровых растворах [12]

Компонент	Максимальное содержание, мг/дм ³	ПДК, мг/дм ³ *	Кратность превышения
Нитролигнин	10000	60,0	167
Карбоксиметилцеллюлоза	30000	20,0	1500
Барит	60000	50,0	1200
Гидроксид кальция	10000	50,0	1200
Хромпик	2000	0,1	20000
Полифенол	10000	7,0	1428
Углекислотный реагент	30000	1000	30
Нефть	150000	0,05	3000000
Взвешенные вещества	2000000	800-1250	250

* В воде рыбохозяйственных водоемов.

На целый ряд индивидуальных химических веществ, применяемых в бурении, величины ПДК для объектов природной среды (за исключением атмосферного воздуха) строго не лимитируются. Обычно рекомендуется использовать материалы и химические реагенты, значение ПДК которых превышает 20 мг/л, при условии, если эти соединения способны подвергаться биодеструкции без метаболизма продуктов разложения [118]. Для предотвращения попадания загрязнителей в окружающую среду технология предусматривается обязательная гидроизоляция котлованов-отстойников, что, однако, зачастую не делается и надежная гидроизоляция не обеспечивается, а буровые отходы свободно поступают в грунтовые воды. Иногда в зоне распространения мерзлых пород буровые растворы разливаются на поверхности почвы, при этом образуется плотная кора, состоящая в основном из баритового порошка, под которой оказывается погребенной вся растительность [64].

При бурении скважин в поверхностные и грунтовые воды в большом количестве поступают буровые сточные воды, отработанные буровые растворы, нефтепродукты. Загрязнение недр и подземных вод происходит путем фильтрации нефти и минерализованных вод из земляных отстойников (амбаров), из обвалования нефтяных и нагнетательных скважин, через прорыв кондуктора эксплуатационной колонны, а также в результате перетоков по затрубному пространству в случае некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн. При прорывах высокоминерализованных пластовых вод происходит засоление земель с образованием выцветов соли [23]. Для увеличения скорости бурения и снижения расхода долот в буровые растворы вводят нефть, значительная часть которой в конечном счете выносится на по-

верхность вместе со шламом и буровым раствором и накапливается в специальных накопителях – так называемых амбарах [23]. Амбары являются одним из серьезных источников загрязнения почв и поверхностных водных объектов. Например, в 1990 г. масса нефти, аккумулированной в амбарах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, оценивалась более чем в 300 тыс. т.

Как известно, по составу воды нефтяных и газовых месторождений обычно хлоридные натриевые или кальциево-натриевые, характеризуются высокими концентрациями брома, бора, бария, йода, калия, железа, аммонийного азота и многих микроэлементов [92, 108]. Минерализация их колеблется в широких пределах – от пресных вод до (очень часто) весьма крепких рассолов (10-300 г/л). Состав растворенных в них газов метановый, азотно-метановый, реже метаново-углекислый и углекислый, присутствует сероводород.

Для разреза многих месторождений характерна нормальная гидрогеологическая зональность, которая довольно часто нарушается в нижних горизонтах осадочного чехла на больших глубинах (наблюдается снижение минерализации, изменение солевого и газового состава). В мировой практике известны случаи использования остаточных вод из скважин по добыче газа для орошения сельскохозяйственных угодий, что приводило к загрязнению почв и сельскохозяйственной продукции многими макро- и микроэлементами (табл. 10).

Таблица 10. Химические элементы в воде из скважины по добыче газа [126]

г/л					мг/л								
Ca	Mg	Na	K	Fe	P	Mn	Cu	Zn	Ni	Cd	Cr	Ba	Pb
283	13,9	12,6	18,3	32,4	838	414	40,8	124	23	1,9	58	944	26

С экологической точки зрения серьезную проблему представляют выбуриваемые породы. Например, при средней глубине скважин 2500 м на поверхность извлекается 350 м³ грунта, а при глубине 5000 м – 800 м³ [23]. Эти породы, обычно складированные в виде отвалов вблизи буровой, сильно загрязнены буровыми растворами и нефтепродуктами, что не исключает поступления загрязнителей в окружающую среду. В районах бурения скважин происходит относительно сильное воздействие на почвенный покров, что сопровождается потерей гумуса, ухудшением их водно-физических, химических, ионно-обменных свойств почв, их биологической активности, происходит засоление, подщелачивание и, как следствие, резкое снижение естественного плодородия и изменения ландшафта в целом [29]. По данным авторов цитируемой работы, существенного загрязнения почв углеводородами и канцерогенными веществами вблизи газовых скважин не происходит, в отличие от описанных в

литературе случаев нефтяных разливов. Это, считают авторы, связано с небольшими масштабами загрязнения почв нефтью при бурении газовых скважин. В то же время на фоне относительно слабого загрязнения почв нефтяными углеводородами встречаются локальные участки, отличающиеся повышенными количествами бенз(а)пирена.

Основными источниками загрязнения атмосферы при начальном обустройстве нефтегазовых промыслов являются строительная техника и автотранспорт, передвижные генераторы, сварочные и покрасочные работы. В атмосферный воздух также поступают газы, выделяемые при бурении и опробовании скважин. Количество выхлопных газов от двигателя силового дизельного привода при бурении глубоких скважин составляет 2-3 м³/с и более, т. е. 260000 м³ в сутки [23]. В составе этих газов присутствуют оксид углерода (0,5%), альдегиды (до 0,008%), бенз(а)пирен (до 10 мг/м³) и другие соединения (табл. 11).

Таблица 11. Выбросы некоторых соединений двигателями, г/лошадиная сила/час [125]

Тип двигателя	Оксид углерода	Угле-водороды	Оксиды азота
С искровым зажиганием, работающий на бензине	28	2	16
То же, работающий на сжиженном газе	26	3	13
Дизельный двигатель с непосредственным впрыском	3,6	2,2	8,6
Дизельный предкамерный двигатель	1,7	0,2	5,8
Паровой двигатель	4,2	0,25	3,0
Газовая турбина	4,4	0,9	2,0

Анализ состава талой снеговой воды, отобранной после сезона работы буровой установки, показал, что по сравнению с фоном в пробах указанной воды появились оксиды азота, кадмий, свинец, повысилось содержание цинка и взвешенных веществ. Радиус воздействия одной буровой на атмосферный воздух, почву и растительность прослеживается более чем на 2 км [15]. Необходимо отметить, что, как правило, уровень так называемого фонового загрязнения атмосферы в районах газовых месторождений севера Тюменской области уже на начальной стадии развития промысла превышает типичные природные содержания NO₂, CO, CH₄ и составляет 0,1-0,2 нормативных значений концентраций этих веществ для населенных пунктов (Соловьева и др., 1998). Данный факт, безусловно, следует учитывать при проведении предпроектных оценок экологического состояния таких территорий.

Разведка месторождений и обустройство промыслов, особенно в труднодоступных районах, требует строительства поселков для вахтовых смен, баз транспортных средств, складов оборудования и материалов, мастерских по ремонту техники и т.д. Это также сопровождается негативными преобразованиями природных ландшафтов, в том числе

геохимическими. Исследования на территориях вахтовых поселков (Бованенковское и Новопортовское месторождения) показали [64], что при удалении торфяного горизонта происходит и удаление присутствующих в нем в повышенных количествах элементов биологического накопления – Р, Zn и Mn. Напротив, технофильные элементы (Pb, Cu) имеют в почвах повышенные содержания, обычно превышающие естественный фон в 1,4-1,7 раза. Кроме того, происходит выделение большого количества соединений азота, что приводит к евтрофированию водоемов.

Нередко в абсолютном выражении показатели техногенного загрязнения невысоки, тем не менее строительство вахтовых поселков в условиях неустойчивых природных комплексов (например, кустарничково-лишайниковых тундр) приводит к их деградации вследствие даже относительно невысокой дополнительной химической нагрузки. Следует отметить, что во многих городах и поселках нефтегазовых районов Тюменской области широко развиты искусственные (преимущественно песчаные) почвогрунты (следствие планировки местности), обычно характеризующиеся уровнями содержания многих химических элементов ниже их кларка (или средних глобальных параметров распределения в почвах мира) и ниже средних уровней в окружающих природных почвах, что создает определенные трудности при оценках степени техногенного воздействия в пределах урбанизированных территорий.

В любом случае, уже на стадии геологоразведочных и буровых работ происходит относительно интенсивное загрязнение окружающей среды органическими соединениями, а также некоторыми химическими элементами, в том числе тяжелыми металлами. Еще более интенсивность техногенного воздействия на природную среду возрастает на следующем этапе освоения нефтегазовых месторождений – при добыче углеводородного сырья и его транспортировке.

Добыча, подготовка и транспортировка природного газа

Газо-промышленное освоение Западной Сибири носит своеобразный очагово-линейный характер, поскольку современный газодобывающий промышленный комплекс представляет собой сложную систему взаимосвязанных производственных объектов, состоящую из газопромыслов (собственно месторождений), установок комплексной подготовки газа к транспортировке (УКПГ), сетей внутрипромысловых и магистральных газопроводов, газокompрессорных станций (КС), подъездных и вдольтрассовых дорог, городов и поселков, электростанций и др. С экологической точки зрения практически все производственные

объекты данной отрасли являются источниками повышенной опасности. Особая роль принадлежит магистральным трубопроводам и объектам газоконденсатопереработки, аварии на которых приводят к тяжелым последствиям (рис. 5). В ходе добычи газа используется огромное количество транспортных средств, которые являются источниками загрязнения атмосферы (выхлопные газы, истирание механизмов и т. д.), водных систем и почв (дизельное топливо, масла и т. д.). Кроме того, основная продукция отрасли (газ, углеводородный конденсат, сера и др.) представляют непосредственную опасность для здоровья человека, других живых организмов и в целом для природных экосистем.

При промышленной добыче, переработке, хранении и транспортировке природного газа наибольший вред окружающей природной среде наносится выбросами вредных веществ в атмосферный воздух. Так, при добыче природного газа улавливается и обезвреживается около 20 % общего объема отходящих веществ [55]. Даже при идеальном сгорании бессернистого природного газа, когда теоретически в продуктах сгорания должны содержаться только лишь CO_2 , H_2O , O_2 и N_2 , в атмосферу поступают такие соединения, как CO , NO_x , фенолы, формальдегид, ПАУ, в том числе бенз(а)пирен [116]. Еще более серьезные проблемы, с точки зрения поставки загрязняющих веществ в атмосферу, возникают при разработке высокосернистых месторождений природного газа [122]. Источниками поставки поллютантов в атмосферу являются компрессорные станции (КС), аварийные выбросы газа и других углеводородов при их транспорте, а также газовые факелы [33, 41, 81]. При существующей технологии добычи и обработки углеводородов производится сжигание части газа на УКПГ, газоперекачивающих агрегатах (ГПА), что сопровождается выбросами оксидов азота и углерода, а также, в меньшем количестве, углеводородов, диоксида серы, аэрозолей (табл. 12). В.С. Савенко [85] приводит данные зарубежных авторов, показывающих, что при сжигании 1000 м^3 газа в атмосферу выбрасывается 0,02-0,03 кг пыли и сажи, 1,4-4,1 кг оксидов азота, 0,6-0,9 кг оксида углерода. Растворяясь в атмосферной влаге, оксиды азота образуют азотную кислоту, что приводит к образованию кислотных осадков. Рассеиваемые ветром оксиды азота, углерода и серы при наличии избыточной влаги в воздухе увеличивают протонную нагрузку на природные экосистемы, что представляет непосредственную угрозу для гидробионтов, в том числе для промысловых рыб. Для условий севера Зап. Сибири установлено, что природные факторы (длительность изоляции земной поверхности снежным покровом, снеговой режим питания рек и озер, малая роль процессов выщелачивания подстилающих пород) способствуют закислению поверхностных вод [93]. С этим связаны повышенная

водная миграция Hg, Cu, Pb, Cd; кроме того, кислотные выпадения могут иметь негативные последствия для здоровья местного населения.

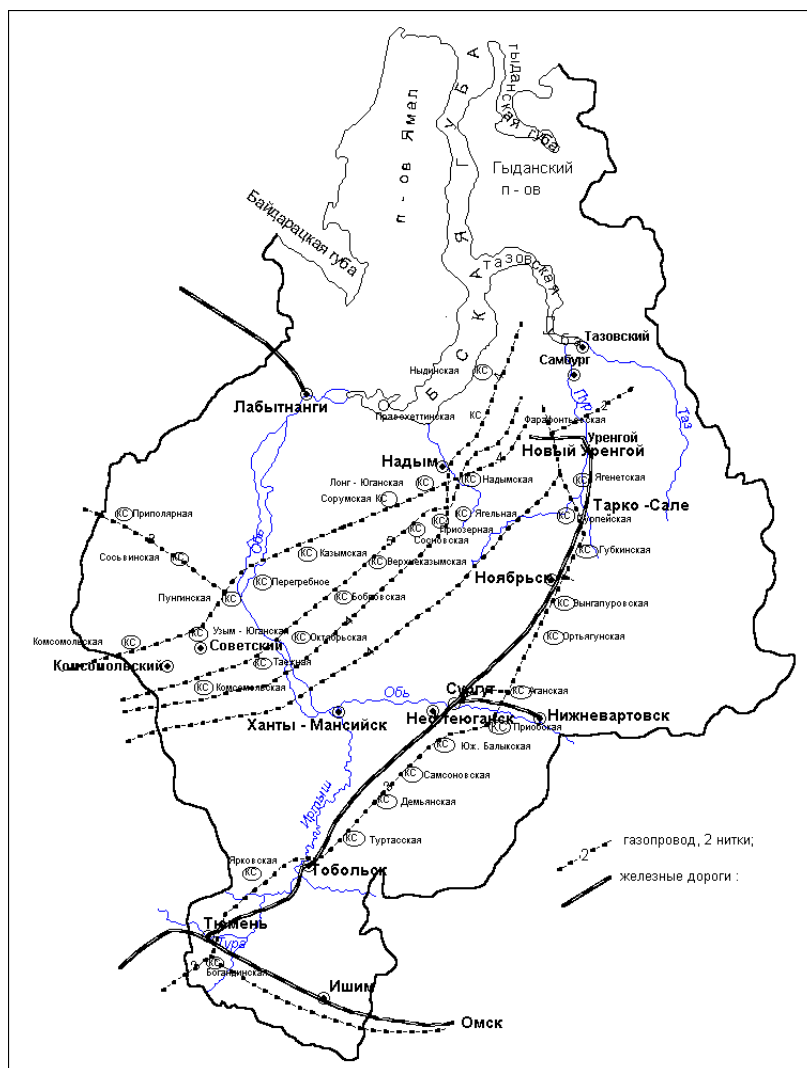


Рис. 5. Транспортная схема ОАО «Газпром».

Ежегодно в Западной Сибири в факелах сгорает до 19 млрд. м³ попутного газа, что приводит к загрязнению окружающей среды продуктами сгорания, в том числе ПАУ, оксидами углерода и азота, неко-

торыми тяжелыми металлами. Например, с указанным количеством сжигаемого попутного газа в атмосферу может выделяться до 0,1 т ртути. В свое время в СССР попутный нефтяной газ в значительных количествах также сжигался в факелах на промыслах и лишь в небольшом количестве использовался на местные нужды.

Таблица 12. Эмиссия поллютантов при сжигании природного газа, г/м³ газа [30]

Поллютанты	Электростанции	Промышленные котельные	Отопительные котельные
Аэрозоли	0,08-0,24	0,08-0,24	0,08-0,24
Диоксид серы	0,01	0,01	0,01
Моноксид углерода	0,27	0,27	0,32
Углеводороды (как CH ₄)	0,016	0,05	0,13
Оксиды азота	11	1,9-3,7	1,3-1,9

Как правило, в радиусе 200-250 м от горящего факела полностью уничтожается растительность, а в пределах 3 км деревья болеют и сбрасывают листву [44]. У древесных пород и кустарников развиваются некрозы, изменяется окраска листьев, на них появляются мелкие отверстия. У хвойных пород наблюдается скрученность хвои и укороченность побегов, а в некоторых случаях – ажурность крон [120]. Кроме того, сгорание попутного газа в факелах приводит к тепловому загрязнению атмосферы. По некоторым оценкам [65], количество тепла, выделяющегося в факелах в Западной Сибири, сопоставимо с годовым радиационным балансом территории. Это, безусловно, имеет существенные экологические последствия и оказывает влияние на поведение химических элементов и их соединений в окружающей среде, особенно вблизи источников воздействия. Нарушению теплового режима способствуют также различные работы при прокладке трубопроводов, очистка от снега территорий для прокладки временных дорог, отсыпка насыпей, транспорт теплого (или охлажденного) газа по трубопроводам, возведении тепловыделяющих сооружений без устройства тепловыводящих или охлаждающих систем.

В результате производственной деятельности КС в окружающую среду поступает целый ряд веществ, в том числе таких, как аммонийный азот, нитриты, нефтепродукты, сульфаты, этилмеркаптан, некоторые металлы, другие химические элементы и их соединения, что сопровождается определенными геохимическими изменениями в почвогрунтах, поверхностных и подземных водах, в атмосфере [33, 81, 90]. Выбросы конденсата с пылеуловителей КС в малоосвоенных районах зачастую попадают на рельеф или в недостаточно надежно выполненные отстойники, просачиваются затем в почвы, подстилающие породы и в конеч-

ном счете достигают грунтовых вод [115]. Химические загрязнители также образуются на КС и узловых пунктах конденсации газа (УКПГ) в виде отходов промышленных масел, жидких углеводородов, которые обычно очищаются в отстойниках и нефтеловушках, но зачастую сбрасываются непосредственно на рельеф и поступают в поверхностные водные объекты. Еще одним источником загрязнения водоемов и водотоков является попадание в них целлюлозы - продукта разложения остатков древесины. Дело в том, что при расчистке трассы от древостоя порубочные остатки, пни и неделовая древесина захороняются в специальных котлованах и траншеях, нередко расположенные вблизи водных объектов, что при высоком уровне грунтовых вод приводит к загрязнению поверхностных вод.

Объем ежегодных выбросов только оксидов азота на КС оценивается в 40-60 т. В атмосферу от работающих ГПА, через свечи сгорания газа, дыхательные клапаны емкостей хранения горюче-смазочных материалов и т.д. выбрасываются значительные количества оксидов азота, оксида углерода, метана, паров минеральных и синтетических масел. Кроме того, в атмосферу поступают меркаптаны, бенз(а)пирен, также образующиеся при сжигании газа в факелах и продувке скважин. Оценка интенсивности загрязнения атмосферы вблизи ряда действующих КС, расположенных на севере Тюменской области, показала, что уровни содержания в воздухе основных загрязнителей составляют 40-50 ПДК на расстоянии до 500 м от источников выбросов [54]. В зависимости от природно-климатических условий региона, количества ГПА на КС, их технических характеристик и условий эксплуатации, зона воздействия таких объектов на окружающую среду прослеживается до 1-6 км [115].

Дифференцированная оценка выбросов загрязняющих веществ по трем основным подотраслям газовой промышленности (добывающей, газотранспортной и перерабатывающей) свидетельствует, что основное техногенное влияние на природную среду связано с газотранспортной подотраслью, выбросы которой составляют до 70 % суммарного объема выбросов РАО «Газпром». Исследования, выполненные Бюро по управлению землями США, показали, что современные методы прокладки трубопроводов приводят к серьезным экологическим проблемам, возникновение которых обусловлено ускорением ветровой и водной эрозии, воздействием на растительный и животный мир, возможностью химического загрязнения среды обитания, в том числе из-за аварий [129]. Очень часто это обуславливает долговременный ущерб окружающей среде и представляет непосредственную угрозу здоровью человека; нарушенные в результате строительства территории характеризуются низкой степенью восстанавливаемости. Как уже отмечалось вы-

ше, для трубопроводов Западной Сибири характерны низкая технологическая надежность и частое возникновение аварийных ситуаций [82], а также развитие на трассах трубопроводов процессов морозного пучения и термоэрозии, приводящих к их выпучиванию и обнажению [1], что значительно увеличивает риск возникновения аварийных ситуаций.

Строительство и эксплуатация газопроводов всегда сопровождаются негативными воздействиями на окружающую среду [28, 88, 110]. В ходе строительных работ уничтожается растительный покров, что обуславливает изменение альбедо подстилающей поверхности. Это приводит к увеличению зоны сезонного протаивания грунта, стимулирует развитие склоново-эрозионных процессов. Вокруг «теплых» трубопроводов развиваются ареалы протаивания, достигающие 20 м и более за период эксплуатации, что снижает устойчивость магистралей. Вокруг «холодной» трубы формируется «мерзлый зуб», часто выклинивающийся на поверхность и препятствующий стоку надмерзлотных вод в весенне-летний период, что приводит к заболачиванию или обводнению территории. Часто образуются своеобразные озера, что способствует развитию термокарста – протаиванию мерзлого грунта с последующей его просадкой. Нередко положение осложняется нестационарностью теплогидравлического режима работы газопровода на трассах.

При плановых остановках или аварийных ситуациях линейная часть газопровода является источником выбросов природного газа, состоящего в основном из метана, а также паров тяжелых углеводородов, соединений азота, углекислоты и ряда других веществ. Выбрасываемые вместе с природным газом в атмосферу пары тяжелых углеводородов (в виде газового конденсата) являются вредными веществами, так как (в отличие от метана, который, к тому же, в два раза легче атмосферного воздуха) обладают токсичными свойствами, накапливаются в приземном слое атмосферного воздуха и в зависимости от метеорологических условий могут мигрировать на значительные расстояния.

Гидравлические переиспытания действующих магистральных газопроводов также сопровождаются негативными воздействиями на окружающую среду, что во многом связано с выбросами природного газа в атмосферу и сливом отработанной воды в поверхностные водотоки [87]. Нарушенные в местах прокладки газопроводов земли являются источниками поставки в поверхностные водотоки и водоемы различных органических и неорганических веществ как в растворенной, так и во взвешенной форме.

В большинстве случаев загрязняющие вещества поступают в водные объекты как с организованным сбросом промышленно-бытовых сточных вод, так и с поверхностным стоком с освоенных территорий (табл. 13).

Таблица 13. Основные источники загрязнения поверхностных вод в зонах влияния газодобывающего комплекса и сопутствующей ему инфраструктуры [32]

Основные виды деятельности	Основные воз-действующие объекты	Источники загрязнения водных объектов	Главные поллютанты
Газопромыслы			
Добыча газа	Буровые скважины	Сброс смывочной жидкости, поверхностный сток с буровых площадок	Взвешенные вещества, нефтепродукты, фенолы, ПАВ, метанол, азот аммонийный, органические и минеральные вещества
Подготовка газа к транспорту	Установки комплексной подготовки газа (УКПГ)	Термальные сточные воды, поверхностный сток с промплощадок	Взвешенные вещества, нефтепродукты, фенолы, диэтиленгликоль, метанол, азот аммонийный и нитратный, органические и минеральные вещества
Магистральные газопроводы			
Строительство газопроводов	Нарушенные земли	Поверхностный сток с нарушенных земель	Минеральные, биогенные и органические вещества в растворенном и взвешенном состоянии
	Техника, обслуживающая строительство	Поверхностный сток со строительных площадок	Нефтепродукты, фенолы
Транспортировка газа	Компрессорные станции (КС)	Сточные воды КС, поверхностный сток с промплощадок	Взвешенные вещества, нефтепродукты, фенолы, метанол, азот аммонийный, нитритный и нитратный, ПАВ, органические и минеральные вещества, железо
	Линейная часть газопровода	Аварийные утечки газа в местах подводных переходов газопроводов	Углеводороды, аммиак, сернистый ангидрид, метан, оксид углерода и производные этих веществ
		Постоянные (допустимые) утечки газа из трещин в трубах в местах подводных переходов	То же
Сопутствующая инфраструктура			
Обслуживание добычи газа, подготовка к транспортировке и транспортировка газа	Поселения, обслуживающие добычу, подготовку, транспорт газа	Хозяйственно-бытовые сточные воды, поверхностный сток с селитебной территории	Минеральные, биогенные и органические вещества, взвешенные вещества
	Базы горючесмазочных материалов	Поверхностный сток с промплощадей	Нефтепродукты, фенолы
	Базы производственно-технического обеспечения и комплектации	То же	Нефтепродукты, фенолы, минеральные и органические вещества, взвешенные вещества
	Автотракторная техника	Поверхностный сток с площадки стоянки транспорта	Нефтепродукты, фенолы
	Авиатранспорт	То же	То же
	Суда	Подсланцевые, хозяйственно-бытовые, фановые сточные воды	Нефтепродукты, масла, жиры. Органические вещества, биогенные вещества

Сброс сточных вод в водные объекты на крупных газодобывающих комплексах очень значителен. Например, на начальных этапах освоения на месторождении Медвежье он составлял около 3 тыс. м³ в сутки, а на Уренгойском – 4,5-5 тыс. м³ в сутки [91]. Сточные воды УКПГ указанных газопромыслов были интенсивно загрязнены нефтепродуктами, легкоокисляемыми органическими веществами, диэтилengликолем, метанолом и другими химическими соединениями [32]. Различные промывочные жидкости, в значительных объемах образующиеся на территории буровых скважин, обогащены диспергированной глиной, нефтепродуктами, смазочными маслами и реагентами [16].

В районах развития газодобывающей промышленности основная часть нефтепродуктов попадает в природные воды в результате потери углеводородного сырья (газоконденсата) в местах добычи газа, а также со сточными водами УКПГ и КС. Потери конденсата при эксплуатации месторождения газа (прежде всего, газоконденсатного) могут быть значительными, особенно там, где отсутствует или недостаточно налажена его утилизация. Иногда неиспользованный конденсат (особенно в прошлые годы) сжигается в ямах, часть сбрасывается в водные источники, поскольку применяемые нефтеуловители не обеспечивают отделения такого большого количества нефтепродуктов [32]. Обычно при сжигании конденсат сгорает не полностью, загрязняя почву и в конечном счете попадая в водные объекты. На Уренгойском месторождении основную часть конденсата составляют нафтеновые и ароматические углеводороды, которые, как известно, обладают значительной токсичностью.

Очень опасен сброс сточных вод газодобывающих предприятий в понижения на местности, поскольку накопление загрязняющих веществ в условиях слабой вертикальной миграции, свойственной районам распространения многолетнемерзлых пород, может привести к возникновению залпового сброса их в гидросеть (при паводках и т. п.).

Следует отметить, что за счет работы ГПА КС и различной техники в газодобывающих районах происходит шумовое загрязнение среды обитания. При этом, как правило, уровни шума в районе КС значительно превышают действующие санитарные нормы, что создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала, а также влияет на популяцию охотничье-промысловых животных и птиц, которые вынуждены откочевывать, сокращая тем самым ареал своего распространения.

Добыча и транспортировка нефти

Нефтяная промышленность по опасности воздействия на окружающую среду занимает третье место среди 130 отраслей современного

производства [74]. По удельным показателям использования свежей воды и по выбросам оксида углерода нефтедобывающая промышленность России опережает угольную и газовую промышленность [50]. По удельным выбросам оксидов азота лидирует газовая промышленность. Своеобразие экологических проблем, возникающих при добыче нефти, обусловлено главным образом тремя группами факторов: спецификой состава и свойств добываемой пластовой жидкости, технологией ее извлечения, особенностями географических условий районов добычи [101]. Естественно, что значение имеют технологические циклы добычи [17], а также объемы и темпы извлечения нефти и сопутствующих веществ.

Сфера влияния данного производства не ограничивается только территорией месторождения, но значительно расширяется при транспорте продуктов добычи, что связано с небольшими по массе, но постоянными технологическими утечками углеводородов через неподвижные и подвижные соединения транспортных систем (фланцы, запорно-регулирующая аппаратура и др.). Например, есть сведения, что более 31% промысловых нефтепроводов в структуре ПО «Нижневартовскнефтегаз», имеют срок эксплуатации от 5 до 10 лет и требуют замены в объеме 50%, более половины выкидных линий скважин имеют срок эксплуатации свыше 10 лет и требуют полной замены [53]. Собственно нефтедобыча сопряжена с поступлением в окружающую среду огромных масс разнообразных химических веществ, в конечном счете загрязняющих атмосферу, почвы, поверхностные водные объекты, подземные воды и водовмещающие горные породы (табл. 14).

Основными веществами, формирующими техногенные потоки в районах нефтепромыслов, являются пластовая жидкость, состоящая из сырой нефти, газа и нефтяных вод, извлекаемая из недр эксплуатационными скважинами; газ «газовых шапок» нефтяных залежей; законтурные воды нефтяных пластов; нефть, газ и сточные воды, полученные в результате сепарации пластовой жидкости и первичной подготовки нефти; подземные воды, используемые для поддержания пластового давления в нефтяных пластах, буровые растворы, применяемые для «смазки» и промывки стволов скважин во время бурения; химические реагенты, используемые для обработки скважин с целью увеличения нефтеотдачи, различные присадки, ингибиторы коррозии и осаждения солей, нефтепродукты [76].

Как известно, нефть и нефтепродукты являются приоритетными загрязнителями окружающей природной среды. Обычно понятие «нефтепродукты» (как загрязнители окружающей среды) условно ограничивается только углеводородной фракцией нефти, составляющей 70-90% суммы всех веществ, входящих в состав нефти и продуктов ее переработки. С практической точки зрения удобно различать техногенное за-

грязнение, обусловленное собственно нефтью, основными нефтепродуктами (бензин, керосин, мазут, масла) и различными «нефтяными» углеводородами и их производными. В зарубежной химико-аналитической практике различают загрязнение вод жидкими нефтепродуктами, летучими нефтепродуктами, минеральными маслами (ИСО 9377-2:2000; Питьевая вода, 2001, № 1, с. 17). Термин «жидкие нефтепродукты» объединяет алифатические соединения с длинной или разветвленной цепью, алициклические, ароматические или алкилзамещенные ароматические углеводороды.

Таблица 14. Основные группы техногенных нагрузок и соответствующие им поллютанты в районах добычи нефти [101]

Тип работ	Источники воздействия на соответствующем этапе разработки месторождений	Возможные группы поллютантов, соответствующие применяемой технологии
Поисково-разведочные, обустройство промыслов	Подготовительные работы (сведение растительности, прокладка дорог, обваловка площадок), бурение скважин. Источники воздействий: скважины, амбары, циркуляционные системы жидкостей, тяжелая техника. Причины воздействий: аварийные выбросы пластовой жидкости, низкая герметичность оборудования, плохое цементирование, сброс неочищенных стоков, прорывы и переполнение амбаров	Пластовые и промысловые жидкости, буровые шламы, утяжелители, реагенты воздействия на пласт: нефтепродукты, цементы, гипсовые, силикатные, содовые, известковые, соляные и другие виды буровых и промысловых растворов и утяжелителей, водонефтяная эмульсия, ингибиторы коррозии, ПАВ, диспергированная глина, барит, графит и т. д.
Эксплуатация месторождений	Добыча и транспортировка нефти, закачивание воды для поддержания пластового давления. Источники воздействий: отстойники, кустовые насосные станции, добывающие и нагнетательные скважины, трубопроводы. Причины воздействий: коррозия металлов, плохая герметичность, разрушение трубопроводов, несовместимость состава закачиваемых и пластовых вод	Нефть при аварийных выбросах и потерях при транспортировке; сточные воды различной минерализации; углеводороды, фенолы, ПАВ и добавки к ним; ингибиторы коррозии, сероводород, железо, механические примеси, соли (особенно много хлоридных), редкие и рассеянные элементы; полимеры (полиакриломида, полисахариды); щелочи
Сбор и первичная подготовка нефти на промысле	Сбор сырой нефти, сепарация, утилизация попутных газов и конденсата. Источники воздействий: нефтяные резервуары, трубопроводы, факельные системы. Причины воздействий: потери легких фракций при хранении, пиролиз углеводородов, коррозия трубопроводов	Тепловые воздействия, продукты неполного сгорания попутных газов и конденсата (выбросы ПАУ, включая 3,4-бензпирен), нефть, масла и др. нефтепродукты, фенолы, азотистые, сернистые соединения, включая сероводород, ПАВ, одоранты, ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, соли (хлоридные, сульфатно-хлоридные), редкие элементы

Очень часто основное загрязнение при промышленной добыче нефти связано с ее аварийными разливами. Например, согласно официальной статистике за период 1989-1996 гг. только в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в окружающую среду попало при-

мерно 47 тыс. т. нефти. По оценке специалистов Комитета охраны окружающей среды Тюменской области, ежегодно в области в виде аварийных разливов теряется 20-25 тыс. т. нефти [58]. В результате аварийных выбросов при прорыве трубопровода растекающаяся по водной поверхности или почвенно-растительному покрову нефть влияет на интенсивность обменных процессов. Размер и характер зоны загрязнения зависят от количества и свойств пролитой нефти, а также от конкретных условий, в которых происходит распространение нефти: места утечки, почвенно-ландшафтного рельефа, скорости и направления течения рек, наличия в их руслах притоков и рукавов, ветра. При этом около 75 % углеводородного загрязнения приходится на атмосферу, около 20 % попадает в водную среду, а примерно 5 % концентрируется в почвах.

При строительстве буровых площадок особенно существенным изменениям подвергается почвенный покров, в котором укорачивается верхняя часть профиля, происходит его перестройка. Почвы уплотняются, ухудшаются их водно-физические свойства, особенно аэрация и водопроницаемость, а в почвенную массу включаются техногенные компоненты, ведущую роль среди которых играют силикатно-карбонатные буровые растворы. При поверхностных разливах нефти практически вся растительность гибнет, причем ее восстановление начинается лишь через два-три года [120]. Внешними признаками, указывающими на влияние нефти и продуктов ее распада на растения, автор цитируемой работы называет изменение анатомо-морфологических показателей растений, появление некрозов, опухолей и изменение окраски. При внутрипочвенном нефтяном загрязнении видовой состав травяного покрова меняется аналогично тому, как это происходит при поверхностном загрязнении. В Тюменской области на выровненных участках нефтебуровых площадок обычно формируется пятнистый растительный покров, степень проективного покрытия которого колеблется от 10 до 60%. В условиях тундровой зоны установлена прямая зависимость между содержаниями в почве нефтепродуктов и тяжелых металлов в районе площадок модельных буровых скважин и преимущественное накопление последних в подземных органах растений [52].

При нефтяном загрязнении почвы изменяются ее физико-химические свойства, некоторые морфологические признаки, усиливаются процессы оглеения, увеличивается содержание органического углерода, происходит подщелачивание почвы. При контакте с нефтью наблюдается угнетение или гибель (в зависимости от степени загрязнения) травяно-мохового покрова, древесно-кустарничковой растительности. В общем случае характер распределения нефтяных компонентов в почвах зависит от способа поступления нефти в почвы (на поверхность или внутрипочвенно), ландшафтных условий, от морфологических,

структурных, вещественных и генетических особенностей конкретного почвенного профиля, его положения в системе ландшафтно-геохимического сопряжения, а также времени, прошедшего с момента загрязнения. Все эти вопросы очень детально рассмотрены в известных работах Н.П. Солнцевой [96-103]. Нефтяное загрязнение оказывает глубокое влияние на биоактивность почвы. Установлено, что при наличии свежего загрязнения в почве повышается валовая численность микроорганизмов, но их биохимическая активность подавлена [35, 86]. Нарушение структуры микробных компонентов почвы проявляется не только в увеличении численности микроорганизмов и в обеднении видового разнообразия, но и в развитии их специализированных экологотрофических групп. В частности, обнаружено, что наиболее существенно происходит увеличение популяций углеводородокисляющих микроорганизмов [35]. Заметно возрастает также численность физиологических групп микроорганизмов, участвующих на отдельных этапах круговорота азота. После соприкосновения нефти с почвой и почвенной микрофлорой происходят изменения в ее химическом составе, что прежде всего проявляется в исчезновении части парафиновых углеводородов нормального строения, наблюдаются также изменения в содержании смол и асфальтенов, порфиринов, вязкости и плотности нефти [86].

В «Руководящем документе по рекультивации земель, загрязненных нефтью», введенного в 1987 г., разработана следующая приближительная градация загрязненности нефтью почв, подлежащих деконтаминации в различных природных зонах (табл. 15) (цит. по [77]).

Таблица 15. Показатели степени загрязненности земель нефтью

Группа ландшафтно-геохимических районов	Степень загрязнения	Содержание остаточной нефти в первые недели после загрязнения	Степень отмирания растительности в следующем вегетативном периоде	
			травы	древесная растительность
Мерзлотно-тундровые	умеренная	меньше 0,5-1,0%	неполное	не более 50%
	сильная	больше 1,0%	полное	более 50%
Тажно-лесные	умеренная	меньше 3,0%	неполное	не более 75%
	сильная	больше 3,0%	полное	более 75%
Степные	умеренная	меньше 6,0%	неполное	не более 75%
	сильная	больше 6,0%	полное	более 75%

Типичным явлением в районе влияния эксплуатируемых нефтяных месторождений выступает техногенное засоление почв и пород зоны аэрации (техногенный галогенез) и загрязнение грунтовых вод в результате воздействия минерализованных вод [6, 18, 96, 101]. Промстоки нефтедобывающих предприятий и сопутствующих им объектов

включают в себя пластовые воды (обычно до 80-95% общего объема сточных вод), выносимые вместе с нефтью из скважин, технические воды, используемые на различные производственные нужды, ливневые стоки. Помимо солей и нефти, концентрация которой колеблется от 15 до 10000 мг/л, сточные воды содержат механические примеси (100-5000 мг/л), существенная часть которых образуется в результате нарушения солевого равновесия, коррозии металлов и процессов окисления [44]. Даже однократное поступление в ландшафты высокоминерализованных вод и(или) нефти достаточно для интенсивной трансформации ландшафтно-образующих геохимических процессов. Устойчивость возникающих в связи с этим разных групп геохимических и морфологических изменений неоднозначна и во многом определяется свойствами поллютантов [96]. В любом случае происходит полное изменение солевого состава почв, причем сумма простых солей в почвах районов нефтепромыслов может достигать токсичных для растений концентраций. Общее количество солей, состав которых обычно хлоридно-натриевый, реже сульфатно-хлоридно-кальциевый, составляет часто 5% и более на 100 г почвы. Н.П. Солнцева [99] следующим образом оценивает степень устойчивости техногенного обусловленных модификаций морфологических и геохимических признаков, возникающих на разных этапах развития дерново-подзолистых почв после их загрязнения (табл. 16).

Таблица 16. Относительная устойчивость новообразованных геохимических свойств почв при загрязнении их минерализованными водами и нефтью

Относительная устойчивость	Новообразованные свойства и признаки почв	
	загрязненных высокоминерализованными сточными водами	загрязненных нефтью (пластовыми жидкостями)
Очень неустойчивые	Высокие содержания водорастворимых солей	Высокие содержания легколетучих компонентов нефти
Неустойчивые	Изменение свойств поглощающего комплекса (внедрение Na^+ , вытеснение H^+ и Al^{3+}), изменение щелочно-кислотных условий среды	Высокие содержания водорастворимых солей, повышенные содержания закисных форм Fe в верхних горизонтах профиля
Относительно устойчивые	Изменение строения гумусового профиля из-за повышенной потечности органических веществ; остаточная солонцеватость	Изменение свойств поглощающего комплекса (внедрение Na^+ , вытеснение H^+ и Al^{3+}), изменение щелочно-кислотных условий среды
Устойчивые	Перестройка профиля распределения железа и ила: повышенная ожелезненность верхних горизонтов при их обезыливание; остаточное осолодение	Изменение строения гумусового профиля: увеличение органического углерода по всему профилю при максимуме в его верхней части; изменение состава битуминозных компонентов (увеличение фракций, переходящих в гексановые, хлороформенные и спиртобензольные вытяжки); остаточная солонцеватость (главным образом нижних горизонтов); повышенная ожелезненность

В районах нефтяного загрязнения процессы самоочищения от загрязняющих веществ протекают значительно дольше, чем, например, самовосстановление механически нарушенных земель. Экспериментально доказано, что период восстановления почвенно-растительного слоя после загрязнения его нефтью в количестве 12 л/м² составляет от 10 до 25 лет в зависимости от климатических особенностей территории [39]. Самоочищение от нефти в условиях Среднего Приобья может длиться до 25 лет. В южной тайге все процессы деградации нефти в почвах идут интенсивнее, нежели в более северных районах. Примерно через год после загрязнения в обеих зонах эти процессы затормаживаются, и дальнейшая деградация нефти происходит чрезвычайно медленно (табл. 17).

Таблица 17. Изменение во времени содержания нефти (%) в почвах на экспериментальных площадках в зонах средней и южной тайги [34]

Срок отбора после внесения нефти	Площадка «Кама», горизонт А ₁		Площадка «Обь», горизонт А ₂	
	% на нефть	% на почву	% на нефть	% на почву
Внесено, %	100	27,4	100	8,1
Через 3 дня	-	-	84,0	6,8
Через 15 дней	-	-	64,0	5,2
Через 3 месяца	18,0	5,0	-	-
Через 12 месяцев	-	-	10	1,4
Через 15 месяцев	6,0	2,0	-	-
Через 24 месяца	4,0	12,0	-	-

Для полной естественной переработки нефтяных компонентов в условиях средней и южной тайги требуется не менее 10-20 лет [34, 104]. Для восстановления многих свойств (состава поглощающего комплекса, гумусового профиля и др.), например, дерново-подзолистых почв, загрязненных минерализованными водами и нефтью, требуются десятки и, видимо, даже сотни лет [99]. В Западной Сибири рекультивационные мероприятия, необходимые для очистки нефтезагрязненных территорий, во многом определяются спецификой ландшафтно-геохимических условий. Как известно, большая часть этого региона является зоной интенсивного торфонакопления, где проведение даже таких восстановительных мероприятий, как сбор разлившейся нефти или аэрационная вспашка, значительно затруднены. Применяемые нефтяниками Тюменской области методы ликвидации разливов нефти – захоронение и сжигание – не только не эффективны, но и увеличивают сроки очищения почв [69]. В частности, захоронение нефтезагрязненных территорий усугубляет дефицит кислорода, тогда как биоразложение нефтяных углеводородов осуществляется в основном за счет аэробной микрофлоры. Сжигание нефти, разлитой на почве, сопровождается образованием канцеро-

генных веществ при пиролизе. Например, содержание 3,4-бензпирена в образцах почв через пять лет после сжигания почти в два раза превышает его долю в идентичных образцах, но не подвергнутых сжиганию. Неполное выжигание приводит к увеличению ореолов рассеяния ПАУ, сорбированных на продуктах пиролитических реакций. Как правило, замыкающим звеном транспорта загрязняющих веществ являются водные объекты. Например, за годы эксплуатации Самотлорского месторождения реки и озера территории ДАООТ «Приобьнефть», так же как и всего месторождения в целом, оказались загрязненными минерализованными водами, химическими реагентами, нефтепродуктами. Характерным для Самотлорского месторождения является загрязнение водных объектов нефтью и нефтепродуктами, причем водоемов с содержанием нефтепродуктов в воде в пределах ПДК здесь сейчас практически нет. Трудность оценки негативного влияния нефтепродуктов на водную среду связана не только со сложностью химической структуры этой многокомпонентной органической смеси, где токсичность одной фракции существенно отличается от другой, но и с большим количеством физико-химических и биологических факторов, возникающих и взаимодействующих в системе вода-нефть-гидробионты. Собственно нефтепродукты в поверхностных водах находятся в растворенной, эмульгированной, сорбированной на твердых частицах, «пленочной» формах, в виде смоляных комочков. Они в больших количествах накапливаются в речных отложениях. В общем случае можно говорить о трех зонах в речном потоке, отличающихся повышенным содержанием нефтепродуктов: поверхностная пленка, придонные слои, донные отложения, распределение между которыми определяется множеством факторов. Обычно в момент поступления в водотоки основная масса нефтепродуктов сосредоточена в поверхностной пленке. Интенсивность испарения нефти зависит от начальной толщины образующейся на поверхности воды пленки, от температуры воды и (в условиях водоемов) скорости ветра, а также от сорта (фракционного состава) нефти [57]. Процесс испарения нефти сопровождается изменением ее химического состава и физических свойств. Как правило, по мере выхода наиболее летучих соединений относительное содержание средних и тяжелых фракций увеличивается, возрастает плотность и вязкость нефти.

В водотоках в ходе миграции происходит перераспределение между основными формами, что проявляется главным образом в увеличении доли растворенных, эмульгированных и сорбированных нефтепродуктов. Особенностью нефтяного загрязнения водной среды является способность нефти захватывать и концентрировать другие поллютанты, например, тяжелые металлы и пестициды [114]. При распространении нефти на поверхности воды возрастает также вероятность протекания

различных реакций, поскольку вещества, растворимые в нефти, получают возможность участвовать в разнообразных химических процессах.

Поступающая в водоем нефть сравнительно быстро распространяется по его поверхности. Процесс растекания нефти на разных стадиях своего развития определяется различными факторами. На первом этапе, когда толщина слоя нефти достаточно велика, движение нефти по поверхности воды происходит за счет гравитационных сил, которым препятствуют силы, возникающие благодаря инерции массы вещества. По мере уменьшения толщины слоя нефти действие гравитационных сил ослабляется и постепенно главную роль в растекании начинают играть силы поверхностного натяжения, стремящиеся раздвинуть границы нефтяного пятна. На этом этапе скорость движения нефти зависит от ее вязкости. На конечном этапе, при некоторой минимальной толщине нефтяной пленки, различной для разных сортов нефти, сила, возникающая за счет разницы значений поверхностного натяжения нефти и воды, меняет направление своего действия и растекание прекращается. Постепенно нефть начинает вовлекаться в турбулентное движение вод, смешиваясь с ними, и через некоторое время большая часть ее сосредотачивается в водных массах. В дальнейшем количество нефтепродуктов в воде уменьшается за счет преимущественно процессов химического и биохимического окисления. При регулярном хроническом загрязнении экосистемы нефтяные углеводороды не успевают полностью разложиться микроорганизмами до поступления свежих выбросов нефтепродуктов. Темпы разложения нефтяных пленок, образующиеся в пресных водах в естественных условиях, составляют 50-80% за неделю [128]. Эксперименты показали [4], что в умеренной зоне в летний период водоем, сильно загрязненный нефтью, может очиститься в течение 1-2 месяцев. Известно, что скорости деградации нефтяных эмульсий намного ниже, чем скорости разложения нефтяных пленок. По данным Р.И. Медведского (1978), самоочищение водотоков от нефтепродуктов возможно в средних широтах на участках русла протяженностью в 200-300 км, а в условиях Крайнего Севера – 1500-2000 км.

Концентрации нефтепродуктов в речных водах колеблются довольно в широких пределах – от 0,01 мг/л в «чистых» водах до 1-1,5 мг/л и больше в интенсивно загрязненных. В настоящее время содержания нефтепродуктов в воде рек Иртыш и Обь достигают 0,3-0,5 мг/л, что в 6-10 раз превышает ПДК для рыбохозяйственных водоемов [49]. Считается, что типичные уровни содержания нефтепродуктов в водах при стабильно существующем загрязнении рек составляют 0,3-0,5 мг/л, а более высокие концентрации указывают на так называемое свежее загрязнение [61]. В реальности концентрации нефтепродуктов в загрязненных реках могут превышать отмеченные «типич-

ные уровни». Нефтепродукты придают воде специфический вкус и запах, изменяют ее цвет, pH среды, ухудшают газовый обмен с атмосферой. Концентрирование в поверхностной пленке воды жирных и нефтяных кислот, их солей, липидов, ПАВ создают условия для квазиспонтанного эмульгирования нефтяных углеводородов до размеров капель, сопоставимых с коллоидными частицами [61], способных коагулировать и осаждаться на дно, где скорость разложения нефтепродуктов чрезвычайно мала (главным образом из-за недостатка или полного отсутствия ультрафиолетового облучения и часто анаэробных условий). Специфический запах донных отложений загрязненных рек в значительной мере обусловлен интенсивным накоплением в них именно нефтепродуктов, что, в частности, уже стало типичным для многих водоемов Тюменской области [49]. Нефть, накапливающаяся в донных отложениях, со временем способна вновь всплывать на поверхность. Например, по расчетам С.М. Драчева [27], поступление нефти с 1 м² дна в водную толщу реки составляло летом 6-7 г, зимой 1-1,7 г.

Общая характеристика экологических проблем нефтегазодобывающих районов Тюменской области

Освоение месторождений углеводородного сырья сопровождается геологоразведочными, буровыми и строительными работами, прокладкой магистральных трубопроводов, дорог, ростом городов и поселков, развитием местной промышленности. В общем случае в пределах нефтегазодобывающих территорий существует значительное количество разнообразных по способу и характеру проявления источников и видов техногенного воздействия на окружающую природную среду (табл. 18). С экологической точки зрения для нефтегазодобывающих районов Тюменской области большое значение имеют следующие факты. Прежде всего, в последние годы существенного уменьшения техногенной нагрузки на окружающую среду в пределах Тюменской области не произошло [7, 26а, 49, 82, 111] (табл. 19).

В северных регионах Тюменской области существенное значение начинает приобретать проблема кислотных выпадений, способствующих активизации водной миграции многих тяжелых металлов [93, 94]. Безусловно, определенную роль в поставке химических веществ (сульфатов, нитратов, некоторых хлорорганических углеводородов, ПАУ, полихлорбифенилов и др.) в ландшафты Западной Сибири играют региональный и глобальный переносы поллютантов [20, 79].

Таблица 18. Контрольный список агрегированных техногенных нагрузок, источники и виды воздействия в нефтегазодобывающих районах [101]

Этапы воздействия		Виды производства, технические объекты и другие типы воздействий на окружающую среду
Обустройство промыслов		Строительство линий связи и электропередач, дорог и мостов, жилья и производственных помещений, продуктопроводов, очистных сооружений и полигонов для складирования и захоронения отходов Строительство карьеров по добыче песка и гравия, бурение скважин (включая подготовку площадок, амбаров и ёмкостей для буровых растворов, пластовых жидкостей и шламов)
Эксплуатация промыслов	При нормальном режиме эксплуатации	Испытания и промысловые исследования скважин Эксплуатация и ремонт скважин Эксплуатация трубопроводов разного назначения Кустовые насосные станции, дожимные и перекачивающие насосные станции Центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды Факельные устройства, факелы и запальные свечи Компрессорные станции Базы производственного обслуживания и материально-технического снабжения Транспортное хозяйство Складирование и захоронение отходов, сброс очищенных и неочищенных стоков Нефтехранилища (резервуарные парки) Установки комплексной подготовки газа и газоперерабатывающее оборудование
	При аварийном режиме	Разливы нефти и нефтепродуктов разного состава Разливы пластовых и сточных вод разного состава Разливы буровых растворов и буферных жидкостей Разливы химических реагентов Выбросы нефти и газа через факельные устройства Открытое фонтанирование скважин Пожары на буровых и эксплуатационных скважинах Перетоки нефти и минерализованных вод в подземные горизонты из-за прорывов кондукторов, эксплуатационных колонн при некачественной цементации

Практически все технологические процессы нефтегазодобычи – бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добыча, подготовка, хранение и транспортировка углеводородного сырья – являются потенциальными источниками техногенного загрязнения различных компонентов окружающей среды. Это связано как с наличием в добываемом сырье, в технологических и сопутствующих выбросах, в различных отводимых водах, в образующихся твердых отходах широкого круга органических и неорганических поллютантов [2, 8, 13, 38, 50, 51, 59, 66, 80, 101, 126], так и с применением в производстве разнообразных материалов и химических веществ [10, 23, 42, 77, 118, 126].

Таблица 19. Площади нарушенных земель по регионам Субарктики, тыс. км² [45]

Регионы	Площади по различным видам нарушений						
	Выруб- ка редко- лесий у их север- ных преде- лов	Перевыпас олений, выбивание пастбищ, обкусывание подроста деревьев, вытаптыва- ние	Пожары в редко- лесьях и в тунд- рах	Механиче- ское наруше- ние почвенно- растительного покрова, активизация криогенных процессов	Аэротехногенное загрязнение		Площа- ди нару- шенных земель*
					Запы- ление	Ки- слотные осадки, рН=5,7- 4,5	
Кольский	40-45	40-45	10-15	3	20-30	100-120	100-120
Восточно- Европей- ский	90-95	90-95	10-15	5-5,5	10-15	90-100	90-100
Западно- Сибирский	150-160	150-160	15-18	6-7	3-3,5	4-4,5	150-160
Средне- Сибирский	100-110	120-140	15-18	5-5,5	10,5-11	400-410	400-410
Северо- Восток Сибири	70-80	70-80	80-100	5-6	3-3,5	5-5,5	78-80
Крайний северо- восток Азии	35-40	35-40	30-35	4,5-5	2-2,5	2,5-3	35-40

* Площади нарушенных земель брались по наибольшей их площади в регионе, не учитывая вторичных, последующих разрушений и разрушений, которые происходят на уже деградированной территории.

В большинстве случаев из-за использования устаревших технологий добычи, несовершенства систем сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья и утилизации отходов, высокой обводненности многих месторождений, некачественности оборудования, техногенных аварий происходит разнообразное (механическое, химическое и др.) и существенное воздействие на природные ландшафты. Это проявляется в высоких уровнях загрязнения воздуха, почв, водных объектов, обуславливает критическое состояние экосистем и их полную деградацию, качественное ухудшение и истощение природных ресурсов. Техногенное воздействие обуславливает формирование четко выраженных региональных геохимических полей, в пределах которых выделяются локальные участки с высокими концентрациями (часто превышающими гигиенические нормативы) различных поллютантов [65, 101]. Природные особенности значительной части области в существенной мере определяются наличием многолетнемерзлых пород. В результате техногенного воздействия происходит нарушение теплообмена на поверхности, мерзлые породы оттаивают, активно развиваются термокарстовые явления,

территория становится непроходимой, особенно после проездов транспорта, в районах прокладки временных дорог и т. д. Поскольку мерзлые породы практически водонепроницаемы, то все тепловые, химические и иные загрязнения сосредотачиваются в тонком поверхностном слое пород, оттаивающем летом (так называемый сезонно-талый слой), что в совокупности с низкими среднегодовыми температурами и невысоким содержанием кислорода в почвах определяет специфику поведения большинства химических элементов и их соединений [21, 48, 63], в том числе поступающих от техногенных источников загрязнения. Как правило, техногенное загрязнение здесь сохраняется очень длительное время; полного самоочищения почв в зоне многолетней мерзлоты практически не происходит. Особенно низким потенциалом самоочищения отличаются болотные и тундрово-болотные почвы, где условия разложения техногенных продуктов крайне неблагоприятные [67].

Негативные экологические последствия, обусловленные интенсивной эксплуатацией Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, резко сказываются на основных водных артериях этого региона. Следует отметить, что низкое качество воды системы Оби в пределах Тюменской области в существенной мере обусловлено влиянием промышленных предприятий, расположенных на сопредельных территориях (в Свердловской, Курганской, Омской, Томской областях и Казахстане) [117]. Тем не менее, это загрязнение еще более усугубляется влиянием местных предприятий. Так, например, только в 1988 г. предприятиями ПО «Главтюменьнефтегаз» из природных источников было забрано 1107,8 млн м³ свежей воды, основной объем которой (до 90%) потреблялся в процессе поддержания пластового давления [60]. Значительные объемы промышленных сточных вод сбрасывались в поверхностные водотоки и в конечном счете поступали в бассейн Карского моря. Ущерб природным объектам наносился в результате аварий на нефтепромыслах и при магистральном транспорте нефти. Большинство рек, озер и водохранилищ Обского бассейна загрязнены веществами антропогенного происхождения, концентрации которых превышают нормативные уровни [117]. Как уже отмечалось, в водах Оби и ее притоков в настоящее время наблюдаются очень высокие содержания нефтепродуктов. Воды рек характеризуются также повышенными концентрациями фенолов, хлоридов, сульфатов, а также разнообразных компонентов буровых растворов [49]. В 1996 г. содержание нефтепродуктов составило в воде Оби ниже г. Салехарда 36 ПДК, фенолов – 40 ПДК [123]. Значимые содержания нефтепродуктов наблюдаются в донных отложениях многих водных объектов, включая Обскую и Тазовскую губу. В водных экосистемах Средней и Нижней Оби отмечается увеличение концентраций некоторых тяжелых металлов в воде, взвешях, донных отложениях, дру-

гих химических элементов и их соединений [75, 89, 113, 123]. В летний период в реках Тюменской области вследствие пониженной температуры воды и высокой скорости течения удлиняется период разложения загрязняющих веществ и увеличивается в несколько раз дальность их миграции. В зимнее время при полном или значительном промерзании многих рек процессы самоочищения практически исключены, что способствует накоплению загрязняющих веществ в донных отложениях водотоков. Ухудшение гидрохимического режима рек повлекло за собой неблагоприятные изменения в составе биоценозов зоопланктона и бентоса – основных кормовых организмов для промысловых рыб, численность и видовое разнообразие которых снижаются [49]. Повышенные концентрации поллютантов, оказывая прямое воздействие на ихтиофауну, снижают выживаемость молоди, темпы роста рыб. Существует даже мнение [61], что усиливающееся техногенное загрязнение рек Тюменской области, впадающих в моря Северного Ледовитого океана (Обь, Пур, Таз), в условиях низкой самоочищающей способности обуславливает опасность резкого перехода водных (речных и морских) экосистем из состояния «загрязнения» в состояние экологической катастрофы. Сравнение различных оценок экологического состояния р. Оби в пределах Тюменской области свидетельствует об устойчивом уровне ее высокого техногенного загрязнения в течение последних 20-25 лет.

В свое время Ю.И. Пиковским [77] была разработана прогнозная модель загрязнения нефтью Западно-Сибирской ландшафтно-геохимической области. Расчет производился за 30 лет (1976-2005 гг.) в вариантах как плавного увеличения добычи, так и снижения сбросов нефти в ландшафты. Для 1985-1986 гг. расчеты имели хорошую сходимость с данными натурных наблюдений. Полученные результаты показали, что без кардинальных природоохранных мер уровень загрязнения большинства средних рек бассейна Оби нефтепродуктами устойчиво превысит ПДК в несколько раз (и даже на порядок). Из общего объема нефти, которая поступит за 30 лет в бассейн Оби, в неподвижном резерве почв оставляется 36%, в донных отложениях речной сети бассейнов 2-го порядка – 8, в донных отложениях Оби – 24, в море будет вынесено около 5%. Деградация и испарению в почвах и реках подвергнется около 27% разлитой нефти. Наиболее ранимыми окажутся гидроморфные ландшафты – болота, заболоченные низины и др. В некоторых районах количество нефти в них к 2000 г. должно было достичь 1-3 тыс. т/км².

Заключение

Природные условия нефтегазодобывающих районов Тюменской области обуславливают низкую восстановительную способность ландшафтов, небольшую емкость и слабую устойчивость экосистем к техногенным нарушениям и загрязнениям. Освоение месторождений углеводородного сырья сопровождается геологоразведочными, буровыми и строительными работами, прокладкой трубопроводов, дорог, ростом городов и поселков, развитием местной промышленности. Практически все технологические процессы нефтегазодобычи и сопутствующая ей деятельность являются потенциальными источниками загрязнения окружающей среды, что связано с наличием в добываемом сырье и используемых материалах, в отводимых водах, выбросах, отходах различных органических и неорганических поллютантов.

В общем случае масштабы воздействия нефтегазодобывающей промышленности на окружающую среду зависят не только от типа месторождений, их стадии обустройства, применяемых технологий, но и от особенностей природной среды, ее исходного состояния. Это определяет необходимость создания в нефтегазодобывающих районах системы экологического мониторинга, которая должна учитывать пространственную разобщенность объектов нефтегазодобычи и включать четыре подсистемы: мониторинг основных источников техногенного загрязнения, мониторинг состояния компонентов природной среды, инженерно-геологический мониторинг, мониторинг аварийных ситуаций, проектирование, организация и ведение которых должны осуществляться с использованием эколого-геохимической информации и соответствующих методов ее получения.

Дальнейшее развитие геологоразведочных и нефтегазодобывающих работ в пределах Тюменской области, где площадь перспективных на нефть и газ территорий оценивается в более 1 млн. км², объективно повлечет за собой еще большее нарушение окружающей среды. Это определяет важность выявления всех потенциальных техногенных источников загрязнения окружающей среды и опережающего исследования ее изменения в результате постоянно растущих техногенных нагрузок уже в настоящее время, тем более что многие районы Тюменской области стабильно характеризуются неблагоприятным экологическим состоянием, в существенной мере обусловленным воздействием геологоразведочных работ, нефтегазодобычи и транспорта углеводородного сырья.

В то же время параметры фоновое (природное) состояния ландшафтов нефтегазодобывающих территорий Западной Сибири исследованы недостаточно полно, что в существенной мере затрудняет

проведение адекватной оценки интенсивности и своеобразия техногенного загрязнения. К тому же, изучение состояния окружающей среды в Тюменской области в существенной мере было сосредоточено на вопросах загрязнения ее территории нефтью, нефтяными углеводородами, некоторыми макроэлементами. Распределение и поведение микроэлементов, тяжелых металлов, биогенных элементов в зонах локального влияния наиболее распространенных и значимых объектов нефтегазодобывающей промышленности и населенных пунктов, функционально с ней связанных, изучено слабо. В решении этой проблемы эффективными могут оказаться начатые в последние годы работы по комплексному эколого-геохимическому изучению окружающей среды и ландшафтов Тюменской области [3, 26, 65, 103, 105].

В любом случае необходимы разработка и осуществление специальных государственных и(или) региональных программ по экологическому изучению нефтегазодобывающих районов Тюменской области и обоснованию необходимых природоохранных и рекультивационных мероприятий. Составной частью указанных программ должны быть исследования, направленные на установление эколого-геохимических особенностей различных по степени и характеру хозяйственного освоения различных районов Тюменской области.

В частности, эти исследования могут быть направлены на установление важнейших характеристик природных условий и факторов, определяющих поведение химических элементов и интенсивность техногенного воздействия в зонах влияния объектов нефтегазодобычи и населенных пунктов, на выявление параметров распределения и особенностей поведения химических элементов и их соединений в основных компонентах природных ландшафтов (почвах, донных отложениях, природных водах, снеговом покрове, атмосфере), на определение состава, интенсивности и масштабов техногенного загрязнения окружающей среды в зонах влияния производственных объектов, свойственных нефтегазодобывающим районам, и функционально связанных с ними урбанизированных территорий. Особое внимание следует уделить изучению химического состава добываемого углеводородного сырья и образующихся в ходе его предварительной переработки отходов, а также обоснованию принципов организации и разработке системы ведения в пределах конкретных нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений комплексного экологического мониторинга.

Литература

1. *Ананенков А.Г., Салихов З.С., Булчевский А.Н. и др.* Диагностика конденсатопровода Ямбург - Новый Уренгой и вопросы экологии // Изв. Академии пром. экологии, 1999, № 4, с. 60-64.
2. *Антипенко В.Р.* Металлы в нефтях. Основные аспекты исследования и способы удаления (обзор) // Нефтехимия, 1999, 39, № 6, с. 403-413.
3. *Басыров Н.Ф., Валеева Э.И., Московченко Д.В.* Эколого-геохимические исследования Белоярского района Тюменской области // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2000, вып. 1, с. 3-10.
4. *Батоян В.В.* К исследованию самоочищения поверхностных вод от загрязнения нефтью // Техногенные потоки вещества в ландшафтах и состояние экосистем. - М.: Наука, 1981, с. 128-133.
5. *Баулин В.В.* (отв. ред.) Инженерно-геологический мониторинг промыслов Ямала. Т. 2. Геокриологические условия освоения Бованенковского месторождения. – Тюмень: Институт проблем освоения Севера, 1996. – 236 с.
6. *Белоусова А.П., Галактионова О.В., Шмаков А.И.* Оценка техногенного влияния нефтедобычи на формирование водно-солевого режима в системе почва - грунтовые воды // Водные ресурсы, 1997, 24, № 3, с. 352-360.
7. *Бобов В.И., Гашев С.Н., Казанцева М.Н., Паучев Е.А.* Опыт наземного обследования и паспортизации нефтезагрязненных земель // Леса и лесное хозяйство Западной Сибири, 1998, № 6, с. 172-178.
8. *Богомолов А.И., Гайле А.А., Громова В.В. и др.* Химия нефти и газа. – СПб.: Химия, 1995. – 448 с.
9. *Босняцкий Г.П., Гриценко А.И., Седых А.Д.* Проблемы экологического мониторинга в газовой промышленности. - М.: АО Ника-5, 1993. – 79 с.
10. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю.* Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 1997. – 483 с.
11. *Бутолин А.П., Ложкин И.В.* Особенности загрязнения почв и донных отложений в районе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник Оренбургского гос. пед. ун-та, 1997, № 1, с. 87-94. б
12. *Быков И.Ю.* Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1991 г. –238 с.
13. *Вешев С.А., Степанов К.И., Васильев Т.Н.* Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах // Геохимия, 2000, № 10, с. 1132-1136.
14. *Виноградов А.П.* Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных пород земной коры // Геохимия, 1962, № 7, с. 555-571.
15. *Воеводова З.В.* Загрязнение воздуха в Большеземельской тундре под влиянием геологоразведочных работ // Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. – Л.: Гидрометеиздат, 1987, с. 150-155.
16. *Войтенко В.С.* Основные проблемы охраны окружающей среды при производстве геологоразведочных работ в Заполярье // Проблемы охраны природы и рационального использования природных ресурсов в северных районах. – Архангельск, 1982, с. 102-103.

17. Воробьев А.Е., Зеркаль О.В., Балашова С.П., Тушев О.В. Прогнозная ландшафтно-геохимическая карта нефтяного загрязнения Среднего Приобья // Горн. инф.-анал. бюлл., 1999, № 3, с. 19-22.
18. Габбасова И.М., Абдрахманов Р.Ф., Хабиров И.К., Хазиев Ф.Х. Изменение свойств почв и состава грунтовых вод при загрязнении нефтью и нефтепромышленными сточными водами в Башкирии // Почвоведение, 1997, № 11, с. 1362-1372.
19. Геннадиев А.Н., Пиковский Ю.И., Флоровская В.Н. и др. Геохимия полициклических ароматических углеводородов в горных породах и почвах. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 192 с.
20. Глазов М.В. Влияние глобального переноса загрязняющих веществ на биоту тундр // Всерос. сов. и выезд. науч. сессия «Антропогенное воздействие на природу Севера и его экологические последствия», Апатиты, 22-25 июня, 1998.: Тез. докл. – Апатиты, 1998, с. 129.
21. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. – М.: Высш. шк., 1998. – 328 с.
22. Государственный доклад «О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 1998 году». – М.: Госкомэкология РФ, 2000. – 498 с.
23. Григорьев Н.П., Голембиевская Л.П., Елеева И.В. и др. Охрана окружающей среды при геологоразведочных работах. – М.: Геоинформмарк, 1991. – 44 с.
24. Гриценко А.И., Аكوпова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
25. Дорожкуова С.Л. Особенности распределения ртути в окружающей среде некоторых городов Тюменской области // Эколого-геохимические проблемы ртути. – М.: ИМГРЭ, 2000, с.96-98.
26. Дорожкуова С.Л., Янин Е.П., Волох А.А. Ртуть в почвах и озерных отложениях северных районов Тюменской области // Эколого-геохимические проблемы ртути. – М.: ИМГРЭ, 2000, с. 83-89.
- 26а. Дорожкуова С.Л., Янин Е.П. Экологические проблемы нефтегазодобывающих территорий (на примере Тюменской области) // Научные и технические аспекты охраны окружающей среды, 2002, № 6, с. 57-92.
27. Драчев С.М. Борьба с загрязнением рек, озер и водохранилищ промышленными и бытовыми стоками. – М.: -Л.: Наука, 1964. – 274 с.
28. Ефимов В.А. Функциональная характеристика экологической безопасности нефтегазопроводов // Защита от коррозии и охрана окружающей среды, 2000, № 4-5, с. 25-29.
29. Журавлев А.Е., Владыченский А.С., Можарова Н.В. Особенности углеводородного загрязнения почв подземных хранилищ газа // Вестник МГУ. Сер. 17, 1999, № 2, с. 27-32.
30. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Справ. изд.: В 2-х ч. Ч. 1: Пер. с англ. – М.: Металлургия, 1988. – 760 с.
31. Зеркаль О.В. Эволюция биосферы прилегающих территорий под влиянием нефтегазового комплекса // Горн. инф.-анал. бюлл., 1999, № 6, с. 30-32.

32. *Иваник В.М., Назарова Л.Н., Грабик В.А., Иванова А.А.* Особенности воздействия объектов газодобывающего комплекса и сопутствующей ему инфраструктуры на качество поверхностных вод в районах Крайнего Севера и Западной Сибири // *Гидрохимические материалы*, 1989, т. 18, с. 50-62.

33. *Иванов И.А., Трофимов А.В., Тимербулатов Г.Н. и др.* Загрязнение окружающей среды вокруг компрессорных станций // *Экология и промышленность России*, 2000, май, с. 28-32.

34. *Ильин Н.П., Калачникова И.Г., Каркишко Т.И. и др.* Наблюдения за самоочищением почв от нефти в средней и южной тайге // *Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем*. – М.: Наука, 1982, с. 245-258.

35. *Исмаилов Н.М.* Нефтяное загрязнение и биологическая активность почв // *Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем*. – М.: Наука, 1982, с. 227-235.

36. *Камьянов В.Ф., Аксенов В.С., Титов В.И.* Гетероатомные компоненты нефтей. – Новосибирск: Наука, 1983.

37. *Карасев В.И., Толстолыткин И.П., Шпильман В.И.* Эффективность реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа // *Минеральные ресурсы России: Экономика и управление*, 1998, № 2, с. 33-40.

38. *Катченков С.М.* Малые химические элементы в осадочных породах и нефтях. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 172 с.

39. *Кессельман Г.С., Махмутбеков Э.А.* Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 176 с.

40. *Клименко И.А.* Охрана окружающей среды при разведке и освоении нефтяных месторождений. – М.: ВИЭМС, 1987. – 54 с.

41. *Колиенко А.Г., Сердюк А.Л., Сотник И.Л.* Определение экологических характеристик выбросов в атмосферу от газовых факелов // *Экотехнология и ресурсосбережение*, 1997, № 5, с. 48-53.

42. *Косаревич И.В., Карасева Э.В., Площадный В.Я.* Экологические аспекты применения биогенных материалов в бурении. – М.: Геоинформмарк, 1992. – 54 с.

43. *Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Давыдов В.П. и др.* Экологические аспекты функционирования нефтегазовых техноприродных систем. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 101 с.

44. *Коцонис А.Н.* Охрана природы нефтедобывающих регионов // *Разведка и охрана недр*, 1990, № 3, с. 55-57

45. *Крючков В.В.* Деграация природной среды в Заполярье // *Народное хозяйство Республики Коми*, 1994, 3, № 1, с. 44-53.

46. *Кузнецов М.С., Глазунов Г.П.* Эрозия и охрана почв. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 335 с.

47. *Кулагина А.А.* (отв. ред.) Гигиена производственной и окружающей среды, охрана здоровья рабочих в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности. Тез. докл. науч. конф. – Уфа: НИИгигиены и профзаболеваний, 1986. – 61 с.

48. *Краснощечков Ю.Н.* Микроэлементы в криоземах предтундровых лесов Приенисейской Сибири // *Почвоведение*, 1999, № 12, с. 1455-1462.

49. *Крохалевский В.Р.* О необходимости защиты интересов рыбного хозяйства при освоении месторождений нефти и газа в Западной Сибири // *Биоло-*

гические ресурсы и проблемы развития аквакультуры на водоемах Урала и Западной Сибири. – Тюмень, 1996, с. 67-69.

50. Крылов Д.А., Путинцева В.Е. Оценка выбросов в окружающую среду загрязняющих веществ газовой, угольной и нефтедобывающей отраслями России // Горная промышленность, 1999, № 5, с. 6-8, 10-12.

51. Кузнецов А.Г., Угаров В.А. Проблема радоноопасности нефтегазоносных районов // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. – Томск, 1996, с. 223-225.

52. Лавриненко И.А., Лавриненко О.В. Аккумуляция растениями тяжелых металлов в условиях нефтезагрязнения // Сибирский экологический журнал, 1998, 5, № 3-4, с. 299-309.

52а. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худякова А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.: Химия, 1967.

53. Ломакин Е.М. Основные проблемы экологического состояния ПО «Нижневартовскнефтегаз» // Пути и средства достижения сбалансированного эколого-экономического развития в нефт. регионах Зап. Сибири: Мат-лы науч.-практ. конф., Нижневартовск, 23-26 ноября, 1993. – Екатеринбург, 1995, с. 64.

54. Мазур И.И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1991. – 279 с.

55. Мазур И.И., Молдаванов О.И. Курс инженерной экологии. – М.: Высш. шк., 1999. – 447 с.

56. Мазур И.И., Шишов В.Н. Основы охраны окружающей среды при строительстве нефтегазовых объектов. – М.: Недра, 1992. – 150 с.

57. Мамаев А.Б., Нестерова М.П., Удовенко А.В. Об испарении нефтяных пленок с водной поверхности // Водные ресурсы, 1991, № 3, с. 192-195.

58. Мельник М.С., Шестаков В.И. Экологическая обстановка на территории Тюменской области: Состояние, проблемы, пути их решения // Безопасность и жизнедеятельность в Сибири и на Крайнем Севере. – Тюмень, 1995, с. 3-8.

59. Минигазимов Н.С. Нефть и тяжелые металлы: Экологические аспекты // Башкирский экол. вестник, 1999, № 2. С. 24-30

60. Минигазимов Н.С., Рахимов Г.Б., Полякова Р.Б., Пешкова М.Б. Вопросы рационального использования и охраны водных ресурсов в нефтегазовой промышленности // Вопросы охраны окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М., 1991, с. 4-9.

61. Михайлова Л.В. Особенности загрязнения рек нефтепродуктами // Изучение процессов формирования химического состава природных вод в условиях антропогенного воздействия. Мат-лы XXVIII Всес. гидрохим. сов., мая 1984. Ч. 1. – Л.: Гидрометеиздат, 1987, с. 113-114.

62. Михайлова Л.В. Химическое загрязнение – одна из основных экологических проблем Обь-Иртышского региона // Пути и средства достижения сбалансированного эколого-экономического развития в нефт. регионах Зап. Сибири: Мат-лы науч.-практ. конф., Нижневартовск, 23-26 нояб., 1993. – Екатеринбург, с. 43-46.

63. Москаленко Н.Г. Картографический мониторинг некоторых геосистем криолитозоны Западной Сибири // Криосфера земли, 1999, 3. № 3, с. 100-104.

64. *Московченко Д.В.* Некоторые аспекты регионального эколого-геохимического анализа: На примере Тюменской области // Проблемы географии и экологии Западной Сибири, 1998, № 3, с. 143-155.
65. *Московченко Д.В.* Нефтегазодобыча и окружающая среда: эколого-геохимический анализ Тюменской области. – Новосибирск: Наука, 1998. – 112 с.
66. Нефти СССР: Справочник. В 4-х томах. – М.: Химия, 1971-1974.
67. *Никифорова Е.М.* Эколого-геохимическое картографирование почв Сибири по их самоочищающей способности от загрязнения продуктами техногенеза // Эколого-географическое картографирование и оптимизация природопользования в Сибири: Мат-лы к 4 Регион. науч.-техн. конф. по тематическому картографированию, Иркутск, ноябрь, 1989. Вып. 2. – Иркутск, 1989, с. 121-122.
68. Обзор: Экологическое состояние, использование природных ресурсов, охрана окружающей среды и природных ресурсов. – Тюмень, 1993. – 11 с.
69. *Оборин А.А., Калачникова И.Г., Масливец Т.А. и др.* Нефтяное загрязнение почв и способы рекультивации // Влияние промышленных предприятий на окружающую среду. – М.: Наука, 1987, с. 284-290.
70. *Озерова Н.А.* Ртуть и эндогенное рудообразование. – М.: Наука, 1986. – 232 с.
71. *Озерова Н.А., Пиковский Ю.И.* Ртуть в углеводородных газах // Геохимия процессов рудообразования. – М.: Наука, 1982, с. 102-136.
72. *Озерова Н.А., Пиковский Ю.И., Шикина Н.Д. и др.* О ртути в нефтяных и газовых месторождениях СССР // Геология рудных месторождений, 1974, № 4, с. 85-91.
73. *Павлов А.В., Дубровин В.А.* Экологическая опасность недропользования в районах вечной мерзлоты // Разведка и охрана недр, 2000, № 5, с. 18-20.
74. *Панов Г.Е., Петрашин Л.Ф., Лысяный Г.Н.* Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986. – 312 с.
75. *Папина Т.С., Третьякова Е.И., Эйрих А.Н.* Факторы, влияющие на распределение тяжелых металлов по абиотическим компонентам водных экосистем Средней и Нижней Оби // Химия в интересах устойчивого развития, 1999, 7, № 5, с. 553-564.
76. *Пиковский Ю.И.* Геохимические особенности техногенных потоков в районах нефтедобычи // Техногенные потоки веществ и состояние экосистем. – М.: Наука, 1981, с. 134-138.
77. *Пиковский Ю.И.* Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 208 с.
- 77а. Пресс-релиз к пресс-конференции на 8-й Международной выставке оборудования для нефтяной и газовой промышленности «Нефтегаз-2000», 2000
78. Работа водных потоков. – М.: Изд-во МГУ, 1987. – 194 с.
79. *Рапута В.Ф., Смоляков Б.С., Куценогий К.П. и др.* Анализ временной динамики изменения состава атмосферного аэрозоля на севере Западной Сибири // Сибирский экологический журнал, 2000, 7, № 1, с. 97-102.
80. *Ровинский Ф.Я., Теплицкая Т.А., Алексеева Т.А.* Фоновый мониторинг полициклических ароматических углеводородов. – Л.: Гидрометеоздат, 1988. – 224 с.

81. Розенфельд Э.И., Стрельцов И.А. Выбросы вредных веществ на ГКС: пути снижения // Газовая промышленность, 1990, № 10, с. 46-48.
82. Романенко Ю.В. Экологические проблемы в районах добычи и транспортировки нефти и газа в Западной Сибири // География на рубеже веков: проблемы регионального развития: Мат-лы Междунар. науч. конф., Курск, 22-25 сент., 1999, Т. 3. –Курск, 1999, с. 208-218.
83. Русанова Г.В. Деградация криогенных почв в районах нефтегазоразведочных работ // Почвоведение, 2000, № 2, с. 252-261.
84. Рыжов В.В., Машьянов Н.Р., Озерова Н.А. Пространственно-временная изменчивость содержания ртути в углеводородных газах // Эколого-геохимические проблемы ртути. – М.: ИМГРЭ, 2000, с. 66-82.
85. Савенко В.С. Природные и антропогенные источники загрязнения атмосферы // Итоги науки и техники. ВИНТИ. Сер. Охрана природы и воспроизводство природных ресурсов, 1991, т. 31. С. 1-212.
86. Самосова С.М., Курбский Г.П., Усачева Г.М. и др. Изменение микрофлоры и состава нефти в черноземной почве Татарии в первый период после загрязнения // Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982, с. 235-245.
87. Селиверстов В.Г., Амелин А.В., Королев М.И., Никалин Е.И. Обеспечение экологической безопасности при переиспытании действующих газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 26 с.
88. Семенов Л.П. Анализ проектных решений, направленных на охрану окружающей среды при строительстве современных газотранспортных систем // Тез. докл. регион. сем.-сов. по пробл. охраны окружающей среды Поволжья и Ср. Азии при выполнении строит.-монтаж. работ на нефтегазовых объектах, Оренбург, 14-15 июня, 1990. – М., 1990, с. 5-6.
89. Семенова Т.В., Татарникова Н.И., Журба Н.В., Иренкова О.Г. О пространственных и временных колебаниях содержания некоторых загрязняющих веществ в р. Оби // Охрана природной среды. – М., 1988, с. 3-8.
90. Сидорова Е.В., Аكوпова Г.С., Немкова Н.С., Можарова Н.В. Охрана почв на объектах газовой промышленности. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 50 с.
91. Силин А.Н., Тандалов В.В. Некоторые вопросы охраны природной среды в связи с освоением газовых ресурсов Тюменского Севера // Изв. СО АН СССР, сер. обществ. наук, 1975, № 11, вып. 3, с. 63-66.
92. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
93. Смоляков Б.С. Проблема кислотных выпадений на севере Западной Сибири // Сибирский экологический журнал, 2000, 7, № 1, с. 21-30.
94. Смоляков Б.С., Белеванцев В.И., Рыжих А.П. и др. Химические формы меди, кадмия и свинца в пресных водоемах на севере Западной Сибири // Химия в интересах устойчивого развития, 1999, 7, № 5, с. 575-583.
95. Солнцева Н.П. Геохимическая трансформация почв южной тайги под воздействием техногенных потоков (на примере нефтедобычи): Автореф. дис. ... канд. географ. наук. – М., 1981. – 22 с.
96. Солнцева Н.П. Геохимическая трансформация дерново-подзолистых почв под влиянием потоков высокоминерализованных сточных и пластовых вод // Техногенные потоки в ландшафтах и состояние экосистем. – М.: Наука, 1981, с. 155-192.

97. *Солнцева Н.П.* Методика ландшафтно-геохимических исследований влияния техногенных потоков на среду // Техногенные потоки вещества в ландшафтах и состояние экосистем. – М.: Наука, 1982, с. 181-216.
98. *Солнцева Н.П.* Влияние техногенных потоков на морфологию лесных почв в районах нефтедобычи // Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982, с. 29-69.
99. *Солнцева Н.П.* Геохимическая устойчивость природных систем к техногенным нагрузкам (принципы и методы изучения, критерии прогноза) // Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982, с. 181-216.
100. *Солнцева Н.П.* Общие закономерности трансформации почв в районах добычи нефти (формы проявления, основные процессы, модели) // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. – М.: Наука, 1988, с. 23-42.
101. *Солнцева Н.П.* Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 376 с.
102. *Солнцева Н.П.* Принципы и методы экспериментального моделирования миграции и закрепления нефти и нефтепродуктов в почвах // Геохимия ландшафтов и география почв. – Смоленск: Ойкумена, 2002, с. 65-90.
103. *Солнцева Н.П.* Экогеохимический анализ отдаленных последствий техногенных (ТГ) воздействий // Прикладная геохимия. Вып. 2: Экологическая геохимия. – М.: ИМГРЭ, 201, с. 51-69.
104. *Солнцева Н.П., Пиковский Ю.И.* Особенности загрязнения почв при нефтедобыче // Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. – Л.: Гидрометеоиздат, 1980, с. 76-82.
105. *Сорокина Е.П., Дмитриева Н.К., Карпов Л.К., Масленников В.В.* Анализ регионального геохимического фона как основа эколого-геохимического картирования равнинных территорий (на примере северной части Западно-Сибирского региона) // Прикладная геохимия. Вып. 2: Экологическая геохимия. – М.: ИМГРЭ, 201, с. 316-338.
106. *Справочник по геохимии.* – М.: Недра, 1990. – 480 с.
107. *Старосельский В.И.* Освоение газового углеводородного сырья России // Минеральные ресурсы России: экономика и управление, 1992, № 6, с. 13-17.
108. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.
109. *Сурков В.С., Краснов О.С., Робинсон Б.В. и др.* Перспективы освоения и использования нефтегазового потенциала Сибирской платформы // Минеральные ресурсы России: экономика и управление, 1993, № 4, с. 8-13.
110. *Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И.* Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. – М.: Недра, 1988. – 188 с.
111. *Титлянова А.А., Косых Н.П.* Изменение биологического круговорота углерода в ландшафтах Западной Сибири в связи с различным использованием земель // География и природные ресурсы, 1999, № 3, с. 66-76.
112. *Ткачев Б.П.* Оценка устойчивости ландшафтных систем нефтегазовых месторождений Западной Сибири // География и природные ресурсы, 1998, № 2, с. 31-36.

113. Уварова В.И. Современное состояние качества воды р. Оби в пределах Тюменской области // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2000, вып. 1, с. 18-26.
114. Химия окружающей среды: Пер. с англ. - М.: Химия. 1982. - 672 с.
115. Хомяков Д.М. Некоторые ресурсно-экологические проблемы освоения недр Севера России // Строительство трубопроводов, 1996, № 4,5, с. 30-32.
116. Цирюльников Л.М. Подавление токсичных продуктов сгорания природного газа и мазута в котельных агрегатах (обзор) - М.: ВНИИГАЗПРОМ, 1977. – 48 с.
117. Черняев А.М. (отв. ред.) Россия: Речные бассейны. – Екатеринбург: РосНИИВХ, 1999. – 520 с.
118. Шеметов В.Ю. Требования к экологической чистоте технологии бурения скважин // Газовая промышленность, 1998. Прилож. «Экология в газовой промышленности», с. 34-37.
119. Шеховцов А.А., Жильцов Е.В., Чижов С.Г. Влияние отраслей экономики Российской Федерации на состояние природной среды в 1993-1995 гг. – М.: Издательский центр «Метеорология и гидрология», 1997. – 329 с.
120. Шуйцев Ю.К. Деградация и восстановление растительных сообществ тайги в сфере влияния нефтедобычи // Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982, с. 70-81.
121. Шелкачев В.Н. Анализ разработки крупнейших нефтяных месторождений СНГ и США. – М.: ВНИИОУЭНГП, 1994. – 7 с.
122. Экология при разработке высокосернистых месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – 134 с.
123. Экологическое состояние, использование природных ресурсов, охрана окружающей среды Тюменской области. – Тюмень, 1997. – 165 с.
124. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 256 с.
125. Якубовский Ю. Автомобильный транспорт и защита окружающей среды: Пер. с польск. – М.: Транспорт, 1979. – 198 с.
126. Bauder T.A., Barbarick K.A., Shanahan J.F. et al. Drilling fluid effects on crop growth and iron and zinc availability // J. Environ. Qual., 1999, 28, № 3, p. 744-749.
127. Igamberdigev V.M., Kutyyev K.A., Popova Y.N., Tereshenkov O.M. The ecological problems of oil production and transportation in West Siberia // POLAR-TECH'96: Int. Conf. Dev. and Commer. Util. Technol. Polar Reg., Sankt-Peterburg. Sept. 24-26. 1996; Proc. Workshop E. – St.-Peterburg, 1996, p. 46-54.
128. Ludzack F.J., Ingram W.M., Ettinger M.B. Characteristics of a stream composed of oil refinery and activated sludge effluents // Sewage Industr. Wastes, 1957, № 29, p. 1177-1189.
129. Wilshire H.G. Environmental impacts of oil and gas pipelines // US Geol. Surv. Circ., 1995, № 1108, p. 117-118.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Природные условия Тюменской области.....	5
Краткая характеристика технологии добычи нефти и газа.....	9
Основные химические свойства нефти и газа.....	14
Воздействие на окружающую среду геологоразведочных и буровых работ.....	20
Добыча, подготовка и транспортировка природного газа.....	25
Добыча и транспортировка нефти.....	32
Общая характеристика экологических проблем нефтегазодобывающих районов Тюменской области.....	41
Заключение.....	46
Литература.....	48

Дорожукова С.Л., Янин Е.П.
Экологические проблемы нефтегазодобывающих территорий
Тюменской области

Рекомендовано к печати НТС ГП «ПРОМНЕФТЕГАЗЭКОЛОГИЯ»

Редактор Т.И. Нефелова

Подписано к печати
Формат 60 х 90 1/16. Уч. изд. л. 3,5.
Тираж 100. Заказ
Полиграфическая база ИМГРЭ.